

**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
“ ___ ” _____ 2019 р.

Дипломний проект

на здобуття ступеня «бакалавр»

(назва ОКР)

з напрямку підготовки 6.050701 – «Електротехніка та електротехнології»
(код та назва напрямку підготовки)

на тему: «Електрична мережа напругою 110 кВ з джерелом генерування та елегазові
комплектні розподільні пристрої»

Виконав: студент IV курсу, групи ЕС-с52

Колісник Владислав Сергійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

_____ (підпис)

Керівник проекту: канд. техн. наук, доц., Казанський С.В.

(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)

Київ – 2019 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського»**

Інститут (факультет) «Електроенергетехніки та автоматики»

Кафедра «Електричних мереж та систем»

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Напрямок підготовки 6.050701 – «Електротехніка та електротехнології»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

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

« ____ » _____ 2019 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проект студенту
Коліснику Владиславу Сергійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту «Електрична мережа напругою 110 кВ з джерелом генерування та елегазові комплектні розподільні пристрої»

керівник проекту Казанський Сергій Володимирович, канд. техн. наук., доцент,
затверджені наказом по університету від 8 квітня 2019 р. № 1085-с.

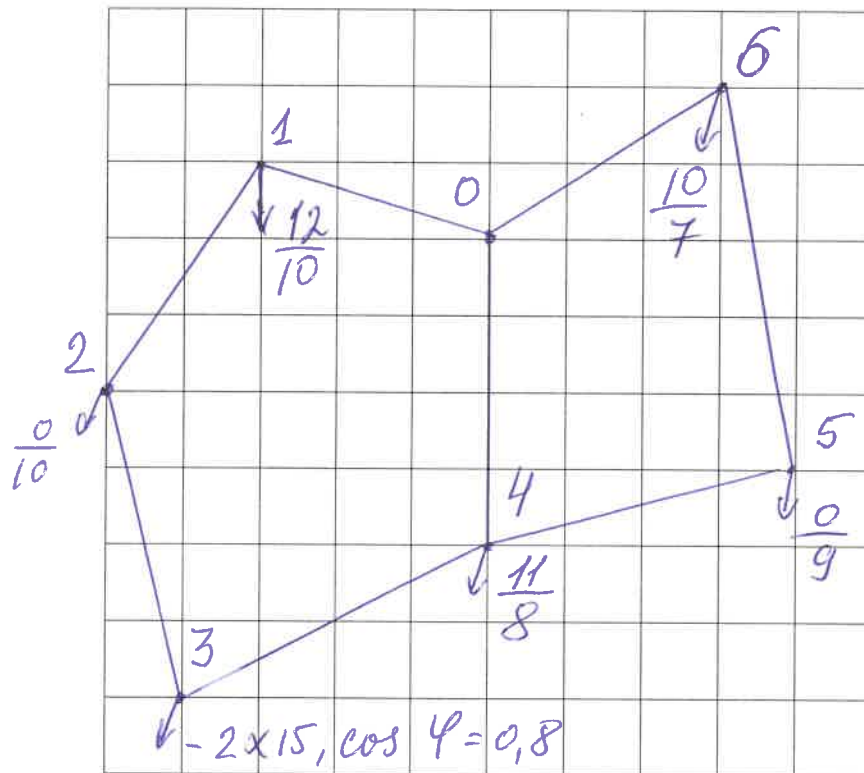
2. Строк подання студентом проекту 11 червня 2019 р.

3. Вихідні дані до проекту: додаток до завдання на ДП РЕМ

Пояснювальна записка до дипломного проекту

на тему: «Електрична мережа напругою 110 кВ з джерелом генерування та
елегазові комплектні розподільні пристрої»

Додаток до завдання на дипломну роботу
(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.
- $\cos \varphi_{сн} = \underline{0,76}$. $\cos \varphi_{сн} = \underline{0,78}$. $T_{max} = \underline{3200}$ [год/рік].
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі Європа, П.
- Коефіцієнт зниження активного навантаження пунктів у режимі мінімальних навантажень $\alpha =$ _____ (%), р-н I – II.
- $M_{гран} =$ _____ [МВт·км], $\alpha_m =$ _____

Примітки:

1. На ситуаційному плані дроби означають активні навантаження:
числівник – навантаження на стороні С.Н.;
знаменник – навантаження на стороні Н.Н.
- Для техніко-економічного порівняння варіантів виконати синтез п'яти-шести різних трикутних схем мережі.

Завдання
видане

Дата 8.04.2019 р.

Підпис викладача В.Р. Колісник

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	ДП5209.6.05070102.007 ПЗ	Пояснювальна записка	95	
3	A1	ДП5209.6.05070102.01.007 ТК	Вибір параметрів електричної мережі	1	
4	A1	ДП5209.6.05070102.02.007 ТК	Розрахунок режимів роботи електричної мережі	1	
5	A1	ДП5209.6.05070102.03.007 ТК	Комплектні елегазові розподільні пристрої	1	

					ДП5209.6.050701.007 ПЗ			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Колісник В.С.			Електрична мережа напругою 110 кВ з джерелом генерування та елегазові комплектні розподільні пристрої	Літ.	Арк.	Арк.
Перевірив		Казанський С.В.					5	95
Н. Контр.		Казанський С.В.				НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» ФЕА, гр. ЕС-с52		
Затвердив		Кирик В.В.						

РЕФЕРАТ

Обсяг – 95 сторінок машинописного тексту.

Ілюстрацій – 27. Таблиць – 50.

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.

Публікації за тематикою досліджень:

1. Колісник В.С., Казанський С.В., «Про особливості експлуатації елегазових комплектних розподільних пристроїв» // Міжнародний науково-технічний журнал молодих вчених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики» – 2018. – с. 130-132.

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

					ДП5209.6.050701.007 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		6

ABSTRACT

Size – 95 pages of typewritten text.

Illustrations – 27. Tables – 50.

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.

Publications on the subject of research:

1. Kolisnyk V.S., Kazansky S.V., «On peculiarities of exploitation of insulating gas complete distribution devices» // International scientific and technical journal of young scientists, postgraduates and students «Modern problems of electrical engineering and automatics» – 2018. – p. 130-132.

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

					ДП5209.6.050701.007 ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	9
ВСТУП.....	10
1 ПРОЕКТУВАННЯ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ПУНКТОМ ГЕНЕРАЦІЇ НАПРУГОЮ 110 кВ.....	11
1.1 Вибір кількості, типу і потужності трансформаторів на підстанціях.....	11
1.2 Розрахунок L-схеми мережі.....	13
1.3 Розрахунок параметрів Z-схеми.....	36
1.4 Розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях.....	42
1.5 Електричний розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі.....	53
1.6 Регулювання напруги трансформаторів.....	57
Висновки до розділу 1.....	62
2 ЕЛЕГАЗОВІ КОМПЛЕКТНІ РОЗПОДІЛЬНІ ПРИСТРОЇ.....	63
2.1 Загальні відомості щодо використання елегазу в розподільних пристроях.....	63
2.2 Європейські та українські нормативи щодо використання елегазу в розподільних пристроях.....	74
2.3 Елегазові КРПЕ. Загальна характеристика та особливості використання.....	77
2.4 Розрахунок ТН і ТС КРПЕ.....	85
Висновки до розділу 2.....	91
ВИСНОВКИ.....	93
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	94
Додаток А. Результати перевірки на плагіат.....	95

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;

					ДП5209.6.050701.007 ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Найголовнішим завданням поточного дипломного проекту є підсумування та синтез отриманих знань, закріплення навичок та вміння використати отримані впродовж всього курсу навчання теоретичні знання в практичних розрахунках, аналізування різних режимів роботи районної електричної мережі, продемонструвати вміння грамотно та точно підібрати методи вирішення поставлених задач, аналіз та вичерпна оцінка отриманих результатів і техніко-економічних показників режиму роботи районної електричної мережі з генерацією.

На індивідуальному бланку завдання до дипломного проекту вказані наступні вихідні дані проектованої районної мережі з генерацією:

- номінальна напруга електричної мережі 110 кВ;
- план масштабом 1см:10км, де показано розташування всіх споживачів;
- косінуси кута навантаження обмоток середньої та низької напруги $\cos \varphi_{сн}$ і $\cos \varphi_{нн}$, 0,76 і 0,78 відповідно;
- в пункті з генерацією нам задано 2 генератори з з активною потужністю 15 МВт та $\cos \varphi$, 0,8 кожен;
- за надійністю присутні споживачі лише I-ї та II-ї категорії;
- кількість годин використання максимального навантаження T_{max} , 3200 год/рік;
- географічний район спорудження мережі – Європа, II.

Навантаження задано у вигляді дробу: в чисельнику вказано активне навантаження на шинах середньої напруги, в знаменнику – активне навантаження на шинах низької напруги. Це нам вказує на встановлення триобмоткових та двообмоткових трансформаторів у пунктах.

Напругу балансуючого пункту будемо вважати 115 кВ.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	ДП5209.6.050701.007 ПЗ					10

1 ПРОЕКТУВАННЯ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ПУНКТОМ ГЕНЕРАЦІЇ НАПРУГОЮ 110 КВ

1.1 Вибір кількості, типу і потужності трансформаторів на підстанціях

Враховуючи категорії споживачів за надійністю, які підключені до підстанцій районної електричної мережі з генерацією, на кожній підстанції даної мережі слід встановити по два силові трансформатори[3]. Аналізуючи задані навантаження пунктів, приходимо до висновку, що необхідно встановити триобмоткові силові трансформатори напругою 110/35/10 кВ та двообмоткових трансформаторів напругою 110/10 кВ.

Знайдемо значення кутів навантаження обмоток середньої і низької напруги:

$$\varphi_{сн} = \arccos(\cos \varphi_{сн}) = \arccos(\cos 0,76) = 40,536^\circ;$$

$$\varphi_{нн} = \arccos(\cos \varphi_{нн}) = \arccos(\cos 0,78) = 38,739^\circ.$$

Розрахуємо реактивну потужність споживання на сторонах СН і НН. Для першого пункту реактивна потужність складе:

$$Q_{сн1} = -P_{1сн} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{сн}) = -12 \cdot \operatorname{tg}(0,707) = -10,262 \text{ МВАр};$$

$$Q_{нн1} = -P_{1нн} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{нн}) = -4 \cdot \operatorname{tg}(0,676) = -8,023 \text{ МВАр}.$$

Сумарне навантаження понижуючої підстанції, розташованої в пункті один, в режимі максимальних навантажень електричної мережі буде таким:

$$\dot{S}_{\max 1} = P_{1сн} + P_{1нн} + j(Q_{1сн} + Q_{1нн}) = 12 + 10 + j(-10,262 - 8,023) = 22 - 18,285 \text{ МВт}.$$

Модуль навантаження матиме таке значення:

$$S_{m_max 1} = \sqrt{(P_{1сн} + P_{1нн})^2 + (Q_{1сн} + Q_{1нн})^2} = \sqrt{(12 + 10)^2 + (-10,262 - 8,023)^2} = 28,607 \text{ МВт}.$$

Розглянемо пункт 3 з генерацією. Будемо вважати, що в ньому розташована ТЕС з 2 генераторами типу ТА-15-2/6,6ТЕ активною потужністю 15 МВт з генераторною напругою 6,3/10,5 кВ[2]. Обидва генератори працюють з $\cos \varphi_{Г}, 0,8$.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

Знайдемо значення кута генерації:

$$\varphi_G = \arccos(\cos \varphi_G) = \arccos(\cos 0,8) = 36,87^\circ;$$

Визначимо реактивну потужність генерації:

$$Q_{G3} = P_{G3} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_G) = 2 \cdot 15 \cdot \operatorname{tg}(0,644) = 22,5 \text{ МВАр};$$

Сумарна потужність генерації пункту 3, у максимальному режимі роботи електричної мережі складе:

$$\dot{S}_{\max 3} = P_{G3} + jQ_{G3} = -2 \cdot 15 + j22,5 = -30 + j22,5 \text{ МВт.}$$

Модуль потужності генерації пункту 3 складе:

$$S_{m_max3} = \sqrt{P_{G3}^2 + Q_{G3}^2} = \sqrt{(-2 \cdot 15)^2 + 22,5^2} = 37,5 \text{ МВА.}$$

Результати розрахунку всіх навантажень підстанцій наведено в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Розрахункові параметри пунктів мережі

№ пункту	Активна потужність P, МВт		Реактивна потужність Q, МВАр		Повна потужність S_{max} , МВА	Модуль S_{max} , МВА
	СН	НН	НН	СН		
1	12	10	-8,023	-10,262	22-j18,285	28,607
2	0	10	-8,023	0	10-j8,023	12,821
3	-2x15		22,5		-30+j22,5	37,5
4	11	8	-6,418	-9,407	19-j15,825	24,727
5	0	9	-7,221	0	9-j7,221	11,538
6	10	7	-5,616	-8,552	17-j14,168	22,13

Опираючись на отримані значення повних потужностей у вузлових підстанціях, визначимо номінальні потужності встановлених на підстанціях трансформаторів. Трансформатори мають забезпечувати 70% від сумарної потужності підстанцій, для першого пункту потужність трансформатора складе:

$$S_{T1} = 0,7 \cdot S_{m_max1} = 0,7 \cdot 28,607 = 20,025 \text{ МВА.}$$

Виходячи з того, що ТЕС такої потужності, як в пункті 3, не виконують за блочною схемою, а виконують на збірних шинах, то для досягнення необхідної

L-схемі електричної мережі, використовуючи визначені навантаження пунктів. На даному етапі розрахунку, втратами в елементах електричної мережі з нехтують, також робиться припущення, що перерізи проводів всіх ділянок мережі є однаковими, всі повітряні лінії приймаються одноланцюговими, а розрахунок виконується за довжинами ділянок.

Розрахунок L-схеми мережі найбільш доцільно виконувати методом контурних рівнянь. Перемичками обрані лінії 2-3 та 5-6.

До контуру 1 входять такі лінії: 1-2, 2-3, 3-4 та 0-4.

До контуру 2 входять такі лінії: 0-4, 4-5, 5-6, 0-6.

Таким чином, поточкорозподіл схеми має вигляд:

$$\dot{S}_{4-3p} = \dot{S}_{\max 3} = -30 + j22,5 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-5p} = \dot{S}_{\max 5} = 9 - j7,221 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{1-2p} = \dot{S}_{\max 2} = 10 - j8,023 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-6p} = \dot{S}_{\max 6} = 17 - j14,168 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-1p} = \dot{S}_{\max 1} + \dot{S}_{\max 2} = 22 - j18,285 + 10 - j8,023 = 32 - j26,308 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-4p} = \dot{S}_{\max 3} + \dot{S}_{\max 4} + \dot{S}_{\max 5} = -30 + j22,5 + 19 - j15,825 + 9 - j7,221 = -2 - j0,546 \text{ МВА}.$$

Поточкорозподіл в умовно розімкненій схемі мережі зображено на рис. 1.1.

Система контурних рівнянь для даної мережі матиме такий вигляд:

$$\begin{cases} -\dot{S}_{1-2p} \cdot L_{1-2} - \dot{S}_{0-1p} \cdot L_{0-1} + \dot{S}_{0-4p} \cdot L_{0-4} + \dot{S}_{3-4p} \cdot L_{3-4} + \dot{S}_{\kappa 1} \cdot (L_{0-1} + L_{1-2} + L_{2-3} + L_{3-4} + L_{0-4}) - \\ - \dot{S}_{\kappa 2} \cdot L_{0-4} = 0; \\ \dot{S}_{0-6p} \cdot L_{0-6} - \dot{S}_{4-5p} \cdot L_{4-5} - \dot{S}_{0-4p} \cdot L_{0-4} + \dot{S}_{\kappa 2} \cdot (L_{0-4} + L_{4-5} + L_{5-6} + L_{0-6}) - \dot{S}_{\kappa 1} \cdot L_{0-4} = 0. \end{cases}$$

$$\begin{cases} -(10 - j8,023) \cdot 37 - (32 - j26,308) \cdot 33 + (-2 - j0,546) \cdot 40 + (-30 + j22,5) \cdot 45 + \dot{S}_{\kappa 1} \cdot (33 + 37 + \\ + 42 + 45 + 40) - \dot{S}_{\kappa 2} \cdot 40 = 0; \\ (17 - j14,168) \cdot 37 - (9 - j7,221) \cdot 41 - (-2 - j0,546) \cdot 40 + \dot{S}_{\kappa 2} \cdot (40 + 41 + 52 + 37) - \dot{S}_{\kappa 1} \cdot 40 = 0. \end{cases}$$

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

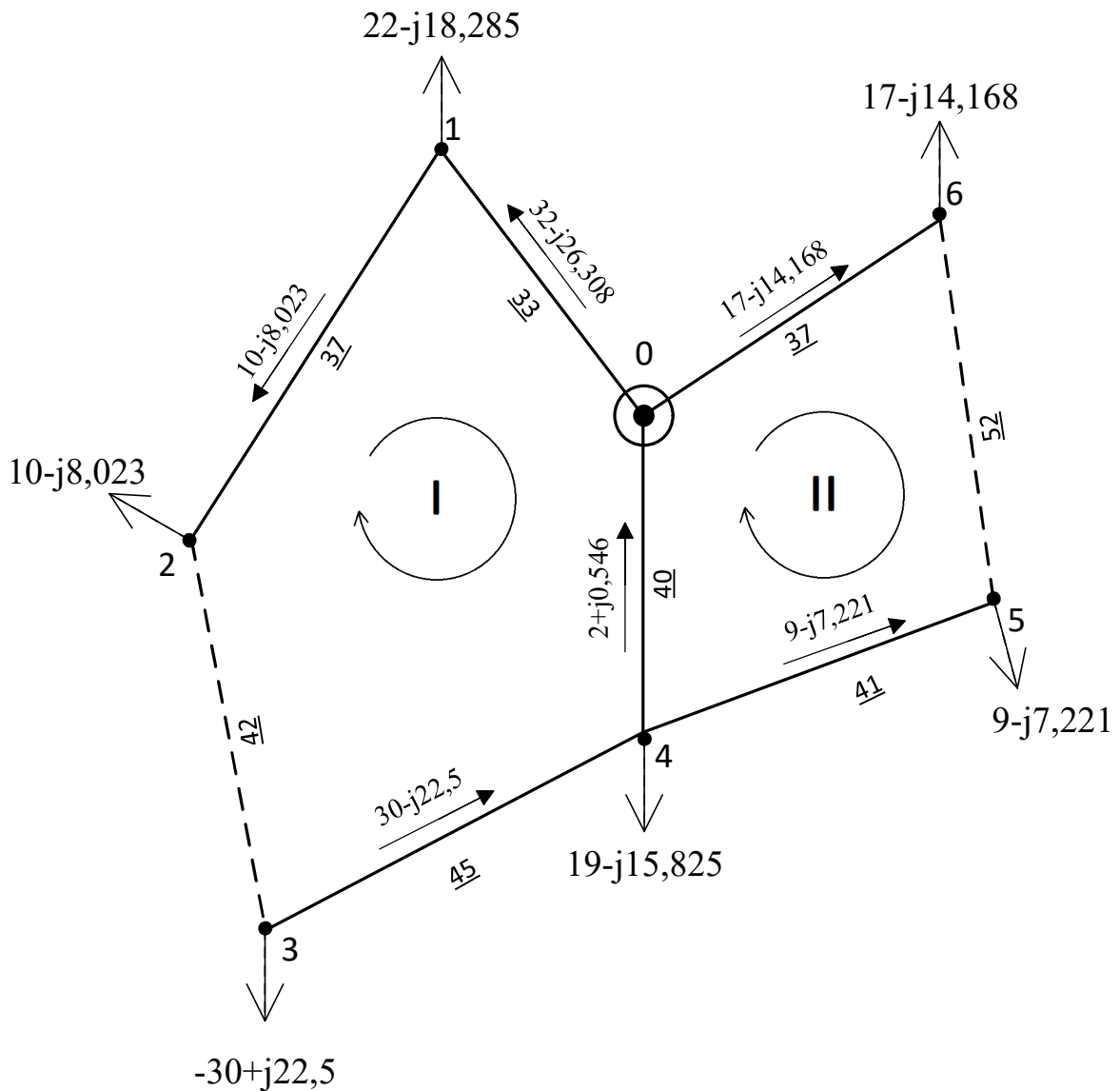


Рисунок 1.1 – Потокорозподіл в умовно розімкненій схемі мережі

Розв'язавши систему контурних рівнянь, отримаємо значення величин контурних потужностей:

$$\dot{S}_{k1} = 14,798 - j11,233 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{k2} = 1,482 - j1,429 \text{ МВА.}$$

Потоки потужностей по ділянках електричної схеми складуть :

$$\dot{S}_{3-4\text{рез}} = \dot{S}_{\text{max}3} + \dot{S}_{k1} = -30 + j11,643 + 14,798 - j11,233 = -15,202 + j11,267 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-5\text{рез}} = \dot{S}_{\text{max}5} - \dot{S}_{k2} = 9 - j7,221 - 1,482 - j1,429 = 7,518 - j5,791 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-4\text{рез}} = \dot{S}_{\text{max}3} + \dot{S}_{\text{max}4} + \dot{S}_{\text{max}5} + \dot{S}_{k1} - \dot{S}_2 = -30 + j22,5 + 19 - j15,825 + 9 - j7,221 + 14,798 - j11,233 - 1,482 - j1,429 = 11,316 - j10,349 \text{ МВА};$$

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата
------	------	---------	---------	------

$$\dot{S}_{1-2\text{pez}} = \dot{S}_{\text{max}2} - \dot{S}_{\kappa1} = 10 - j8,023 - 14,798 - j11,233 = -4,798 + j3,21 \text{ MVA}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-1\text{pez}} &= \dot{S}_{\text{max}1} + \dot{S}_{\text{max}2} - \dot{S}_{\kappa1} = 22 - j18,285 + 10 - j8,023 - 14,798 - j11,233 = \\ &= 17,202 - j15,075 \text{ MVA}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{0-6\text{pez}} = \dot{S}_{\text{max}6} + \dot{S}_{\kappa2} = 17 - j14,168 + 1,482 - j1,429 = 18,482 - j15,597 \text{ MVA};$$

$$\dot{S}_{2-3\text{pez}} = \dot{S}_{\kappa1} = 14,798 - j11,233 \text{ MVA};$$

$$\dot{S}_{5-6\text{pez}} = \dot{S}_{\kappa2} = 1,482 - j1,429 \text{ MVA}.$$

Проведемо перевірку, чи виконується другий закон Кірхгофа у розглянутій схемі електричної мережі:

$$\begin{aligned} -\dot{S}_{1-2\text{pez}} \cdot L_{1-2} - \dot{S}_{0-1\text{pez}} \cdot L_{0-1} + \dot{S}_{0-4\text{pez}} \cdot L_{0-4} + \dot{S}_{3-4\text{pez}} \cdot L_{3-4} + \dot{S}_{2-3\text{pez}} \cdot L_{2-3} = &= -(-4,798 + \\ &+ j3,21) \cdot 37 + (17,202 - j15,075) \cdot 33 + (11,316 - j10,349) \cdot 40 + (-15,202 - \\ &- j11,267) \cdot 45 + (14,798 - j11,233) \cdot 42 = 0; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-6\text{pez}} \cdot L_{0-6} - \dot{S}_{4-5\text{pez}} \cdot L_{4-5} - \dot{S}_{0-4\text{pez}} \cdot L_{0-4} + \dot{S}_{5-6\text{pez}} \cdot L_{5-6} = &= (18,482 - j15,597) \cdot 37 - \\ &- (7,518 - j5,791) \cdot 41 + (11,316 - j10,349) \cdot 40 + (1,482 - j1,429) = 0. \end{aligned}$$

Аналізуючи рівності, наведені вище, можна зробити висновок, що розрахунок поточкорозподілу потужностей в L-схемі є вірним. Поточкорозподіл для режиму роботи нашої електричної мережі наведено на рис. 1.2.

Здійснимо розрахунок струмових навантажень для ділянок вище наведених електричної мережі. Для ділянки 0-1 струмове розраховують таким чином:

$$I_{0-1} = \frac{\sqrt{P_{0-1\text{pez}}^2 + Q_{0-1\text{pez}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_l} = \frac{\sqrt{17,202^2 + (-15,075)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 120,049 \text{ A}.$$

Проведемо розрахунок оптимального значення перерізу проводів повітряної лінії 0-1:

$$\begin{aligned} F_{\text{opt}_{0-1}} &= \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot I_{0-1}^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot \Pi_{\text{ex}} \cdot 10^{-5}}{k_{\text{num}_{\text{зм}_{110}_1}} \cdot (0,01 \cdot H_e + E)}} = \frac{1}{1} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot 120,049^2 \cdot 28,5 \cdot 1727 \cdot 53 \cdot 10^{-5}}{450 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)}} = \\ &= 149,589 \text{ мм}^2. \end{aligned}$$

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

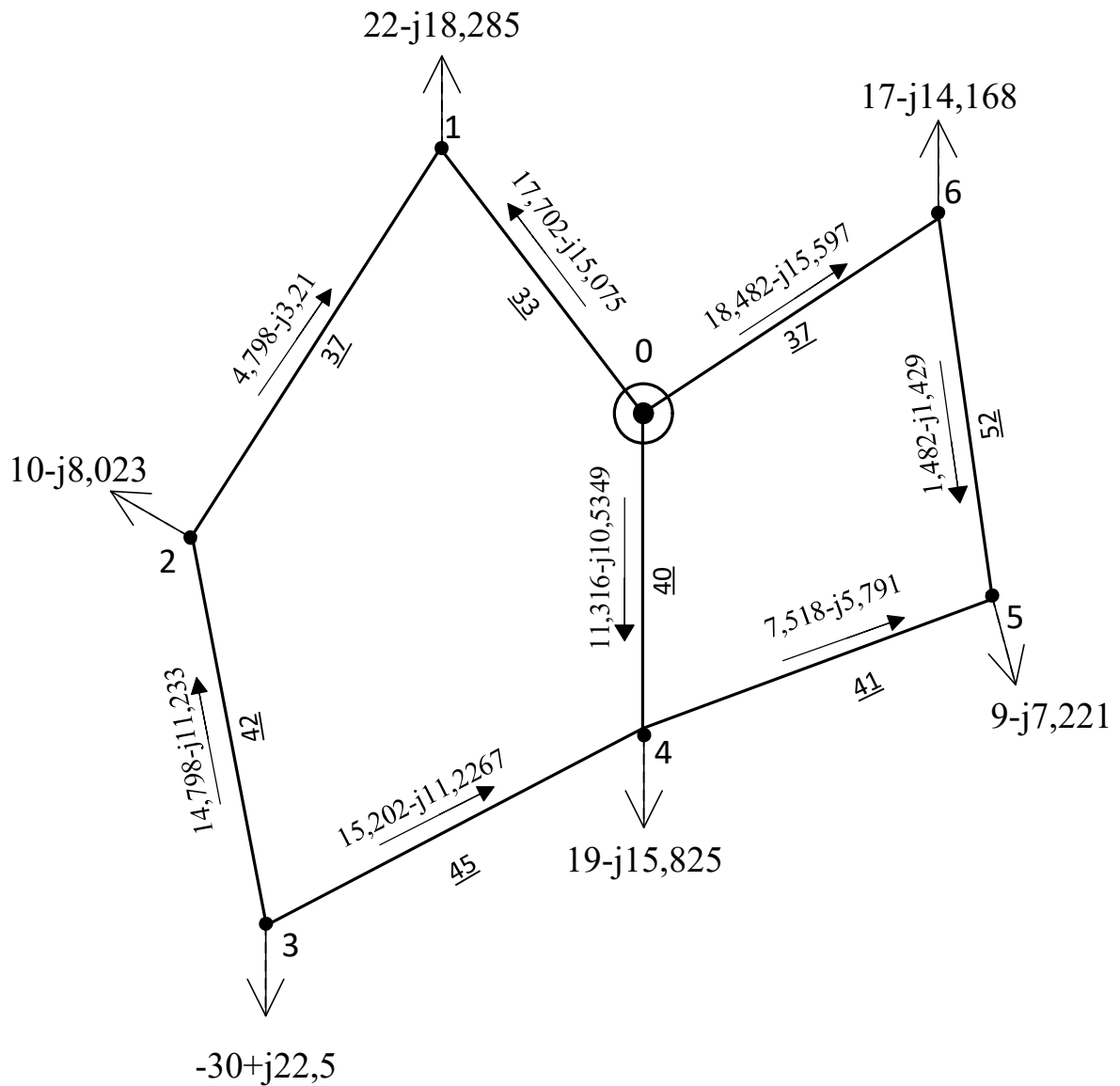


Рисунок 1.2 – Результуючий потякорозподіл мережі

Результати розрахунків струмового навантаження і оптимальних перерізів проводів всіх ділянок електричної мережі представлено в табл. 1.4 .

Приймаємо за найменший переріз 70 мм^2 за умовою корони.

Для ділянок 4-5, 1-2, 5-6 значення оптимальних перерізів є меншим за допустимий за умовою корони, тому ми маємо прийняти до встановлення провід перерізом 70 мм^2 . Для ділянок 2-3, 3-4 величина оптимального перерізу майже збігається зі значенням стандартного перерізу скороченої номенклатури проводів в 120 мм^2 .

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

Таблиця 1.4 – Результати розрахунків струмового навантаження і оптимальних перерізів проводів

Ділянка	Активна потужність, МВт	Реактивна потужність, МВАр	Струмове навантаження, А	Оптимальний переріз, мм ²
3-4	15,202	-11,267	99,315	123,753
4-5	7,518	-5,791	49,81	62,066
0-4	11,316	-10,349	80,488	100,293
1-2	4,798	-3,21	30,3	37,756
0-1	17,202	-15,075	120,049	149,589
0-6	18,482	-15,597	126,931	158,164
2-3	14,798	-11,233	97,512	121,507
5-6	1,482	-1,429	10,806	13,465

Перерізи решти ділянок електричної мережі оберемо, порівнявши величини сумарних дисконтованих витрат для кожної повітряної лінії.

Здійснимо техніко-економічне порівняння двох варіантів спорудження повітряної лінії 0-1. Візьмемо до розгляду такі варіанти перерізу проводів: 120 мм² (варіант А) і 240 мм² (варіант Б).

Капіталовкладення у повітряну лінію електропередачі для різних варіантів виконання:

$$K_{nl0-1_A} = n \cdot K_{0-1_120_A} \cdot L_{0-1} = 1 \cdot 295 \cdot 33 = 9735 \text{ тис. грн};$$

$$K_{nl0-1_B} = n \cdot K_{0-1_240_B} \cdot L_{0-1} = 1 \cdot 350 \cdot 33 = 1155 \text{ тис. грн};$$

$$K_{0-1_120_A} = 295 \text{ тис. грн};$$

$$K_{0-1_240_B} = 350 \text{ тис. грн}.$$

У наведених вище виразах величина $n = 1$ показує кількість паралельних ліній, які з'єднують пункти 0 та 1.

Витрати на експлуатацію та обслуговування повітряної лінії електропередачі розглянутих варіантів А і Б

$$I_{енл0-1_A} = K_{нл0-1_A} \cdot \frac{H_{нл}}{100} = 9735 \cdot \frac{1,2}{100} = 116,82 \text{ тис. грн};$$

$$I_{енл0-1_B} = K_{нл0-1_B} \cdot \frac{H_{нл}}{100} = 1155 \cdot \frac{1,2}{100} = 138,6 \text{ тис. грн.}$$

Зауважимо, що для повітряної лінії напругою 110 кВ величиною $A_{пост}$, яка пов'язана з втратами на коронування проводів, нехтують. Визначимо еквівалентний активний опір лінії електропередачі r_e , Ом, для варіантів А і Б:

$$r_{e0-1_A} = \frac{r_{0-1} \cdot L_{0-1}}{k} = \frac{0,244 \cdot 33}{1} = 8,052 \text{ Ом};$$

$$r_{e0-1_B} = \frac{r_{0-1} \cdot L_{0-1}}{k} = \frac{0,118 \cdot 33}{1} = 3,894 \text{ Ом.}$$

Розрахуємо втрати активної потужності в опорах ПЛ P_{Σ} , кВт, для варіантів А і Б:

$$\Delta P_{\Sigma 0-1_A} = \frac{(|S_{0-1}|)^2}{U_{н0-1}^2} \cdot r_{e0-1_A} \cdot 10^3 = \frac{(|17,202 - j15,075|)^2}{110^2} \cdot 8,052 \cdot 10^3 = 348,131 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\Sigma 0-1_B} = \frac{(|S_{0-1}|)^2}{U_{н0-1}^2} \cdot r_{e0-1_B} \cdot 10^3 = \frac{(|17,202 - j15,075|)^2}{110^2} \cdot 3,894 \cdot 10^3 = 168,359 \text{ кВт.}$$

Змінні втрати активної енергії $\Delta A_{зм}$, кВт·год, для розглянутих варіантів:

$$\Delta A_{зм0-1_A} = \Delta P_{\Sigma 0-1_A} \cdot \tau = 348,131 \cdot 1726,911 = 601191,717 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta A_{зм0-1_B} = \Delta P_{\Sigma 0-1_B} \cdot \tau = 168,359 \cdot 1726,911 = 290740,256 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Розрахуємо витрати спричинені покриттям втрат активної енергії $I_{втр}$, тис. грн./рік:

$$I_{втр0-1_A} = (3'_e \cdot \Delta A_{пос0-1_A} + 3''_e \cdot \Delta A_{зм0-1_A}) \cdot 10^{-5} = (112,5 \cdot 0 + 150 \cdot 601191,717) \cdot 10^{-5} = 901,788 \text{ тис. грн.};$$

$$I_{втр0-1_B} = (3'_e \cdot \Delta A_{пос0-1_B} + 3''_e \cdot \Delta A_{зм0-1_B}) \cdot 10^{-5} = (112,5 \cdot 0 + 150 \cdot 290740,256) \cdot 10^{-5} = 436,11 \text{ тис. грн.}$$

Сумарні щорічні витрати на утримання повітряних ліній електропередачі для варіантів А і Б складають:

$$I_{нл0-1_A} = I_{енл0-1_A} + I_{втр0-1_A} = 116,82 + 901,788 = 1018,608 \text{ тис. грн};$$

$$I_{нл0-1_B} = I_{енл0-1_B} + I_{втр0-1_B} = 138,6 + 436,11 = 574,71 \text{ тис. грн.}$$

Знайдемо значення функції сумарних дисконтованих витрат для варіантів А і Б:

$$Z_{лен0-1_A} = K_{пл01_A} + \frac{I_{пл01_A}}{E} = 9735 + \frac{1018,608}{0,1} =$$

$$= 19921,076 \text{ тис. грн.};$$

$$Z_{лен0-1_B} = K_{пл01_B} + \frac{I_{пл01_B}}{E} = 11550 + \frac{574,71}{0,1} =$$

$$= 17297,104 \text{ тис. грн.}$$

Як бачимо, опираючись на найменше значення функції сумарних дисконтованих витрат, слід обрати ПЛ перерізом 240 мм².

У табл. 1.5 жирним шрифтом виділено варіанти спорудження повітряних ліній, доцільність проектування яких виявилась вищою.

Таблиця 1.5 – Техніко-економічні дані ліній

Ділянка	Виконання	K _{пл} , тис. грн.	I _{пл} , тис. грн./рік.	Z _{дс} , тис. грн.
0-1	120	9735	1018,608	19921,076
	240	11550	574,71	17297,104
0-6	120	10915	1261,31	23528,167
	240	12950	702,038	19970,382
0-4	70	11000	981,802	20818,015
	120	11800	632,954	18129,544
5-6	70	-	-	-
2-3	120	-	-	-
3-4	120	-	-	-
1-2	70	-	-	-
4-5	70	-	-	-

Перевіримо умови допустимості відхилень напруги на входах трансформаторів підстанцій на відповідність її тривало допустимим значенням.

Перевіримо відхилення напруги на вході трансформаторної підстанції, провівши розрахунок регульовальних діапазонів силових триобмоткових та

двообмоткових трансформаторів підстанцій схеми електричної мережі та проведемо розрахунок наближених значень напруги на їх шинах ВН.

Для силових трансформаторів розрахуємо регульовальні діапазони, встановлені на підстанціях 1 та 2.

Для триобмоткових силових трансформаторів пункту 1 фіктивні значення напруг короткого замикання складуть:

$$U_{кв1(1)} \% = 0,5 \cdot (U_{к(в-с)} \% + U_{к(в-н)} \% - U_{к(с-н)} \%) = 0,5 \cdot (10,5\% + 17\% - 6\%) = 10,75\%;$$

$$U_{ксл1(1)} \% = U_{к(в-с)} \% - U_{кв6(1)} \% = 10,5 - 10,75 = -0,25\% = 0;$$

$$U_{кн1(1)} \% = U_{к(в-н)} \% - U_{кв6(1)} \% = 17 - 10,75 = 6,25\%.$$

Отримаємо величини втрат напруги в обмотках трансформаторів:

$$\begin{aligned} \Delta U_{m\delta 1} &= \frac{P_{\max 1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{m\delta 1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{\max 1}}{n} \cdot \frac{U_{m\delta 1} \cdot U_{кв1} \%}{100 \cdot S_{H1}} = \\ &= \frac{22}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-18,285}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 25} = 9,325 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{mc1} &= \frac{P_{сн1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{m\delta 1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{сн1}}{n} \cdot \frac{U_{m\delta 1} \cdot U_{ксл1} \%}{100 \cdot S_{H1}} = \\ &= \frac{12}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-10,262}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 25} = 0,155 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{mn1} &= \frac{P_{нн1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{m\delta 1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{нн1}}{n} \cdot \frac{U_{m\delta 1} \cdot U_{кн1} \%}{100 \cdot S_{H1}} = \\ &= \frac{10}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-8,023}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,75}{100 \cdot 25} = 2,62 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

Для двообмоткових трансформаторів пункту 2 складуть:

$$\begin{aligned} \Delta U_{m2} &= \frac{U_{m\delta 2}}{n \cdot S_{H2}} \cdot \left(P_{\max 2} \cdot \frac{\Delta P_{кз2} \cdot 10^{-3}}{S_{H2}} - Q_{\max 2} \cdot \frac{U_{кз2} \%}{100} \right) = \\ &= \frac{115}{10} \cdot \left(10 \cdot \frac{60 \cdot 10^{-3}}{10} + 8,023 \cdot \frac{10,5}{100} \right) = 10,378 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Граничні значення напруг триобмоткових силових трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 1 електричної мережі складе:

										Лист
										21
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	ДП5209.6.050701.007 ПЗ					

$$U_{\min 1} = \frac{U_{\text{нджс}} \cdot U_{\text{мв1}}}{U_{\text{тн1}}} \cdot (1 - \omega_{\text{в}}) + \Delta U_{\text{мв1}} + \Delta U_{\text{тн1}} =$$

$$= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + 9,325 + 2,62 = 104,132 \text{ кВ};$$

$$U_{\max 1} = \frac{U_{\text{нджс}} \cdot U_{\text{мв1}}}{U_{\text{тн1}}} \cdot (1 + \omega_{\text{в}}) + \Delta U_{\text{мв1}} + \Delta U_{\text{тн1}} =$$

$$= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,16) + 9,325 + 2,62 = 139,303 \text{ кВ};$$

Для трансформаторів встановлених у пункті 2:

$$U_{\min 2} = \frac{U_{\text{нджс}} \cdot U_{\text{мв2}}}{U_{\text{тн2}}} \cdot (1 - \omega_{\text{в}}) + \Delta U_{\text{мв2}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + 10,378 = 102,565 \text{ кВ};$$

$$U_{\max 2} = \frac{U_{\text{нджс}} \cdot U_{\text{мв2}}}{U_{\text{тн2}}} \cdot (1 + \omega_{\text{в}}) + \Delta U_{\text{мв2}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,16) + 10,378 = 137,736 \text{ кВ}.$$

Аналогічні розрахунки проведемо для решти підстанцій електричної мережі розраховують так само. Результати розрахунків наведені у табл. 1.6.

Розрахуємо значення активних і реактивних опорів повітряних ліній електричної мережі.

Для ПЛ 0-1 були прийняті проводи перерізом 240 мм², для яких значення r_0' складає 0,118 Ом/км. Отже, для повітряної лінії 0-1 наближені значення активного та реактивного опорів складуть:

$$r_{0-1}' = \frac{r_0' \cdot l_{0-1}}{k_{0-1} \cdot n_{0-1}} = \frac{0,118 \cdot 33}{1 \cdot 1} = 3,894 \text{ Ом};$$

$$x_{0-1}' = \frac{x_0' \cdot l_{0-1}}{k_{0-1} \cdot n_{0-1}} = \frac{0,4 \cdot 33}{1 \cdot 1} = 13,2 \text{ Ом};$$

Розрахунок наближених значень активних та реактивних опорів інших повітряних ліній електропередачі, заданої електричної мережі, виконують за тим самим алгоритмом. Результати розрахунків опорів наведено у табл. 1.7

						Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	ДП5209.6.050701.007 ПЗ	

Таблиця 1.6 – Результати розрахунку регулювальних діапазонів силових трансформаторів підстанцій для першої групи післяаварійних режимів заданої електричної мережі

Номер пункту	Sn, МВА	ΔPкз, кВт	Обмотка	Ut, кВ	Uк, %	Потік потужності обмоткою		ΔUt, кВ	Umin, кВ	Umax, кВ
						P, МВт	Q, МВАр			
1	25	140,00	ВН	115,00	10,75	22	-18,285	9,325		
			СН	38,50	0,00	12	-10,262	0,155	104,132	139,303
			НН	11,00	6,75	10	-8,023	2,62		
4	25	140,00	ВН	115,00	10,75	19	-15,825	8,07		
			СН	38,50	0,00	11	-9,407	0,142	102,353	137,524
			НН	11,00	6,25	8	-6,418	2,096		
6	16	100,00	ВН	115,00	10,75	17	-14,168	11,329		
			СН	38,50	0,00	10	-8,552	0,071	106,196	141,367
			НН	11,00	6,75	7	-5,616	2,68		
2	10	60,00	ВН	115,00	10,5	10	-8,023	10,378	102,565	137,736
5	10	60,00	ВН	115,00	10,5	9	-7,221	9,34	101,527	136,698

Використовуючи значення потякорозподілу потужностей ділянками L-схеми електричної мережі в режимі роботи при максимальних навантажень та дані про наближені значення опорів повітряних ліній, можемо визначимо рівні напруги на шинах ВН всіх підстанцій електричної мережі.

$$U_1 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-1} \cdot r'_{0-1} - Q_{0-1} \cdot x'_{0-1})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (17,202 \cdot 3,894 + 15,075 \cdot 13,2)} = 112,663 \text{ кВ};$$

$$U_6 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-6} \cdot r'_{0-6} - Q_{0-6} \cdot x'_{0-6})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (18,482 \cdot 4,366 + 15,597 \cdot 14,8)} = 112,258 \text{ кВ};$$

$$U_4 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-4} \cdot r'_{0-4} - Q_{0-4} \cdot x'_{0-4})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (11,316 \cdot 9,76 + 10,349 \cdot 16)} = 112,574 \text{ кВ};$$

$$U_2 = \sqrt{U_1^2 - 2 \cdot (P_{1-2} \cdot r'_{1-2} - Q_{1-2} \cdot x'_{1-2})} = \sqrt{112,663^2 - 2 \cdot (-4,798 \cdot 16,354 - 3,21 \cdot 14,8)} = 113,776 \text{ кВ};$$

$$U_3 = \sqrt{U_4^2 - 2 \cdot (P_{3-4} \cdot r'_{3-4} - Q_{3-4} \cdot x'_{3-4})} = \sqrt{112,574^2 - 2 \cdot (-15,202 \cdot 10,98 - 11,267 \cdot 18)} = 115,812 \text{ кВ};$$

$$U_5 = \sqrt{U_6^2 - 2 \cdot (P_{5-6} \cdot r'_{5-6} - Q_{5-6} \cdot x'_{5-6})} = \sqrt{112,258^2 - 2 \cdot (1,482 \cdot 22,984 + 1,429 \cdot 20,8)} = 111,689 \text{ кВ};$$

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата
------	------	---------	---------	------

Таблиця 1.7 – Результати розрахунку наближених значень опорів ПЛ

Ділянка (i-j)	Довжина ділянки, км	Переріз проводів ділянки F, мм ²	Погонне значення опору, Ом/км		Опір ЛЕП, Ом	
			$r'_{0\ i-j}$	$x'_{0\ i-j}$	r'_{i-j}	x'_{i-j}
0-1	33	1x240	0,118	0,40	3,894	13,2
0-4	40	1x120	0,244	0,40	9,76	16
0-6	37	1x240	0,118	0,40	4,366	14,8
1-2	37	1x70	0,422	0,40	16,354	14,8
2-3	42	1x120	0,244	0,40	10,248	16,8
3-4	45	1x120	0,244	0,40	10,98	18
4-5	41	1x70	0,422	0,40	18,122	16,4
5-6	52	1x70	0,422	0,40	22,984	20,8

Першу групу післяаварійних режимів було перевірено на відповідність технічним обмеженням, результати показано у табл. 1.8.

Таблиця 1.8 – Результати перевірки перерізів ПЛ на відповідність технічним обмеженням першої групи післяаварійних режимів роботи

№ пункту	Діапазон регулювання трансформаторів		$U_{\max\ \text{роб}}$, кВ (ГОСТ 721-77)	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	U_{\min} , кВ	U_{\max} , кВ		
1	104,132	139,303	126,00	112,663
2	102,565	137,736		113,776
4	102,353	137,524		112,574
5	101,527	136,698		111,689
6	106,196	141,367		112,258
3	-	-		115,812

Перевіримо обрані перерізи ліній електропередач на умови допустимого нагріву проводів та допустимість відхилень напруги на входах силових

трансформаторів підстанцій, відповідності міжфазних робочих напруг, їх тривало допустимих величин за умовами функціонування ізоляції електроустаткування.

Перевіримо ці умови для найбільш важкого післяаварійного режиму роботи електричної мережі - відключення лінії, яка несе найбільше завантаження. Аналіз результатів розрахунку L-схеми показує, що найбільший навантажувальний струм несе ділянка 0-6, яка має струмове навантаження величиною у 126,931 А (див. табл. 1.4). Розрахуємо поточкорозподіл в електричній мережі при відключенні ділянки 0-6. До першого контуру відносяться ділянки 0-1, 1-2, 2-3, 3-4, 0-4 з перемичкою 2-3. За позитивний напрям прийнято обхід за годинниковою стрілкою, як показано на рис. 1.3.

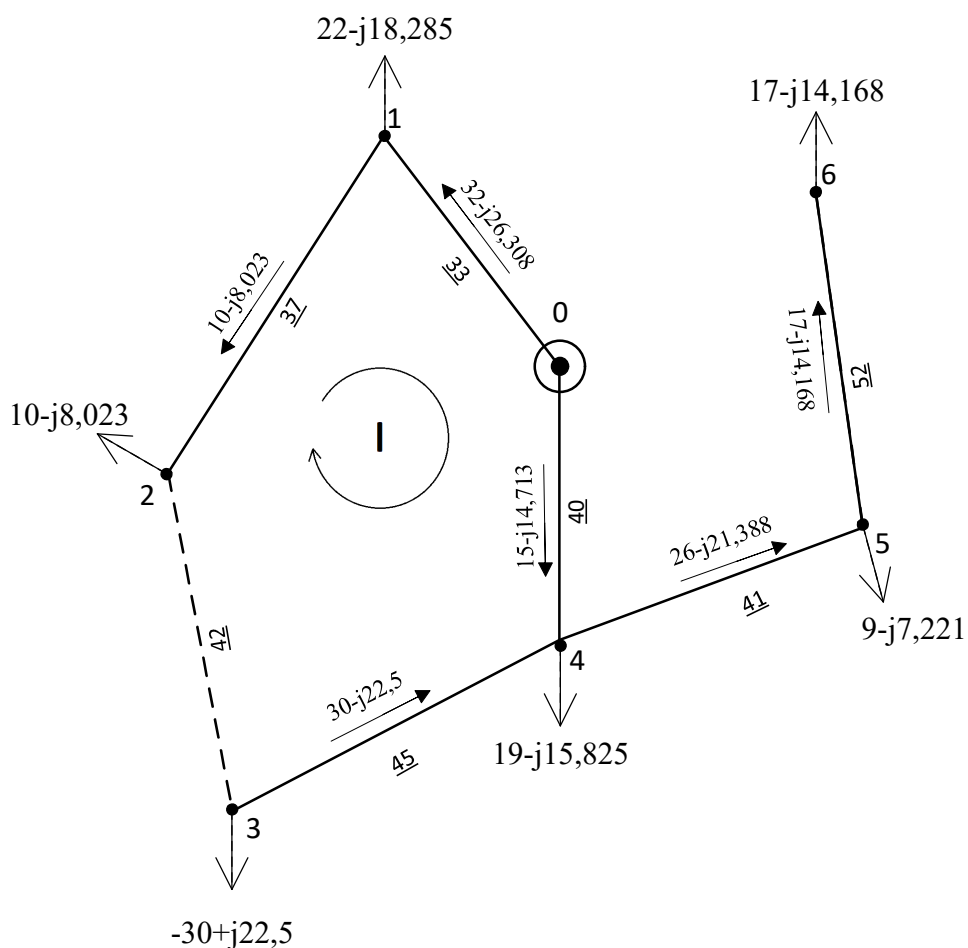


Рис. 1.3 – Вибір контурів і перемичок у післяаварійній схемі електричної мережі

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата
------	------	---------	---------	------

Розрахунок є аналогічним до попереднього розрахунку. Потокорозподіл потужностей ділянками L-схеми електричної мережі для розглянутого післяаварійного режиму роботи представлений на рис. 1.4.

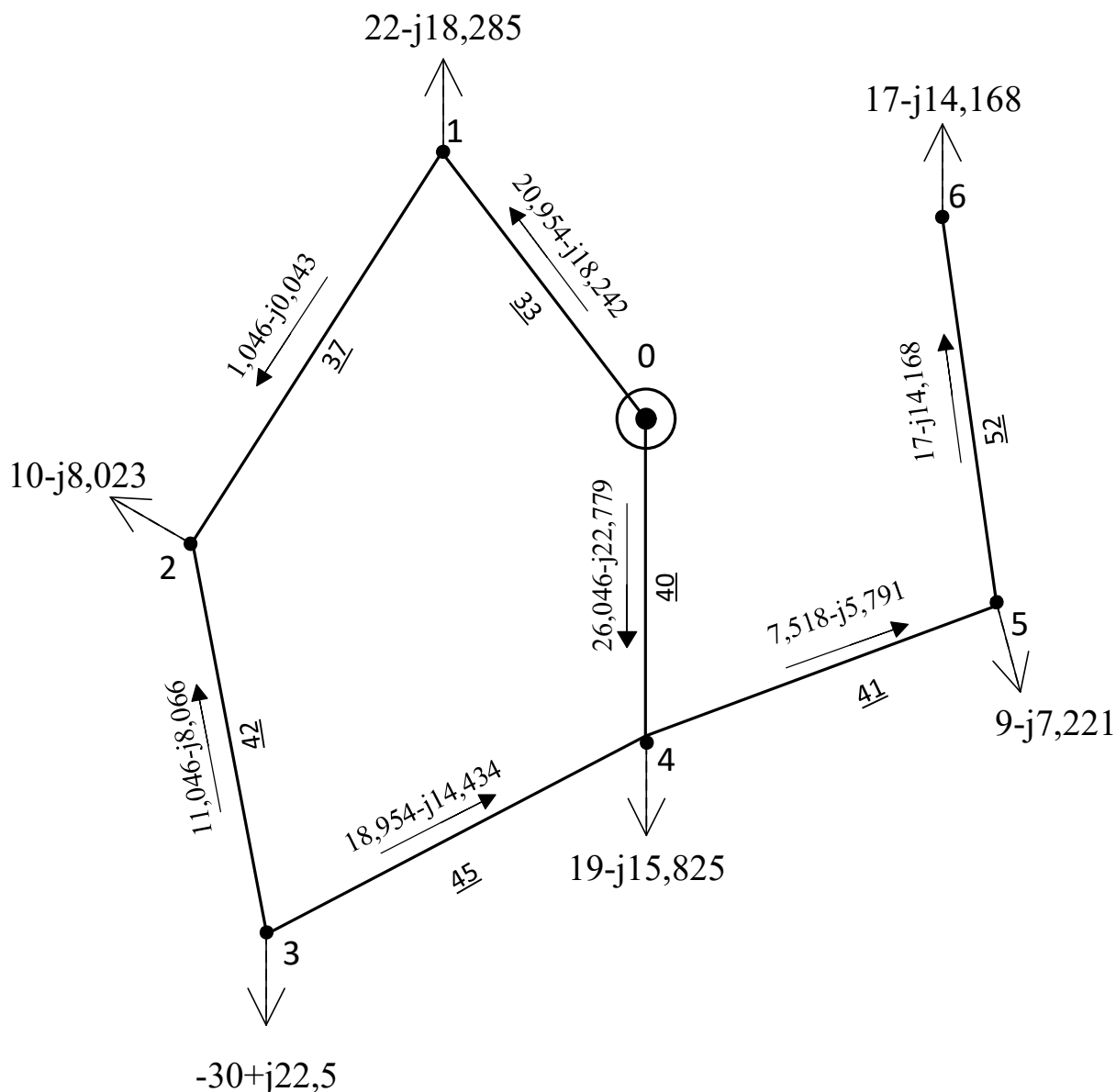


Рис. 1.4 – Потокорозподіл потужностей в L-схемі для післяаварійного режиму роботи

Струми ділянок даної електричної мережі для післяаварійного режиму роботи визначаються так само, як і для нормального режиму.. Результати перевірки струмових навантажень ділянок виконання представлені у табл. 1.9.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

Очевидно, що для всіх повітряних ліній схеми електричної мережі у післяаварійному режимі перерізи відповідають за умовою тривалого допустимого струму.

Таблиця 1.9 – Результати перевірки проводів ПЛ за струмом для післяаварійного режиму

Ділянка	Переріз F, мм ²	Активна потужність P, МВт	Реактивна потужність Q, МВАр	Струмове навантаження I, А	Тривалий допустимий струм, Ідоп, А
0-1	1x240	20,954	-18,242	145,818	610,00
0-4	1x120	26,046	-22,779	181,61	390,00
1-2	1x70	1,046	-0,043	5,493	265,00
2-3	1x120	11,046	-8,066	71,786	390,00
3-4	1x120	18,954	-14,434	196,824	390,00
4-5	1x70	26	-21,388	176,705	265,00
5-6	1x70	17	-14,168	116,15	265,00

При нормальному функціонуванні пристроїв РПН силових трансформаторів було розраховано граничні напруги на шинах ВН підстанцій. Розрахунки проводяться аналогічно до розрахунку першої групи післяаварійних режимів роботи електричної мережі, зважаючи лише на те що в роботі лишаються всі трансформатори на ПС. Результати розрахунку подані в табл. 1.10.

Проведемо розрахунок рівнів напруги на шинах ВН підстанцій пунктів схеми за допомогою вже відомого потякорозподілу потужностей у L-схемі електричної мережі в розглянуваному післяаварійному режимі.

Результати перевірки перерізів повітряних ліній даної електричної мережі на відповідність технічним обмеженням представлені у табл. 1.11.

Таблиця 1.10 – Результати розрахунку регулювальних діапазонів силових трансформаторів підстанцій для другої групи післяаварійних режимів електричної мережі.

Номер пункту	S _н , МВА	ΔРкз, кВт	Обмотка	U _т , кВ	U _к , %	Потік потужності обмоткою		ΔU _т , кВ	U _{min} , кВ	U _{max} , кВ
						P, МВт	Q, МВАр			
1	25	140,00	ВН	115,00	10,75	22	-18,285	4,663		
			СН	38,50	0,00	12	-10,262	0,077	98,16	133,331
			НН	11,00	6,75	10	-8,023	1,31		
4	25	140,00	ВН	115,00	10,75	19	-15,825	4,035		
			СН	38,50	0,00	11	-9,407	0,071	97,27	132,441
			НН	11,00	6,25	8	-6,418	1,048		
6	16	100,00	ВН	115,00	10,75	17	-14,168	5,664		
			СН	38,50	0,00	10	-8,552	0,035	99,191	134,363
			НН	11,00	6,75	7	-5,616	1,34		
2	10	60,00	ВН	115,00	10,5	10	-8,023	5,189	97,376	132,547
5	10	60,00	ВН	115,00	10,5	9	-7,221	4,67	96,857	132,028

Таблиця 1.11 – Результати перевірки перерізів ПЛ на відповідність технічним обмеженням другої групи післяаварійних режимів роботи

№ пункту	Діапазон регулювання трансформаторів		U _{max роб} , кВ (ГОСТ 721-77)	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	U _{min} , кВ	U _{max} , кВ		
1	98,16	133,331	126,00	112,162
2	97,376	132,547		112,32
3	-	-		116,002
4	97,27	132,441		109,488
5	96,857	132,028		101,704
6	99,191	134,363		94,726

Аналізуючи напруги, бачимо, що на ПС 6 ми маємо недопустиму напругу ВН, тому слід посилити ділянку 0-6, а саме встановити 2 ланцюга перерізом

240 мм². Після цього виконуємо розрахунок післяаварійного режиму, коли відключиться друга по завантаженню ділянка 0-1, яка несе струм в L-схемі 120,049 А., а на ділянці 0-6 буде встановлено 2 ланцюги.

Розрахуємо поточкорозподіл в мережі при відключенні ділянки, яка є найбільш навантаженою, після ділянки 0-6. Цією ділянкою є 0-1. До контуру відносяться ділянки 0-4, 4-5, 5-6, 0-6 з перемичкою 5-6. За додатній напрям прийнято обхід за годинниковою стрілкою, схема з вибором контурів наведена на рис. 1.5.

Розрахунок є аналогічним до попереднього розрахунку. Поточкорозподіл потужностей у L-схемі мережі для даного післяаварійного режиму роботи представлений на рис. 1.6.

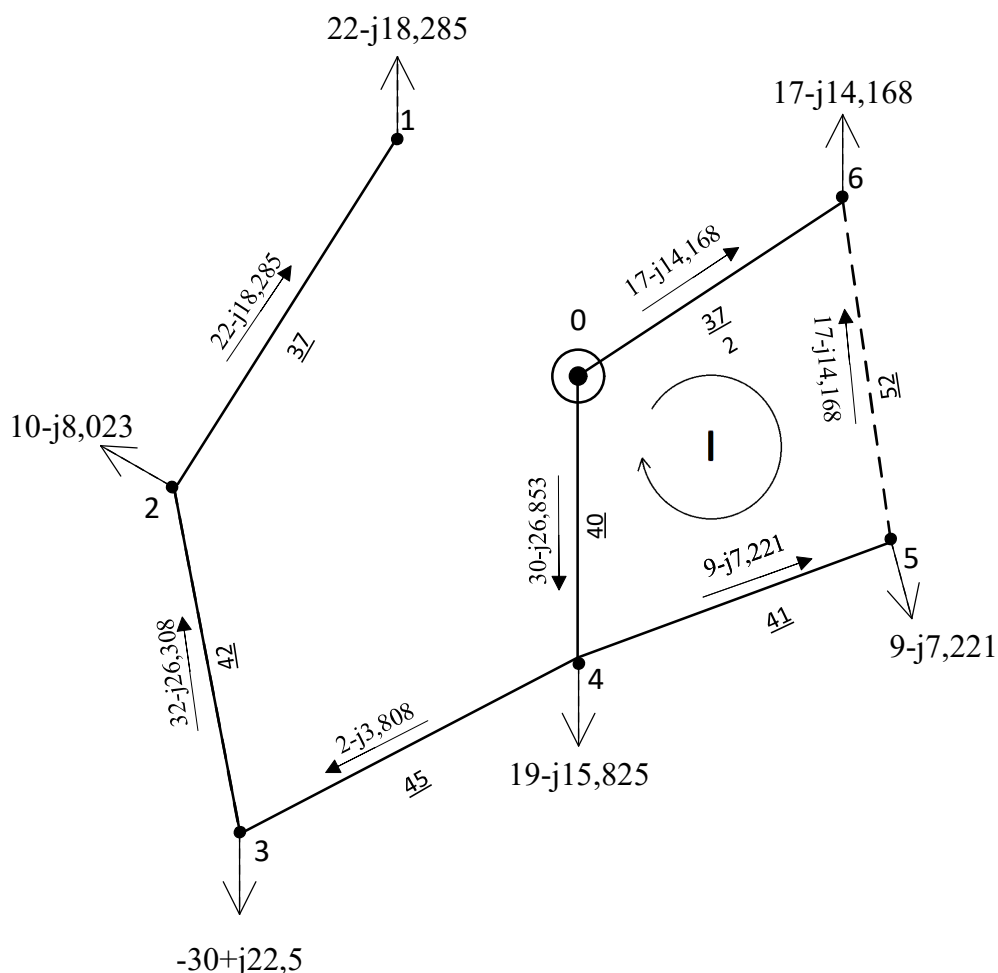


Рис. 1.5 – Вибір контурів і перемичок у післяаварійній схемі електричної мережі

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

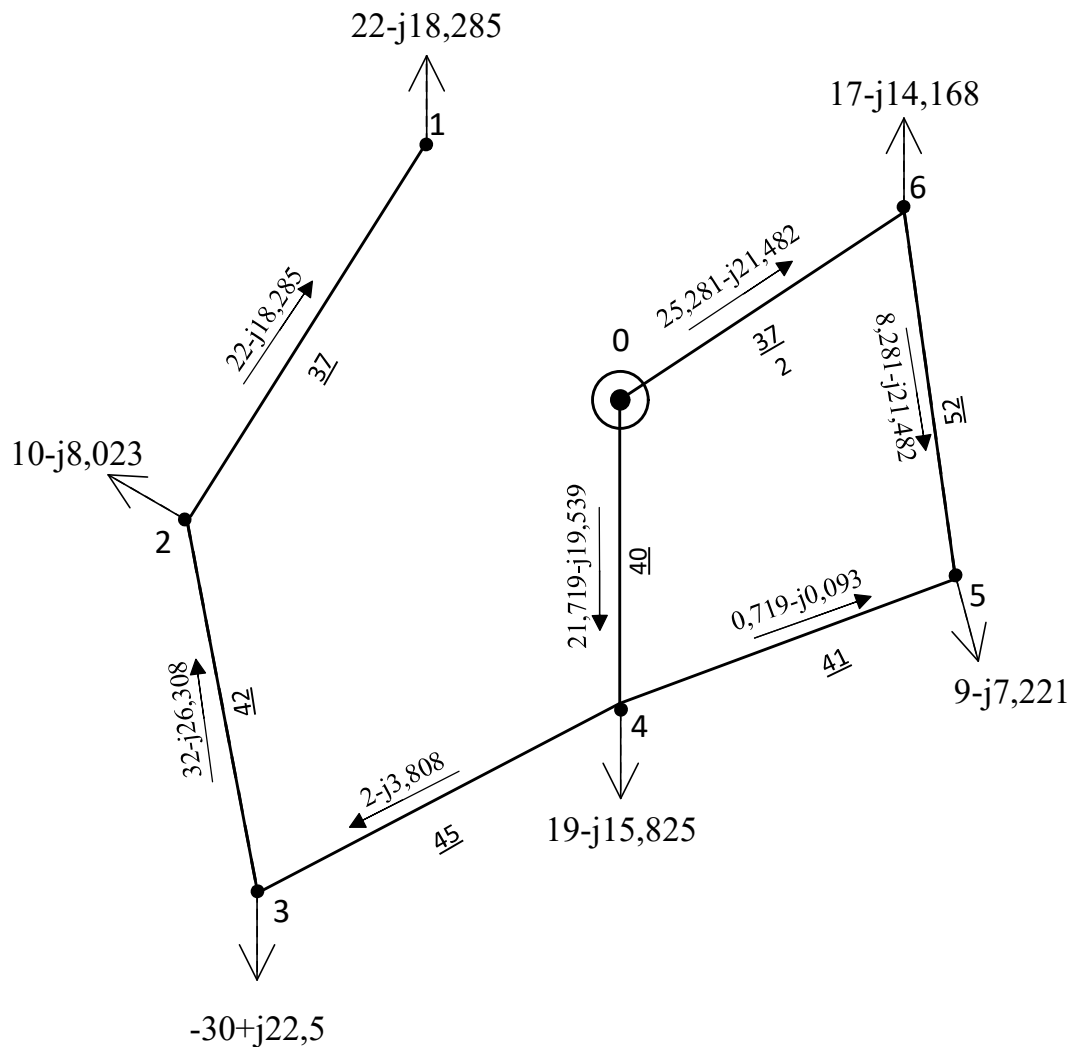


Рис. 1.6 – Потокорозподіл потужностей в L-схемі для післяаварійного режиму роботи

Струми ділянок даної електричної мережі для післяаварійного режиму роботи визначаються так само, як і для нормального режиму. Результати перевірки струмових навантажень ділянок виконання представлені у табл. 1.12.

З даних табл. 1.12 можемо зробити висновок, що для всіх повітряних ліній електропередачі схеми електричної мережі у післяаварійному режимі роботи, перерізи відповідають за умовою тривалого допустимого струму. При нормальному функціонуванні пристроїв РПН силових трансформаторів було розраховано граничні напруги на шинах ВН підстанцій. Розрахунки проводяться аналогічно до розрахунку першої групи післяаварійних режимів роботи електричної мережі, зважаючи лише на те що в роботі лишаються всі трансформатори на ПС. Результати розрахунку подані в табл. 1.13.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

Таблиця 1.12 – Результати перевірки проводів повітряної лінії за струмом у післяаварійному режимі роботи електричної мережі

Ділянка	Переріз F, мм ²	Активна потужність P, МВт	Реактивна потужність Q, МВАр	Струмове навантаження I, А	Тривалий допустимий струм, Ідоп, А
0-6	2x240	25,281	-21,482	87,061	610,00
0-4	1x120	21,719	-19,539	153,339	390,00
1-2	1x70	22	-18,285	150,145	265,00
2-3	1x120	32	-26,308	217,429	390,00
3-4	1x120	2	-3,808	22,824	390,00
4-5	1x70	0,719	0,093	3,808	265,00
5-6	1x70	8,281	-21,482	57,988	265,00

Таблиця 1.13 – Результати розрахунку регулювальних діапазонів силових трансформаторів підстанцій для другої групи післяаварійних режимів електричної мережі

Номер пункту	S _н , МВА	ΔP _{кз} , кВт	Обмотка	U _т , кВ	U _к , %	Потік потужності обмоткою		ΔU _т , кВ	U _{min} , кВ	U _{max} , кВ
						P, МВт	Q, МВАр			
1	25	140,00	ВН	115,00	10,75	22	-18,285	4,663	98,16	133,331
			СН	38,50	0,00	12	-10,262	0,077		
			НН	11,00	6,75	10	-8,023	1,31		
4	25	140,00	ВН	115,00	10,75	19	-15,825	4,035	97,27	132,441
			СН	38,50	0,00	11	-9,407	0,071		
			НН	11,00	6,25	8	-6,418	1,048		
6	16	100,00	ВН	115,00	10,75	17	-14,168	5,664	99,191	134,363
			СН	38,50	0,00	10	-8,552	0,035		
			НН	11,00	6,75	7	-5,616	1,34		
2	10	60,00	ВН	115,00	10,5	10	-8,023	5,189	97,376	132,547
5	10	60,00	ВН	115,00	10,5	9	-7,221	4,67	96,857	132,028

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата
------	------	---------	---------	------

Проведемо розрахунок рівнів напруги на шинах ВН підстанцій пунктів схеми за допомогою вже відомого поточкорозподілу потужностей у L-схемі електричної мережі в розглянуваному післяаварійному режимі.

Результати перевірки перерізів повітряних ліній даної електричної мережі на відповідність технічним обмеженням представлені у табл. 1.14.

Таблиця 1.14 – Результати перевірки перерізів ПЛ на відповідність технічним обмеженням другої групи післяаварійних режимів роботи

№ пункту	Діапазон регулювання трансформаторів		$U_{\max \text{ роб}}$, кВ (ГОСТ 721-77)	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	U_{\min} , кВ	U_{\max} , кВ		
1	98,16	133,331	126,00	95,886
2	97,376	132,547		102,25
3	-	-		109,521
4	97,27	132,441		110,344
5	96,857	132,028		110,24
6	99,191	134,363		113,122

Аналізуючи напруги, бачимо, що на ПС 1 ми маємо недопустиму напругу ВН, тому слід посилити ділянку 0-1, а саме встановити 2 ланцюга перерізом 240 мм². Після цього виконуємо розрахунок післяаварійного режиму, коли відключиться третя по завантаженості ділянка 3-4, яка несе струм в L-схемі 199,315 А., а на ділянці 0-1 та 0-6 буде встановлено по 2 ланцюги.

Здійснимо розрахунок поточкорозподілу в електричній мережі за умови відключення ділянки 3-4. До єдиного контуру входять ділянки 0-4, 4-5, 5-6, 0-6 з перемичкою 5-6. За додатній напрям прийнято обхід за годинниковою стрілкою, як показано на рис. 1.7.

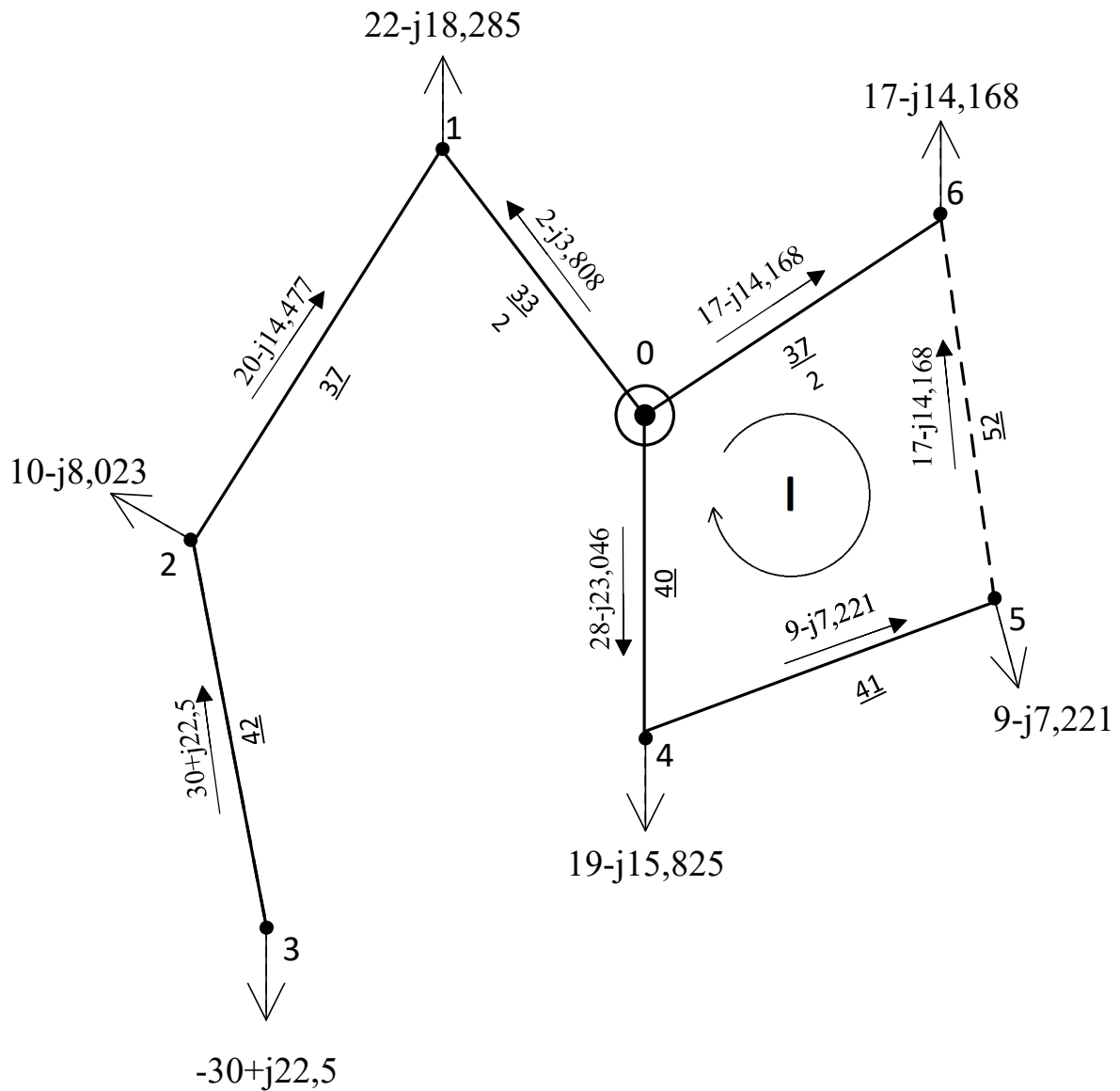


Рис. 1.7 – Вибір контурів і перемичок у післяаварійній схемі електричної мережі

Розрахунок є аналогічним до попереднього розрахунку. Потокорозподіл потужностей у L-схемі електричної мережі для наведеного післяаварійного режиму роботи електричної мережі представлений на рис. 1.8.

Струми ділянок даної електричної мережі для післяаварійного режиму роботи визначаються так само, як і для нормального режиму.. Результати перевірки струмових навантажень ділянок виконання представлені у табл. 1.15.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

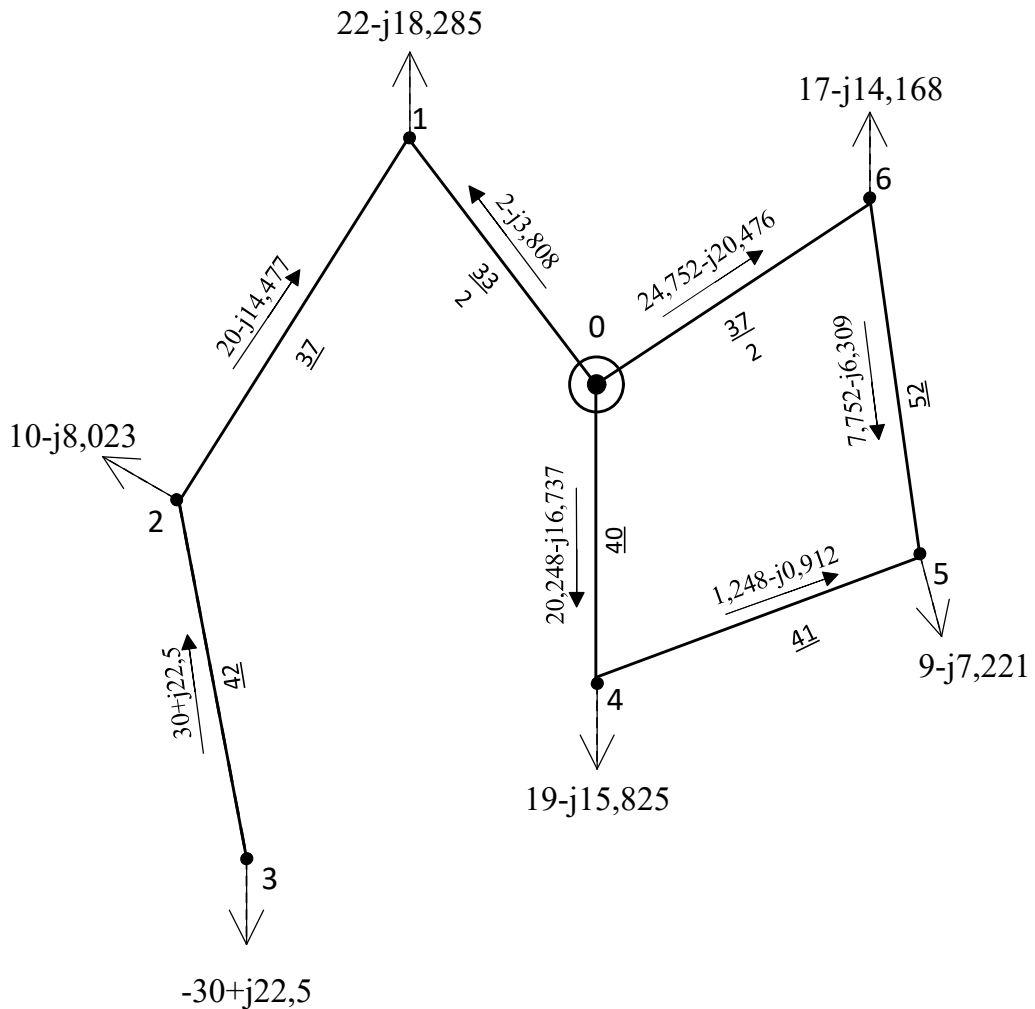


Рис. 1.8 – Потокорозподіл потужностей в L-схемі для післяаварійного режиму роботи

Таблиця 1.15 – Результати перевірки проводів ПЛ за струмом післяаварійного режиму

Ділянка	Переріз F, мм ²	Активна потужність P, МВт	Реактивна потужність Q, МВАр	Струмове навантаження I, А	Тривалий допустимий струм, I _{доп} , А
0-6	2x240	24,752	-20,476	84,304	610,00
0-4	1x120	20,248	-16,737	137,879	390,00
1-2	1x70	20	14,477	129,588	265,00
2-3	1x120	30	22,5	196,824	390,00
0-1	2x240	2	-3,808	22,824	610,00
4-5	1x70	1,248	-0,912	8,11	265,00
5-6	1x70	7,752	-6,309	52,46	265,00

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата
------	------	---------	---------	------

З даних табл. 1.15 можемо зробити висновок, що для всіх повітряних ліній електропередачі схеми електричної мережі у післяаварійному режимі роботи, перерізи відповідають за умовою тривалого допустимого струму.

Розрахуємо граничні значення напруг на шинах ВН підстанцій, коли пристрої РПН силових трансформаторів ще нормально функціонують та здійснюють регулювання напруг. Розрахунки проводяться аналогічно до розрахунку першої групи післяаварійних режимів роботи електричної мережі, зважаючи лише на те що в роботі лишаються всі трансформатори на ПС.

Результати розрахунку подані в табл. 1.16.

Таблиця 1.16 – Результати розрахунку регулювальних діапазонів силових трансформаторів підстанцій для другої групи післяаварійних режимів електричної мережі

Номер пункту	S _н , МВА	ΔP _{кз} , кВт	Обмотка	U _т , кВ	U _к , %	Потік потужності обмоткою		ΔU _т , кВ	U _{min} , кВ	U _{max} , кВ
						P, МВт	Q, МВАр			
1	25	140	ВН	115,00	10,75	22	-18,285	4,663	98,16	133,331
			СН	38,50	0,00	12	-10,262	0,077		
			НН	11,00	6,75	10	-8,023	1,31		
4	25	140	ВН	115,00	10,75	19	-15,825	4,035	97,27	132,441
			СН	38,50	0,00	11	-9,407	0,071		
			НН	11,00	6,25	8	-6,418	1,048		
6	16	100	ВН	115,00	10,75	17	-14,168	5,664	99,191	134,363
			СН	38,50	0,00	10	-8,552	0,035		
			НН	11,00	6,75	7	-5,616	1,34		
2	10	60	ВН	115,00	10,5	10	-8,023	5,189	97,376	132,547
5	10	60	ВН	115,00	10,5	9	-7,221	4,67	96,857	132,028

Проведемо розрахунок рівнів напруги на шинах ВН підстанцій пунктів схеми за допомогою вже відомого потякорозподілу потужностей у L-схемі електричної мережі в розглянуваному післяаварійному режимі.

Результати перевірки перерізів повітряних ліній даної електричної мережі на відповідність технічним обмеженням представлені у табл. 1.17.

Таблиця 1.17 – Результати перевірки перерізів ПЛ на відповідність технічним обмеженням другої групи післяаварійних режимів роботи

№ пункту	Діапазон регулювання трансформаторів		$U_{\max \text{ роб}}$, кВ (ГОСТ 721-77)	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	U_{\min} , кВ	U_{\max} , кВ		
1	98,16	133,331	126,00	114,747
2	97,376	132,547		119,372
3	-	-		124,982
4	97,27	132,441		110,879
5	96,857	132,028		110,54
6	99,191	134,363		113,198

Аналізуючи напруги на ПС, бачимо що вони задовільняють технічним умовам, тому посилювати ділянку 3-4 немає необхідності.

Отже, обрані перерізи повністю задовільняють технічним вимогам.

1.3 Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі

Для будівництва повітряних ліній схеми мережі будемо використовувати залізобетонні опори з розміщенням фаз у вершинах рівностороннього трикутника з середньгеометричною відстанню 5 м.

Визначимо погонні параметри для обраних проводів:

$$r_{0_70} = \frac{\rho}{F_{70}} = \frac{28,5}{68,047} = 0,419 \text{ Ом/км};$$

$$r_{0_120} = \frac{\rho}{F_{120}} = \frac{28,5}{117,621} = 0,242 \text{ Ом/км};$$

$$r_{0_240} = \frac{\rho}{F_{240}} = \frac{28,5}{244,29} = 0,117 \text{ Ом/км.}$$

де: $\rho=28,5 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$ – питомий опір алюмінію проводу.

$$x_{0_70} = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right) + 0,016 \cdot 1 = 0,443 \text{ Ом/км};$$

$$x_{0_120} = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{120}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2}\right) + 0,016 \cdot 1 = 0,425 \text{ Ом/км};$$

$$x_{0_240} = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{240}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right) + 0,016 \cdot 1 = 0,403 \text{ Ом/км.}$$

Для мережі класом напруги 110 кВ можна знехтувати значенням погоних активних провідностей спираючись на те, що втрати потужності на корону незначні. Погонна ємнісна реактивна провідність b_0 для перерізів, які будуть використовуватись, визначимо так:

$$b_{0_70} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right)} = 2,576 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$b_{0_120} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{120}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2}\right)} = 2,69 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$b_{0_240} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{240}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right)} = 2,844 \cdot 10^{-6} \text{ См/км.}$$

Визначимо параметри схеми заміщення лінії ділянки 0-1:

$$r_{л_0-1} = \frac{r_{0_240} \cdot L_{0-1}}{k \cdot n} = \frac{0,117 \cdot 33}{1 \cdot 2} = 1,927 \text{ Ом}$$

$$x_{л_0-1} = \frac{x_{0_240} \cdot L_{0-1}}{k \cdot n} = \frac{0,403 \cdot 33}{1 \cdot 2} = 6,641 \text{ Ом}$$

$$b_{л_0-1} = k \cdot n \cdot b_{0_240} \cdot L_{0-1} = 1 \cdot 2 \cdot 2,844 \cdot 10^{-6} \cdot 33 = 46,92 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Комплексний опір та провідність:

$$Z_{л0-1} = r_{л_0-1} + jx_{л_0-1} = 1,927 + j6,641 \text{ Ом};$$

$$Y_{л0-1} = jb_{л_0-1} = j46,92 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Параметри схем заміщення всіх ділянок схеми електричної мережі розраховуються абсолютно ідентично. Результати розрахунку наведені у табл. 1.18.

Таблиця 1.18 – Опори і провідності ліній

№	Переріз, мм ²	Дов- жина, км	Опір, Ом			Провідність, См		
			r _л	x _л	Z _л	g _л	b _л ·10 ⁻⁶	Y _л ·10 ⁻⁶
0-1	2x240	33	1,927	6,641	1,927+j6,641	0	46,92	46,92
0-4	120	40	9,661	16,985	9,661+j16,985	0	107,6	107,6
0-6	2x240	37	2,161	7,446	2,161+j7,446	0	52,61	52,61
1-2	70	37	15,507	16,382	15,507+j16,382	0	95,29	95,29
2-3	120	42	10,144	17,385	10,144+j17,385	0	112,967	112,967
3-4	120	45	10,869	19,108	10,869+j19,108	0	121,037	121,037
4-5	70	41	17,184	18,153	17,184+j18,153	0	105,596	105,596
5-6	70	52	21,794	23,023	21,794+j23,023	0	133,927	133,927

Визначимо параметри схем заміщення блоків силових трансформаторів для пункту 1.

Активний опір силового триобмоткового трансформатора:

$$r_{e1} = r_{c1} = r_{n1} = \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{mе1}^2 \cdot 10^3}{2 \cdot S_n^2} = \frac{140 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 25000^2} = 1,481 \text{ Ом.}$$

Активний опір блоку силових трансформаторів:

$$r_{\delta e1} = r_{\delta c1} = r_{\delta n1} = \frac{r_{e1}}{n} = \frac{1,481}{2} = 0,741 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір обмоток трансформатора:

$$x_{mе1} = \frac{10 \cdot U_{кв1\%} \cdot U_{mе1}^2}{S_{н1}} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{25000} = 56,867 \text{ Ом};$$

$$x_{mс1} = \frac{10 \cdot U_{ксл\%} \cdot U_{mе1}^2}{S_{н1}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{25000} = 0 \text{ Ом};$$

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата
------	------	---------	---------	------

$$x_{mн1} = \frac{10 \cdot U_{кн1\%} \cdot U_{m\epsilon 1}^2}{S_{н1}} = \frac{10 \cdot 6,75 \cdot 115^2}{25000} = 35,708 \text{ Ом.}$$

Реактивні опори блоку трансформаторів:

$$x_{\delta\epsilon 1} = \frac{x_{m\epsilon 1}}{n} = \frac{56,867}{2} = 28,434 \text{ Ом;}$$

$$x_{\delta c 1} = \frac{x_{m c 1}}{n} = \frac{0}{2} = 0 \text{ Ом;}$$

$$x_{\delta н 1} = \frac{x_{mн 1}}{n} = \frac{35,708}{2} = 17,854 \text{ Ом.}$$

Активна та реактивна провідності силових трансформаторів:

$$b_{m1} = \frac{-I_{xx1\%} \cdot S_{н1} \cdot 10^{-5}}{U_{m\epsilon 1}^2} = \frac{-0,7 \cdot 25000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -13,233 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Активні та реактивні провідності блоків силових трансформаторів:

$$g_{\delta m 1} = n \cdot g_{m1} = 2 \cdot 2,344 \cdot 10^{-6} = 4,688 \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

$$b_{\delta m 1} = n \cdot b_{m1} = 2 \cdot (-13,233 \cdot 10^{-6}) = -26,465 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Повні провідності блоків силових трансформаторів $Y_{\delta T}$, См:

$$Y_{\delta m 1} = g_{\delta m 1} + j b_{\delta m 1} = 4,688 \cdot 10^{-6} - j 26,465 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Опори і провідності трансформаторів на підстанціях наведено в табл. 1.19.

Таблиця 1.19 – Опори і провідності трансформаторів на підстанціях

№	Опір блоку трансформаторів, Ом						Провідність блоку трансформаторів		
	активний			реактивний			Активна $g_{\delta T} \cdot 10^{-6}$	Реактивна $b_{\delta T} \cdot 10^{-6}$	Повна, $Y_{\delta T} \cdot 10^{-6}$
	$r_{\delta\epsilon}$	$r_{\delta c}$	$r_{\delta н}$	$x_{\delta\epsilon}$	$x_{\delta c}$	$x_{\delta н}$			
1	0,741	0,741	0,741	28,434	0	17,85	4,688	-26,465	4,688-j26,465
2	3,967	-	-	69,431	-	-	2,117	-10,59	2,117-j10,59
3	0,732	-	-	19,216	-	-	6,83	-35,52	6,83-j35,52
4	0,741	0,741	0,741	28,434	0	17,85	4,688	-26,465	4,688-j26,465
5	3,967	-	-	69,431	-	-	2,117	-10,59	2,117-j10,59
6	1,292	1,292	1,292	43,395	0	27,89	3,478	-24,197	3,478-j24,197

Визначимо приведені навантаження пунктів схеми.

Коефіцієнти звантаження обмоток трансформатора для пункту 1:

										Лист
										39
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	ДП5209.6.050701.007 ПЗ					

$$\beta_{вн1} = \frac{\sqrt{(P_{1сн} + P_{1нн})^2 + (Q_{1сн} + Q_{1нн})^2}}{n \cdot S_{н1}} = \frac{\sqrt{(12 + 10)^2 + (-10,262 - 8,023)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0,572;$$

$$\beta_{сн1} = \frac{\sqrt{P_{1сн}^2 + Q_{1сн}^2}}{n \cdot S_{н1}} = \frac{\sqrt{12^2 + (-10,262)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0,316;$$

$$\beta_{нн1} = \frac{\sqrt{P_{1нн}^2 + Q_{1нн}^2}}{n \cdot S_{н1}} = \frac{\sqrt{10^2 + (-8,023)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0,256.$$

Аналогічно, ми можемо визначати коефіцієнти завантаження інших блоків силових трансформаторів схеми електричної мережі з генерацією. Результати розрахунків наведені в табл. 1.20.

Таблиця 1.20 – Результати розрахунку коефіцієнтів завантаження

Пункт	S, МВт	Потік потужності і-ї обмотки						Коефіцієнт завантаження		
		P, МВт			Q, МВАр					
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
1	25	22	12	10	-18,285	-10,262	-8,023	0,572	0,316	0,256
2	10	10	0	10	-8,023	0	-8,023	0,641		
3	40	-30	0	-30	22,5	0	22,5	0,469		
4	25	19	11	8	-15,825	-9,407	-6,418	0,495	0,289	0,205
5	10	9	0	9	-7,221	0	-7,221	0,577		
6	16	17	10	7	-14,168	-8,552	-5,616	0,692	0,411	0,28

Визначимо активні та реактивні врати потужностей в опорах блоків трансформаторів:

$$\Delta P_{tz} = \frac{n \cdot \Delta P_{кз}}{2} \cdot (\beta_{вн1}^2 + \beta_{сн1}^2 + \beta_{нн1}^2) = \frac{2 \cdot 140}{2} \cdot (0,572^2 + 0,316^2 + 0,256^2) = 68,992 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{tz} = -n \cdot S_{н1} \cdot (\beta_{вн1}^2 \cdot U_{кв1\%} + \beta_{сн1}^2 \cdot U_{ксл\%} + \beta_{нн1}^2 \cdot U_{кн1\%}) \cdot 10^{-2} =$$

$$= -2 \cdot 25000 \cdot (0,572^2 \cdot 10,75 + 0,316^2 \cdot 0 + 0,256^2 \cdot 6,75) \cdot 10^{-2} = -1981,31 \text{ кВАр}.$$

Приведене навантаження пункту 1:

$$S_{нр_1} = S_{max1} + (\Delta P_{tz} + j\Delta Q_{tz1}) = (22 - j18,285) + (68,992 - j1981,31) \cdot 10^{-3} = 22,069 - j20,266 \text{ МВА}.$$

За таким аналогічним алгоритмом здійснюємо розрахунок значень приведених навантажень всіх пунктів електричної мережі. Результати розрахунків предствавлені в табл. 1.21.

Таблиця 1.21 – Результуюча приведена потужність пунктів

Пункт	Задана потужність, МВА	Втрати потужності в опорах		Приведена потужність, МВА
		P_{TZ} , кВт	Q_{TZ} , кВт	
1	22-j18,285	68,922	-1981,31	22,069-j20,266
2	10-j8,023	49,31	-862,919	10,049-j8,886
3	-30+j22,5	70,312	-1845,7	-29,93+j20,654
4	19-j15,825	51,862	-1456,59	19,052-j17,282
5	9-j7,221	39,941	-698,964	9,04-j7,919
6	17-j14,168	72,597	-1776,78	17,073-j15,944

Знайдемо значення еквівалентних провідностей пунктів електричної мережі:

$$Y_{БП} = 0,5 \cdot (Y_{л_01} + Y_{л_04} + Y_{л_06}) = 0,5 \cdot (j46,92 + j107,588 + j52,61) = j103,559 \text{ мкСм};$$

$$Y_1 = 0,5 \cdot (Y_{л_01} + Y_{л_12}) + Y_{ом1} = 0,5 \cdot (j46,92 + j95,29) + 4,688 - j26,47 = 4,688 + j44,64 \text{ мкСм};$$

$$Y_2 = 0,5 \cdot (Y_{л_12} + Y_{л_23}) + Y_{ом2} = 0,5 \cdot (j95,29 + j112,967) + 2,117 - j10,59 = 2,117 + j93,54 \text{ мкСм};$$

$$Y_3 = 0,5 \cdot (Y_{л_23} + Y_{л_34}) + Y_{ом3} = 0,5 \cdot (j112,967 + j121,037) + 6,83 - j35,52 = 6,83 + j81,49 \text{ мкСм};$$

$$Y_4 = 0,5 \cdot (Y_{л_34} + Y_{л_45} + Y_{л_04}) + Y_{ом4} = 0,5 \cdot (j121,037 + j105,596 + j107,588) + 4,688 - j26,47 = 4,688 + j140,6 \text{ мкСм};$$

$$Y_5 = 0,5 \cdot (Y_{л_45} + Y_{л_56}) + Y_{ом5} = 0,5 \cdot (j105,596 + j133,9) + 2,117 - j10,59 = 2,117 + j10,92 \text{ мкСм};$$

$$Y_6 = 0,5 \cdot (Y_{л_06} + Y_{л_56}) + Y_{ом6} = 0,5 \cdot (j52,61 + j133,9) + 3,478 - j24,197 = 3,478 + j69,07 \text{ мкСм}.$$

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

1.4 Розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях

Розрахуємо поточкорозподіл умовно розімкненої схеми:

$$S_{4-3p} = S_{np3} = -29,93 + j20,654 \text{ МВА};$$

$$S_{4-5p} = S_{np5} = 9,04 - j7,919 \text{ МВА};$$

$$S_{0-4p} = S_{np3} + S_{np4} + S_{np5} = -29,93 + j20,654 + 19,052 - j17,282 + 9,04 - j7,919 = -1,838 - j4,547 \text{ МВА};$$

$$S_{1-2p} = S_{np2} = 10,049 - j8,886 \text{ МВА};$$

$$S_{0-1p} = S_{np1} + S_{np2} = 22,069 - j20,266 + 10,049 - j8,866 = 32,118 - j29,152 \text{ МВА};$$

$$S_{0-6p} = S_{np6} = 17,073 - j15,944 \text{ МВА}.$$

Сформуємо систему контурних рівнянь для умовно розімкненої електричної мережі:

$$\begin{cases} -S_{1-2p} \cdot Z_{л1-2} - S_{0-1p} \cdot Z_{л0-1} + S_{0-4p} \cdot Z_{л0-4} + S_{3-4p} \cdot Z_{л3-4} + S_{k1} \cdot (Z_{л0-1} + Z_{л1-2} + Z_{л2-3} + Z_{л3-4} + Z_{л0-4}) - S_{k2} \cdot Z_{л0-4} = 0; \\ S_{0-6p} \cdot Z_{л0-6} - S_{4-5p} \cdot Z_{л4-5} - S_{0-4p} \cdot Z_{л0-4} + S_{k2} \cdot (Z_{л0-4} + Z_{л4-5} + Z_{л5-6} + Z_{л0-6}) - S_{k1} \cdot Z_{л0-4} = 0. \end{cases}$$

$$\begin{cases} -(10,049 - j8,886) \cdot (15,507 + j16,382) - (32,118 - j29,152) \cdot (1,927 + j6,641) + (-1,838 - j4,547) \cdot (9,661 + j16,985) + (-29,93 + j20,654) \cdot (10,869 + j19,108) - S_{k1} \cdot (1,927 + j6,641 + 15,507 + j16,382 + 10,144 + j17,835 + 10,869 + j19,108 + 9,661 + j16,985) - S_{k2} \cdot (9,661 + j16,985) = 0; \\ (17,073 - j15,944) \cdot (2,161 + j7,446) - (9,04 - j7,919) \cdot (17,184 + j18,153) - (-1,838 - j4,547) \cdot (9,661 + j16,985) + S_{k2} \cdot (9,661 + j16,985 + 17,184 + j18,153 + 21,794 + j23,023 + 2,161 + j7,446) - S_{k1} \cdot (9,661 + j16,985) = 0. \end{cases}$$

Поточкорозподіл в умовно розімкненій схемі мережі зображено на рис. 1.9.

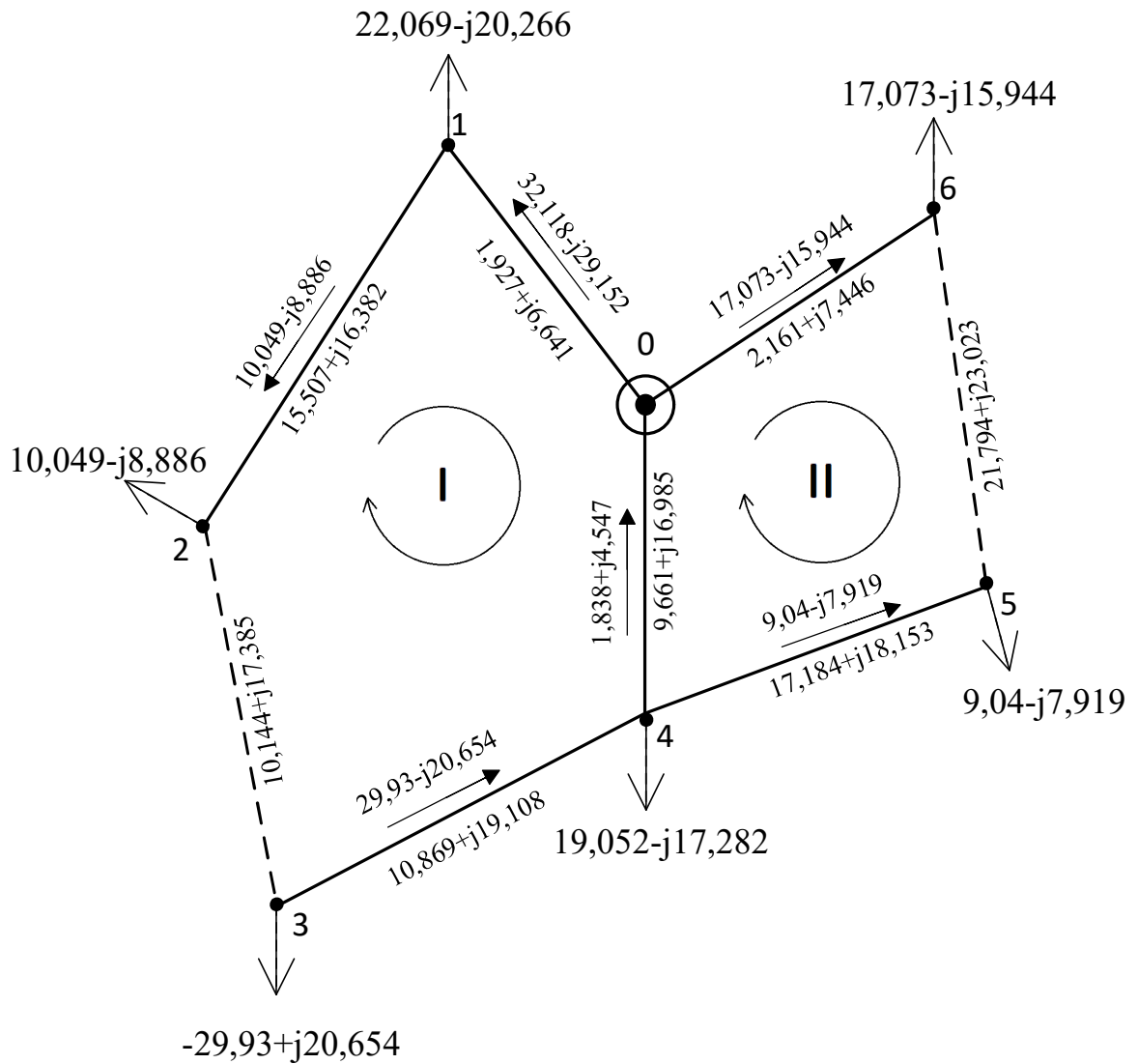


Рисунок 1.9 – Потокорозподіл в умовно розімкненій схемі мережі

Розв'язавши систему рівнянь, отримуємо такі значення контурних потужностей:

$$S_{k1} = 13,599 - j8,78 \text{ МВА};$$

$$S_{k2} = 3,628 - j4,56 \text{ МВА}.$$

Знаходимо потоки потужності за окремими ділянками схеми:

$$\begin{aligned} S_{\text{осн}_{3-4}} &= S_{3-4p} + S_{k1} = -29,93 + j20,645 + 13,599 - j8,78 = \\ &= -16,33 + j11,874 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$S_{\text{осн}_{4-5}} = S_{4-5p} - S_{k2} = 9,04 - j7,919 - (3,628 - j4,56) = 5,412 - j3,359 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{осн}_{2-3}} = S_{k1} = 13,599 - j8,78 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{осн}_{1-2}} = S_{1-2p} - S_{k1} = 10,049 - j8,886 - (13,599 - j8,78) = 3,55 - j1,105 \text{ МВА};$$

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

$$S_{осн_{0-1}} = S_{0-1p} - S_{k1} = 32,118 - j29,152 - (13,599 - j8,78) = 18,519 - j20,371 \text{ МВА};$$

$$S_{осн_{0-6}} = S_{0-6p} + S_{k2} = 17,073 - j15,944 + 3,628 - j4,56 = 20,7 - j20,505 \text{ МВА};$$

$$S_{осн_{5-6}} = S_{k2} = 3,628 + j4,56 \text{ МВА};$$

$$S_{осн_{0-4}} = S_{0-4p} - S_{k2} + S_{k1} = -1,838 - j4,547 - 3,628 + j4,56 + 13,599 - j8,78 = 8,134 - j8,767 \text{ МВА}.$$

Здійснюємо перевірку правильності розрахунку за допомогою II-го закону Кірхгофа:

$$\begin{aligned} & -S_{осн_{1-2}} \cdot Z_{л1-2} - S_{осн_{0-1}} \cdot Z_{л0-1} + S_{осн_{0-4}} \cdot Z_{л0-4} + S_{осн_{3-4}} \cdot Z_{л3-4} + S_{осн_{2-3}} \cdot Z_{л2-3} = \\ & = -(3,55 - j0,105) \cdot (15,507 + j16,382) - (18,519 - j20,371) \cdot \\ & \cdot (1,927 + j6,641) + (8,134 - j8,767) \cdot (9,661 + j16,985) + (-16,33 + j11,874) \cdot \\ & \cdot (10,869 + j19,108) + (13,599 - j8,78) \cdot (10,144 + j17,835) + (40,170 - j34,813) = 0; \\ & S_{осн_{0-6}} \cdot Z_{л0-6} - S_{осн_{4-5}} \cdot Z_{л4-5} - S_{осн_{0-4}} \cdot Z_{л0-4} + S_{осн_{5-6}} \cdot Z_{л5-6} = (20,7 - j20,505) \cdot \\ & \cdot (2,161 + j7,446) - (5,412 - j3,359) \cdot (17,184 + j18,153) - (8,134 - j8,667) \cdot \\ & \cdot (9,661 + j16,985) + (3,628 - j4,56) \cdot (21,794 + j23,023) = 0. \end{aligned}$$

Отже, основний поточкорозподіл потужностей у електричній мережі, за режиму максимальних навантажень розраховано абсолютно вірно. Надалі даний поточкорозподіл будемо називати основним ($S_{осн}$).

Проведемо розрахунок першої ітерації режиму роботи електричної мережі в режимі максимальних навантажень. Початкові наближення напруг пунктів приймемо рівними номінальній напрузі електричної мережі:

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

1) Розрахуємо значення втрат потужності в опорах ділянок мережі ΔS_{iz} , МВА, використовуючи основний поточкорозподіл потужностей та початкові наближення рівнів напруг у пунктах мережі. Для ділянки 0-1 отримаємо такі значення:

$$\begin{aligned} \Delta S_{z_{0-1}} &= \frac{P_{осн_{0-1}}^2 + Q_{осн_{0-1}}^2}{0,5 \cdot (U_0^2 + U_1^2)} \cdot (r_{л_{0-1}} - jx_{л_{0-1}}) = \frac{18,519^2 + (-20,371)^2}{0,5 \cdot (115^2 + 110^2)} \cdot \\ & \cdot (1,927 - j6,641) = 0,115 - j0,398 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Втрати потужності в опорах інших ділянок наведені у табл. 1.22.

Таблиця 1.22 – Втрати потужності в опорах ділянок мережі

Ділянка	0-1	1-2	2-3	3-4
ΔS_z , МВА	0,115-j0,398	0,016-j0,017	0,22-j0,386	0,366-j0,644
Ділянка	0-4	4-5	0-6	5-6
ΔS_z , МВА	0,109-j0,192	0,058-j0,061	0,145-j0,499	0,061-j0,065

Знайдемо втрати потужності у провідностях пунктів, за початковими наближеннями рівнів напруги в пунктах електричної мережі. Для першого пункту схеми розраховується таким чином:

$$\Delta S_{y_{-1}} = Y_1 \cdot U_1^2 = (4,688 + j44,64) \cdot 110^2 = 0,057 + j0,54 \text{ МВА}$$

Результати розрахунків втрат потужності в провідностях пунктів наведені в таблиці 1.23.

Таблиця 1.23 – Втрати потужності в провідностях пунктів мережі

Пункт	1	2	3	4	5	6
ΔS_y , МВА	0,057+j0,54	0,026+j1,132	0,083+j0,986	0,057+j1,702	0,026+j1,321	0,042+j0,83

2) Розраховуємо додаткове навантаження першого пункту від втрат потужності:

$$\Delta S_{n_{-1}} = \Delta S_{y_{-1}} + 0,5 \cdot (\Delta S_{z_{-1-2}} + \Delta S_{z_{-0-1}}) = 0,057 + j0,54 + 0,5 \cdot (0,016 - j0,017 + +0,115 - j0,398) = 0,122 + j0,333 \text{ МВА.}$$

Додаткові навантаження від втрат потужності решти пунктів розраховують аналогічно.

Таблиця 1.24 – Додаткові навантаження від втрат потужності пунктів

Пункт	1	2	3	4	5	6
ΔS_n , МВА	0,122+j0,333	0,144+j0,93	0,376+j0,471	0,323+j1,254	0,085+j1,258	0,145+j0,55

3) Потокорозподіл від додаткових навантажень схеми має вигляд:

$$S_{3-4\text{роз}} = \Delta S_{n_3} = 0,376 - j0,471 \text{ МВА};$$

$$S_{4-5\text{роз}} = \Delta S_{n_5} = 0,085 + j1,258 \text{ МВА};$$

$$S_{1-2\text{роз}} = \Delta S_{n_2} = 0,144 + j0,93 \text{ МВА};$$

$$S_{0-6\text{роз}} = \Delta S_{n_6} = 0,145 + j0,554 \text{ МВА};$$

$$S_{0-1\text{роз}} = \Delta S_{n_1} + \Delta S_{n_2} = 0,122 + j0,333 + 0,144 + j0,93 = 0,266 + j1,263 \text{ МВА};$$

$$S_{0-4\text{роз}} = \Delta S_{n_3} + \Delta S_{n_4} + \Delta S_{n_5} = 0,376 + j0,471 + 0,323 + j1,254 + 0,085 + j1,258 = 0,784 + j2,983 \text{ МВА}.$$

Розв'язавши, цілком аналогічну до попередньої, систему контурних рівнянь отримаємо такі величини контурних потужностей:

$$S_{\kappa 1} = -0,135 - j0,236 \text{ МВА};$$

$$S_{\kappa 2} = 0,129 + j0,984 \text{ МВА}.$$

Значення потоків потужностей від втрат потужності в пунктах електричної схеми розраховуються наступним чином:

$$\Delta S_{\partial_{3-4}} = S_{3-4\text{роз}} + S_{\kappa 1} = 0,376 + j0,471 + (-0,135 - j0,236) = 0,24 + j0,235 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\partial_{4-5}} = S_{4-5\text{роз}} - S_{\kappa 2} = 0,085 + j1,258 - (0,129 + j0,984) = -0,044 + j0,275 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\partial_{0-4}} = S_{0-4\text{роз}} + S_{\kappa 1} - S_{\kappa 2} = 0,784 + j2,983 - 0,135 - j0,236 - 0,129 - j0,984 = 0,519 + j1,763 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\partial_{1-2}} = S_{1-2\text{роз}} - S_{\kappa 1} = 0,144 + j0,93 - (-0,135 - j0,236) = 0,279 + j1,166 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\partial_{2-3}} = S_{\kappa 1} = -0,135 - j0,236 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\partial_{0-1}} = S_{0-1\text{роз}} - S_{\kappa 1} = 0,266 + j1,263 - (-0,135 - j0,236) = 0,401 + j1,499 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\partial_{0-6}} = S_{0-6\text{роз}} + S_{\kappa 2} = 0,145 + j0,554 + 0,129 + j0,984 = 0,274 + j1,537 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\partial_{5-6}} = S_{\kappa 2} = 0,129 + j0,984 \text{ МВА}.$$

4) Розрахуємо результуюче навантаження пунктів електричної мережі:

$$S_{\text{рез}_1} = S_{\text{нр}_1} + \Delta S_{n_1} = 18,519 - j20,266 + 0,122 + j0,333 = 22,191 - j19,933 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}_2} = S_{\text{нр}_2} + \Delta S_{n_2} = 10,049 - j8,886 + 0,144 + j0,93 = 10,193 - j7,955 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}_3} = S_{\text{нр}_3} + \Delta S_{n_3} = -29,93 + j20,654 + 0,376 + j0,471 = -29,554 - j21,125 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}_4} = S_{\text{нр}_4} + \Delta S_{n_4} = 19,052 - j17,282 + 0,323 + j1,254 = 19,1375 - j16,028 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}_5} = S_{\text{нр}_5} + \Delta S_{n_5} = 9,04 - j7,919 + 0,085 + j1,258 = 9,125 - j6,661 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез}_6} = S_{\text{нр}_6} + \Delta S_{n_6} = 17,073 - j15,944 + 0,145 + j0,554 = 17,218 - j15,391 \text{ МВА}.$$

Результуючий потік потужності на ділянці 0-1 на першій ітерації розрахунку складе:

$$S_{рез\ 0-1} = S_{осн\ 0-1} + \Delta S_{д\ 0-1} = 18,519 - j20,371 + 0,401 + j1,499 = 18,92 - j18,872 \text{ МВА.}$$

Результуючі потоки потужності за іншими ділянками схеми електричної мережі наведено в табл. 1.25.

Таблиця 1.25 – Результуючий потік розподіл на поточній ітерації

Ділянка	0-1	1-2	2-3	4-5
$S_{рез}^{(1)}$, МВА	18,92-j18,872	-3,272+j1,061	13,464-j9,016	5,368-j3,085
Ділянка	3-4	0-4	0-6	5-6
$S_{рез}^{(1)}$, МВА	16,09-j12,109	8,653-j7,004	20,975-j18,967	3,757-j3,577

5) Розрахуємо рівні напруг пунктів схеми електричної мережі. Даний розрахунок був наведений вище в попередніх розрахунках, тому його результати будуть показані в таблиці 1.26.

Таблиця 1.26 – Рівні напруги в пунктах на поточній ітерації

№	Діапазон регулювання, кВ		$U_{макроб}$, кВ	Розрахований рівень напруги, кВ
	U_{min}	U_{max}		
1	98,16	133,331	126,00	113,584
2	97,376	132,547		114,182
3	-	-		116,758
4	97,27	132,441		113,225
5	96,857	132,028		111,908
6	99,191	132,028		113,366

Виконаємо перевірку збіжності ітераційного процесу за зміною модулів напруги в пунктах схеми:

$$\Delta U_1 = \frac{|U_1^{(1)} - U_1^{(0)}|}{U_1^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|113,584 - 110|}{110} \cdot 100\% = 3,258 \%;$$

$$\Delta U_2 = \frac{|U_2^{(1)} - U_2^{(0)}|}{U_2^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|114,182 - 110|}{110} \cdot 100\% = 3,802 \%;$$

$$\Delta U_3 = \frac{|U_3^{(1)} - U_3^{(0)}|}{U_3^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|116,758 - 110|}{110} \cdot 100\% = 6,144 \%;$$

$$\Delta U_4 = \frac{|U_4^{(1)} - U_4^{(0)}|}{U_4^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|113,225 - 110|}{110} \cdot 100\% = 2,932 \%;$$

$$\Delta U_5 = \frac{|U_5^{(1)} - U_5^{(0)}|}{U_5^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|111,908 - 110|}{110} \cdot 100\% = 1,735 \%;$$

$$\Delta U_6 = \frac{|U_6^{(1)} - U_6^{(0)}|}{U_6^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|113,366 - 110|}{110} \cdot 100\% = 3,06 \%;$$

Як бачимо, зміна модулів напруги в деяких пунктах перевищує 2%, тому необхідно продовжити розрахунок і виконати наступну ітерацію розрахунку режиму максимальних навантажень електричної мережі.

Визначимо втрати потужності в схемі мережі на першій ітерації розрахунку режиму електричної мережі:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{БП}^{(1)} &= \dot{S}_{рез_0-1}^{(1)} + \dot{S}_{рез_0-4}^{(1)} + \dot{S}_{рез_0-6}^{(1)} + \frac{\Delta \dot{S}_{z_0-1}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z_0-4}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z_0-6}^{(1)}}{2} + Y_{БП} \cdot U_{БП}^2 = \\ &= (18,92 - j18,872) + (8,653 - j7,004) + (20,975 - j18,967) + \\ &+ \frac{(0,115 - j0,398) + (0,109 - j0,192) + (0,145 - j0,499)}{2} + j10,36 \cdot 115^2 = \\ &= 48,733 - j44,018 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{нр1} + \dot{S}_{нр2} + \dot{S}_{нр3} + \dot{S}_{нр4} + \dot{S}_{нр5} + \dot{S}_{нр6} = 22,069 - j20,266 + 10,049 - \\ &- j8,886 - 29,93 + j20,654 + 19,052 - j17,282 + 9,04 - j7,919 + 17,073 - j15,944 = \\ &= 47,353 - j49,643 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} = \dot{S}_{БП}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma} = 48,733 - j44,018 - (47,353 - j49,643) = 1,38 + j5,625 \text{ МВА}.$$

Збіжність була досягнута на 3 ітерації. Результати розрахунків наведені у таблиці 1.27.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

Таблиця 1.27 – Результати розрахунку 3-ї ітерації

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_{z_{i-j}}^{(3)}$, МВА	0-1	0,112-j0,385	0-6	0,141-j0,485
	1-2	0,015-j0,016	4-5	0,055-j0,058
	2-3	0,199-j0,35	5-6	0,058-j0,062
	3-4	0,335-j0,589	0-4	0,106-j0,186
Втрати потужності в провідностях ділянок, $\Delta \dot{S}_{y-s}^{(3)}$, МВА	1	0,06+j0,576	4	0,06+j1,804
	2	0,028+j1,22	5	0,027+j1,368
	3	0,093+j1,112	6	0,045+j0,888
Додаткові навантаження пунктів, $\Delta \dot{S}_{n-s}^{(3)}$, МВА	1	0,124+j0,375	4	0,308+j1,388
	2	0,135+j1,307	5	0,083+j1,308
	3	0,36+j0,642	6	0,144-j0,615
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень пунктів, $\Delta \dot{S}_{\delta_{i-j}}^{(3)}$, МВА	0-1	0,382+ j 1,713	0-6	0,262+ j 1,675
	1-2	0,258+ j 1,337	4-5	0,035+ j 0,248
	2-3	0,123+ j 0,3	5-6	0,118+ j 1,061
	3-4	0,237+ j 0,343	0-4	0,51+ j 1,978
Результуюче навантаження пунктів, $\Delta \dot{S}_{рез-s}^{(3)}$, МВА	1	22,193-j19,891	4	19,36-j15,894
	2	10,184-j7,848	5	9,123-j6,611
	3	-29,57+j21,297	6	17,217-j15,33
Результуючий потік потужності за ділянками, $\Delta \dot{S}_{рез_{i-j}}^{(3)}$, МВА	0-1	18,901-j18,659	0-6	20,963-j18,829
	1-2	3,292-j1,232	4-5	5,377-j3,112
	2-3	13,476-j9,08	5-6	3,746-j3,5
	3-4	16,093-j12,217	0-4	8,644-j6,789
$U_s^{(3)}$, кВ	1	113,597	4	113,258
	2	114,222	5	111,936
	3	116,808	6	113,375

Оскільки зміни модулів напруги у всіх пунктах схеми не перевищують двох відсотків, то, відповідно до даного критерію, можна припинити подальший ітераційний розрахунок режиму максимальних навантажень. Здійснимо перевірку збіжності ітераційного процесу за точнішим критерієм, а саме за зміною сумарних втрат потужності в електричній мережі:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{БП}^{(3)} &= \dot{S}_{рез_0-1}^{(3)} + \dot{S}_{рез_0-4}^{(3)} + \dot{S}_{рез_0-6}^{(3)} + \frac{\Delta \dot{S}_{z_0-1}^{(3)} + \Delta \dot{S}_{z_0-4}^{(3)} + \Delta \dot{S}_{z_0-6}^{(3)}}{2} + Y_{БП} \cdot U_{БП}^2 = \\ &= (18,901 - j18,652) + (8,644 - j6,789) + (20,963 - j18,829) + \\ &+ \frac{(0,112 - j0,385) + (0,106 - j0,186) + (0,141 - j0,485)}{2} + j103,6 \cdot 115^2 = \\ &= 48,687 - j43,436 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{np1} + \dot{S}_{np2} + \dot{S}_{np3} + \dot{S}_{np4} + \dot{S}_{np5} + \dot{S}_{np6} = 22,069 - j20,266 + 10,049 - \\ &- j8,886 - 29,93 + j20,654 + 19,052 - j17,282 + 9,04 - j7,919 + 17,073 - j15,944 = \\ &= 47,353 - j49,643 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} = \dot{S}_{БП}^{(3)} - \dot{S}_{\Sigma} = 48,687 - j43,436 - (47,353 - j49,643) = 1,334 + j6,207 \text{ МВА};$$

$$\delta \Delta S_{\Sigma}^{(3)} = \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|} \cdot 100\% = \frac{|1,334 + j6,207 - (1,334 + j6,202)|}{|1,334 + j6,202|} \cdot 100\% = 0,074\%.$$

Для ділянки 0-1 струмове навантаження складає:

$$\begin{aligned} I_{max_0-1} &= \frac{\sqrt{P_{рез_0-1}^2 + Q_{рез_0-1}^2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,5 \cdot (U_0^2 + U_1^2)} \cdot n_l} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{18,901^2 - 18,59^2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,5 \cdot (115^2 + 113,597^2)} \cdot 2} \cdot 10^3 = \\ &= 67,077 \text{ А}. \end{aligned}$$

Розрахувавши за даною методикою струмові навантаження ділянок розімкненої електричної мережі з генерацією занесемо результати в табл. 1.28.

Струмові навантаження всіх ділянок не перевищують значення тривало допустимого струму для відповідних перерізів проводів електричної мережі, тому вибір перерізів проводів повітряної лінії електропередачі схеми електричної мережі правильний.

Таблиця 1.28 – Струмові навантаження

Ділянка	Струмове навантаження, А	Максимально допустимий струм, А	Переріз проводу, мм ²
0-1	67,077	610	2x240
0-6	71,233	610	2x240
0-4	55,601	390	120
1-2	0,22	265	70
2-3	81,213	390	120
5-6	26,271	265	70
3-4	101,396	390	120
4-5	31,856	265	70

Струмові навантаження всіх ділянок не перевищують значення тривало допустимого струму для відповідних перерізів проводів електричної мережі, тому вибір перерізів проводів повітряної лінії електропередачі схеми електричної мережі правильний.

Таблиця 1.29 – Рівні напруги на поточній ітерації

№ пункту	Діапазон регулювання, кВ		$U_{\text{махроб}}$, кВ	Розрахований рівень напруги, кВ
	U_{min}	U_{max}		
1	98,16	133,331	126,00	113,597
2	97,376	132,547		114,222
3	-	-		116,808
4	97,27	132,441		113,258
5	96,857	132,028		111,936
6	99,191	132,028		113,375

Результуючий потікорозподіл для режиму максимальних навантажень зображено на рис. 1.10.

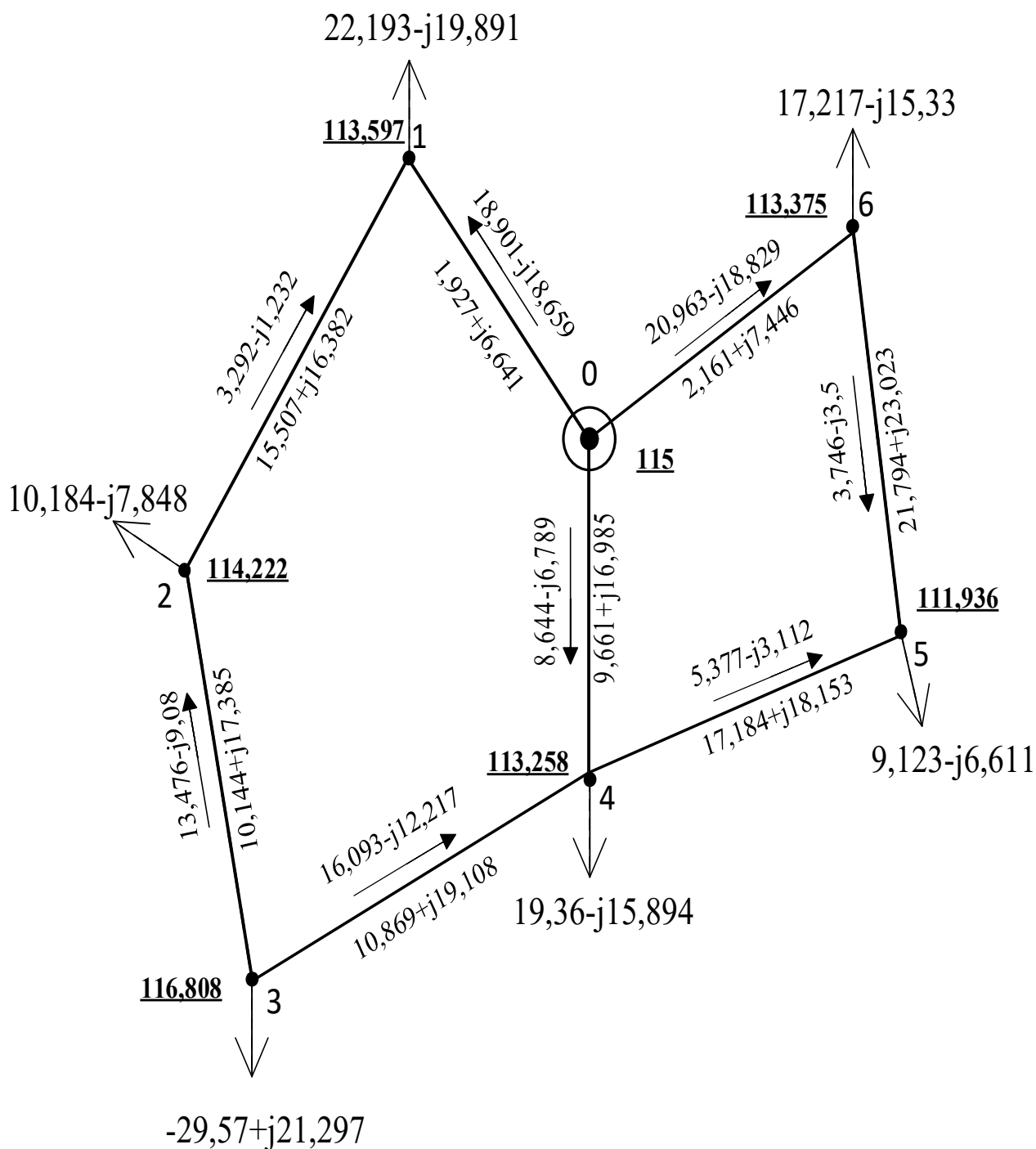


Рисунок 1.10 – Результуючий потікорозподіл для режиму максимальних навантажень

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

1.5 Електричний розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі

Проведемо розрахунок найтяжчого післяаварійного режиму роботи електричної мережі, а саме відключення найбільш завантаженої ділянки. Найбільш завантаженою є ділянка 0-6. Оскільки ділянка 0-6 має два ланцюги, то за аварійний режим приймемо відключення одного ланцюга з перерізом 240 мм². Розрахунок такого післяаварійного режиму є повністю ідентичним до розгляненого вище режиму максимальних навантажень, за виключенням деяких моментів, а саме зміна опору ділянки 0-6 та провідності пунктів 0(БП) та 6. Тому наведемо в табличному вигляді результати останньої ітерації розрахунку.

Параметри ділянки 0-6 після обриву одного ланцюга:

$$r_{л_0-6} = \frac{r_{0_240} \cdot L_{0-6}}{k \cdot n} = \frac{0,117 \cdot 37}{1 \cdot 1} = 4,322 \text{ Ом};$$

$$x_{л_0-6} = \frac{x_{0_240} \cdot L_{0-6}}{k \cdot n} = \frac{0,403 \cdot 37}{1 \cdot 1} = 14,893 \text{ Ом};$$

$$b_{л_0-6} = k \cdot n \cdot b_{0_240} \cdot L_{0-6} = 1 \cdot 1 \cdot 2,844 \cdot 10^{-6} \cdot 37 = 10,52 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$Z_{л_0-6} = r_{л_0-6} + jx_{л_0-6} = 4,322 + j14,893 \text{ Ом};$$

$$Y_{л_0-6} = jb_{л_0-6} = j10,52 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Провідність пунктів, приєднаних до лінії, після обриву одного ланцюга ділянки 0-6:

$$Y_{БП} = 0,5 \cdot (Y_{л_01} + Y_{л_04} + Y_{л_06}) = 0,5 \cdot (j46,92 + j107,588 + j10,52) = \\ = j129,86 \text{ мкСм};$$

$$Y_6 = 0,5 \cdot (Y_{л_06} + Y_{л_56}) + Y_{бт6} = 0,5 \cdot (j10,52 + j133,9) + 3,478 - j24,197 = \\ = 3,478 + j95,38 \text{ мкСм}.$$

Після виконання ітераційного розрахунку післяаварійного режиму роботи електричної мережі збіжність була досягнута на 3 ітерації. Результати розрахунків на 3 ітерації показані у табл. 1.29.

Таблиця 1.29 – Результати розрахунку 3-ї ітерації

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta\dot{S}_{z_{i-j}}^{(3)}$, МВА	0-1	0,116-j0,4	0-6	0,239-j0,824
	1-2	0,011-j0,012	4-5	0,11-j0,117
	2-3	0,186-j0,327	5-6	0,024-j0,025
	3-4	0,355-j0,624	0-4	0,143-j0,252
Втрати потужності в провідностях ділянок, $\Delta\dot{S}_{y-s}^{(3)}$, МВА	1	0,06+j0,576	4	0,06+j1,795
	2	0,028+j1,218	5	0,026+j1,349
	3	0,093+j1,108	6	0,044+j1,195
Додаткові навантаження пунктів, $\Delta\dot{S}_{n-s}^{(3)}$, МВА	1	0,124+j0,37	4	0,364+j1,299
	2	0,126+j1,048	5	0,093+j1,278
	3	0,363+j0,633	6	0,175-j0,771
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень пунктів, $\Delta\dot{S}_{\delta_{i-j}}^{(3)}$, МВА	0-1	0,38+j1,73	0-6	0,343+ j 1,624
	1-2	0,256+j1,359	4-5	0,075-j 0,425
	2-3	0,3+j0,311	5-6	0,168+ j 0,853
	3-4	0,234+j0,321	0-4	0,523+ j 2,045
Результуюче навантаження пунктів, $\Delta\dot{S}_{рез-s}^{(3)}$, МВА	1	22,193-j19,896	4	19,416-j15,983
	2	10,176-j7,837	5	9,133-j6,642
	3	-29,566+j21,297	6	17,248-j15,173
Результуючий потік потужності за ділянками, $\Delta\dot{S}_{рез_{i-j}}^{(3)}$, МВА	0-1	19,422-j18,855	0-6	18,656-j17,79
	1-2	2,771-j1,041	4-5	7,725-j4,025
	2-3	12,946-j8,878	5-6	1,408-j2,617
	3-4	16,62-j12,409	0-4	10,521-j7,599
$U_s^{(3)}$, кВ	1	113,577	4	112,976
	2	114,104	5	111,139
	3	116,615	6	111,955

$$\dot{S}_{БП}^{(3)} = \dot{S}_{рез_0-1}^{(3)} + \dot{S}_{рез_0-4}^{(3)} + \dot{S}_{рез_0-6}^{(3)} + \frac{\Delta\dot{S}_{z_0-1}^{(3)} + \Delta\dot{S}_{z_0-4}^{(3)} + \Delta\dot{S}_{z_0-6}^{(3)}}{2} + Y_{БП} \cdot U_{БП}^2 =$$

$$= (19,422 - j18,855) + (10,521 - j7,599) + (18,656 - j17,79) +$$

$$+ \frac{(0,116 - j0,4) + (0,143 - j0,252) + (0,239 - j0,824)}{2} + j129,9 \cdot 115^2 =$$

$$= 48,848 - j43,265 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_{np1} + \dot{S}_{np2} + \dot{S}_{np3} + \dot{S}_{np4} + \dot{S}_{np5} + \dot{S}_{np6} = 22,069 - j20,266 + 10,049 -$$

$$- j8,886 - 29,93 + j20,654 + 19,052 - j17,282 + 9,04 - j7,919 + 17,073 - j15,944 =$$

$$= 47,353 - j49,643 \text{ МВА};$$

$$\Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(3)} = \dot{S}_{БП}^{(3)} - \dot{S}_{\Sigma} = 48,848 - j43,265 - (47,353 - j49,643) = 1,495 + j6,378 \text{ МВА};$$

$$\delta\Delta S_{\Sigma}^{(3)} = \frac{|\Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(3)} - \Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|}{|\Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|} \cdot 100\% = \frac{|1,495 + j6,378 - (1,496 + j6,374)|}{|1,496 + j6,374|} \cdot 100\% = 0,073\%.$$

Очевидно, що розрахунок можна вважати завершеним, оскільки зміна сумарних втрат потужності становить менше 2%.

Струмові навантаження для ділянок мережі наведено в табл.1.30 :

Таблиця 1.30 – Струмові навантаження

Ділянка	Струмове навантаження, А	Максимально допустимий струм, А	Переріз проводу, мм ²
0-1	68,371	610	2x240
0-6	131,145	610	240
0-4	65,731	390	120
1-2	0,186	265	70
2-3	78,561	390	120
5-6	15,382	265	70
3-4	104,302	390	120
4-5	44,877	265	70

Струмові навантаження всіх ділянок електричної мережі в даному режимі роботи не перевищують значення допустимих струмів, тому вибір перерізів проводів повітряної лінії електропередачі схеми електричної мережі є вірним.

Зауважимо, що рівні напруги на шинах ВН усіх пунктів схеми електричної мережі у даному режимі роботи входять у діапазон регулювання усіх трансформаторів.

Рівні напруги в аварійному режимі наведено в табл. 1.31.

Таблиця 1.31 – Рівні напруги в аварійному режимі

№ пункту	Діапазон регулювання, кВ		$U_{\text{махроб}}$, кВ	Розрахований рівень напруги, кВ
	U_{min}	U_{max}		
1	98,16	133,331	126,00	113,577
2	97,376	132,547		114,104
3	-	-		116,615
4	97,27	132,441		112,976
5	96,857	132,028		111,139
6	99,191	132,028		111,955

Результуючий поточкорозподіл для післяаварійного режиму навантажень зображено на рис. 1.11.

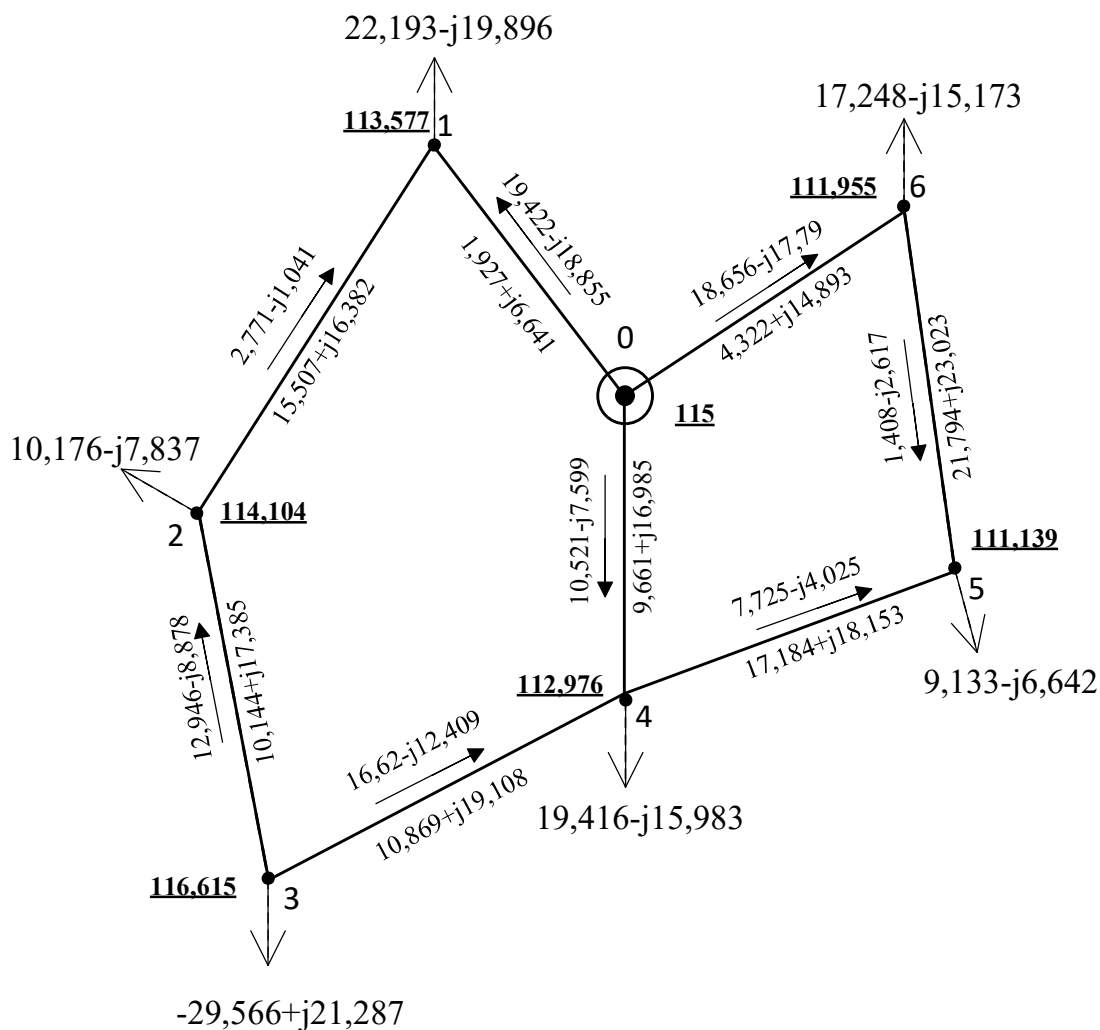


Рисунок 1.11 – Результуючий поточкорозподіл для післяаварійного режиму навантажень

1.6 Регулювання напруги трансформаторів

Порядок розрахунку намера відгалуження РПН та ПБЗ силових трансформаторів наведемо на прикладі трансформаторів пункті 1 та 2 в режимі максимальних навантажень.

Для підстанції 2:

Визначимо бажану кількість регулювальних витків РПН підстанції 2:

$$\omega_{вж2} = \frac{U_{ПН2} \cdot U_{ПН2}}{U_{ТВ2} \cdot U_{ндж2}} - 1 = \frac{109,087 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0,006$$

Визначимо розрахунковий ступінь РПН:

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

$$N_{\epsilon 2} = \frac{\omega_{\text{вж}2}}{\omega_{\epsilon 0}} = \frac{0,006}{0,0178} = -0,351$$

Округливши розрахунковий ступінь отримуємо стандартний ступінь регулювання:

$$N_{\epsilon 2_cm} = 0$$

Стандартна відносна кількість витків РПН:

$$\omega_{\epsilon 2_cm} = N_{\epsilon 2_cm} \cdot \omega_{\epsilon 0} = 0 \cdot 0,0178 = 0$$

Розрахуємо фактичне значення рівнів напруги шини НН:

$$U_{н02} = \frac{U_{\text{ПН}2} + U_{\text{ТН}2}}{U_{\text{ТВ}2} \cdot (1 + \omega_{\epsilon 2_cm})} = \frac{109,087 + 11}{115 \cdot (1 + 0)} = 10,434 \text{ кВ}$$

Процес отримання номеру регулювального відгалуження РПН в обмотці ВН силових трансформаторів наведемо на прикладі підстанції один в режимі максимальних навантажень.

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{ТВ}1} &= \frac{(P_{\text{1СН}} + P_{\text{1НН}} + \Delta P_{\text{тз}1} \cdot 10^{-3} + g_{\text{ом}1} \cdot U_{\text{м}1}^2) \cdot r_{\text{оє}1}}{U_{\text{м}1}} - \\ &- \frac{(Q_{\text{СН}1} + Q_{\text{НН}1} + \Delta Q_{\text{тз}1} \cdot 10^{-3} + b_{\text{ом}1} \cdot U_{\text{м}1}^2) \cdot x_{\text{оє}1}}{U_{\text{м}1}} = \\ &= \frac{(10 + 12 + 68,992 \cdot 10^{-3} + 4,688 \cdot 10^{-6} \cdot 113,597^2) \cdot 0,741}{113,597} - \\ &- \frac{(-8,023 - 10,262 - 1,981 - 26,47 \cdot 10^{-6} \cdot 113,597^2) \cdot 28,434}{113,597} = 5,302 \text{ кВ;} \end{aligned}$$

$$\Delta U_{\text{ТС}1} = \frac{P_{\text{1СН}} \cdot r_{\text{оє}1} - Q_{\text{СН}1} \cdot x_{\text{оє}1}}{U_{\text{м}1} - \Delta U_{\text{ТВ}1}} = \frac{12 \cdot 0,741 + 10,262 \cdot 0}{113,597 - 5,302} = 0,082 \text{ кВ;}$$

$$\Delta U_{\text{ТН}1} = \frac{P_{\text{1НН}} \cdot r_{\text{оє}1} - Q_{\text{НН}1} \cdot x_{\text{оє}1}}{U_{\text{м}1} - \Delta U_{\text{ТВ}1}} = \frac{10 \cdot 0,741 + 8,023 \cdot 17,854}{113,597 - 5,302} = 1,391 \text{ кВ.}$$

Уточнені значення для силових трансформаторів пункту один:

$$U_{\text{ПН}1} = U_{\text{м}1} - \Delta U_{\text{ТВ}1} - \Delta U_{\text{ТН}1} = 113,597 - 5,302 - 1,391 = 106,904 \text{ кВ;}$$

$$U_{\text{ПС}1} = U_{\text{м}1} - \Delta U_{\text{ТВ}1} - \Delta U_{\text{ТС}1} = 113,597 - 5,302 - 0,082 = 108,213 \text{ кВ.}$$

Значення бажаної відносної кількості регулювальних витків РПН трансформаторів підстанції один для режиму максимальних навантажень розраховуються таким чином:

										Лист
										58
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	ДП5209.6.050701.007 ПЗ					

$$\omega_{\text{вж1}} = \frac{U_{\text{ПН1}} \cdot U_{\text{ПН1}}}{U_{\text{ТВ1}} \cdot U_{\text{ндж1}}} - 1 = \frac{106,904 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0,026$$

Розрахунковий ступінь РПН силових трансформаторів підстанції один для максимального режиму роботи електричної мережі визначається за таким співвідношенням:

$$N_{\text{є1}} = \frac{\omega_{\text{вж1}}}{\omega_{\text{є0}}} = \frac{-0,026}{0,0178} = -1,468$$

Визначимо стандартну ступінь регулювання, шляхом округлення:

$$N_{\text{є1_ст}} = -1$$

$$\omega_{\text{є1_ст}} = N_{\text{є1_ст}} \cdot \omega_{\text{є0}} = -1 \cdot 0,0178 = -0,018$$

Фактичне значення напруги на шині НН підстанції один у режимі максимального навантаження мережі за таким співвідношенням:

$$U_{\text{но1}} = \frac{U_{\text{ПН1}} + U_{\text{ТН1}}}{U_{\text{ТВ1}} \cdot (1 + \omega_{\text{є1_ст}})} = \frac{106,904 + 11}{115 \cdot (1 - 0,018)} = 10,411 \text{ кВ}$$

Бажане значення регулювальних витків ПБЗ силових трансформаторів ПС один для режиму максимальних навантажень мережі:

$$\omega_{\text{сж1}} = \frac{U_{\text{сдж1}} \cdot U_{\text{ТВ1}} \cdot (1 + \omega_{\text{є1_ст}})}{U_{\text{ПС1}} \cdot U_{\text{ТС1}}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 - 0,018)}{108,213 \cdot 38,5} - 1 = 0,044$$

Розрахунковий ступінь ПБЗ трансформаторів підстанції один для максимального режиму роботи електричної мережі можна визначити:

$$N_{\text{с1}} = \frac{\omega_{\text{сж1}}}{\omega_{\text{с0}}} = \frac{0,044}{0,018} = 2,461$$

Округляємо розрахунковий ступінь ПБЗ до цілого числа та відносну кількість регулювальних витків:

$$N_{\text{с1_ст}} = 2$$

$$\omega_{\text{с1_ст}} = N_{\text{с1_ст}} \cdot \omega_{\text{с0}} = 2 \cdot 0,025 = 0,05$$

Фактичне значення рівнів напруги на шині СН підстанції один у режимі роботи примаксимальному навантаженні мережі:

											Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата							59

$$U_{cd1} = \frac{U_{ПС1} + U_{ТС1} \cdot (1 + \omega_{c1_cm})}{U_{ТВ1} \cdot (1 + \omega_{e1_cm})} = \frac{108,213 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,05)}{115 \cdot (1 - 0,018)} = 38,728 \text{ кВ}$$

Обрані відгалуження РПН для режису максимальних навантажень наведено в табл. 1.32.

Таблиця 1.32 – Обрані відгалуження РПН для режису максимальних навантажень

№	U _м , кВ	ΔU _{тв} , кВ	U _{тс} , кВ	U _{тн} , кВ	U _{пн} , кВ	U _{пс} , кВ	N _{в^{ст}}	N _{с^{ст}}	U _{сд} , кВ	U _{нд} , кВ
1	113,597	5,302	0,082	1,391	106,904	108,213	-1	2	38,728	10,411
2	114,222	5,135	-	-	109,087	-	0	-	-	10,434
3	116,808	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	113,258	4,549	0,075	1,109	107,6	108,634	-1	2	38,879	10,479
5	111,936	4,673	-	-	107,262	-	-1	-	-	10,446
6	113,375	6,417	0,121	1,549	105,409	106,838	-2	2	38,942	10,455

Проведемо огляд допустимості використання відгалужень РПН за умовами перезбудження обмоток ВН силових триобмоткових та двообмоткових трансформаторів для підстанцій мережі у режимі максимальних навантажень відповідно до такої нерівності:

$$N_{В1}^{ст} \geq \left(\frac{U_{М1} - U_{ТВ1}}{1,05 U_{ТВ1}} - 1 \right) \frac{1}{\omega_{В0}}$$

Було перевірено на допустимість обрані відгалуження в режимі максимальних навантажень, результати наведено в табл. 1.33.

Таблиця 1.33 – Перевірка на допустимість обраних відгалужень в режимі максимальних навантажень.

№ пункту	Режим максимальних навантажень	
	$N_B^{ст}$	$N_B^{гран}$
1	-1	-5,7
2	0	-5,4
3	-	-
4	-1	-5,6
5	-1	-6,2
6	-2	-6,4

Цілком аналогічний розрахунок проводиться і для післяаварійного режиму. Результати наведені в табл. 1.34:

Таблиця 1.34 – Обрані відгалуження РПН для післяаварійного режиму

№	U_M , кВ	$\Delta U_{ТВ}$, кВ	$U_{ТС}$, кВ	$\Delta U_{ТН}$, кВ	$U_{ПН}$, кВ	$U_{ПС}$, кВ	$N_B^{ст}$	$N_C^{ст}$	$U_{сд}$, кВ	$U_{нд}$, кВ
1	113,577	5,303	0,082	1,391	106,882	108,191	-1	2	38,721	10,409
2	114,104	5,14	-	-	108,964	-	0	-	-	10,434
3	116,615	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	112,976	4,56	0,075	1,112	107,305	108,341	-1	2	38,774	10,45
5	111,139	4,7	-	-	106,434	-	-2	-	-	10,556
6	111,905	6,495	0,122	1,571	103,888	105,337	-3	2	39,117	10,498

Було проведено перевірку на допустимість обраних відгалужень в післяаварійному режимі, результати наведено в табл. 1.35 .

Таблиця 1.35 – Перевірка на допустимість обраних відгалужень в післяаварійному режимі

№ пункту	Режим максимальних навантажень	
	$N_{в}^{ст}$	$N_{в}^{гран}$
1	-1	-5,8
2	0	-5,4
3	-	-
4	-1	-5,7
5	-2	-6,6
6	-3	-6,5

Як бачимо, ми можемо забезпечити бажаний рівень напруги на шинах НН та СН, так як перезбудження трансформаторів не відбудеться .

Висновки до розділу 1

За результатами попереднього розрахунку максимального та післяаварійного режимів роботи прийнято, що дволанцюговими лініями є ділянки 0-6 та 0-1 з перерізом 240 мм², що забезпечує збереження прийнятних параметрів роботи в аварійних режимах. У пункті з генерацією встановлено 2 генератора типу ТА-15-2/6,6ТЕ активною потужністю 15 МВт з $\cos \phi_{Г}$, 0,8 та з генераторною напругою 6,3/10,5 кВ за схемою на збірних шинах. Видача потужності в мережу виконується через 2 двообмоткові трансформатори без РПН. У режимах максимальних навантажень та післяаварійному, напруга в пунктах знаходиться в межах регульовального діапазону трансформаторів, а струми ділянок не перевищують свого гранично допустимого значення.

2 ЕЛЕГАЗОВІ КОМПЛЕКТНІ РОЗПОДІЛЬНІ ПРИСТРОЇ

2.1 Загальні відомості щодо використання елегазу в розподільних пристроях

Елегаз (емпірична формула SF_6) не має запаху, смаку й забарвлення. Він є хімічно стійким за кімнатної температури та негорючим. У чистому вигляді елегаз складається з 21,95% сірки та 78,05% фтору. Густина елегазу за температури $+20^{\circ}C$ та нормального атмосферного тиску становить $6,135 \text{ кг/м}^3$, тобто він у п'ять разів важчий за повітря. Температура кипіння елегазу за нормального атмосферного тиску мінус $60^{\circ}C$. Результуючий коефіцієнт тепловіддачі дорівнює 0,034. Конденсація елегазу за температури $+20^{\circ}C$ відбувається за тиску 2,4 МПа (24 кгс/см^2). Це дає змогу використовувати елегаз як електроізоляційний матеріал у діапазоні напруг до 1000 кВ. Елегаз має низьку звукопроникність: за температури $+30^{\circ}C$ і нормального атмосферного тиску швидкість поширення звуку дорівнює 138,5 м/с, або 41% від швидкості поширення звуку в повітрі за тих самих умов.

Елегаз характеризується високою електричною міцністю. За тиску 0,2 МПа електрична міцність елегазу дорівнює 116 кВ/см. Діелектрична постійна при $+25^{\circ}C$ і тиску 0,1 МПа становить 1,00204.

Теплопровідність елегазу нижча ніж у повітря, проте його повна тепловіддача, особливо з урахуванням конвекції, дуже висока (як у водню, гелію та вища за повітря). За високих температур, крива теплопровідності елегазу демонструє одну з виняткових якостей, яка дає можливість використовувати елегаз для гасіння дуги шляхом теплопередавання. Пік теплопровідності відповідає температурі розпаду молекули елегазу (2100-2500 К). Під час розпаду поглинається значна кількість теплоти, що виділяється в процесі розпаду молекул на периферії дуги, прискорюючи тим самим теплообмін між гарячими і більш прохолодними зонами.

										Лист
										63
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	ДП5209.6.050701.007 ПЗ					

Теплопровідність елегазу становить 0,0136 Вт/К. Залежність тиску елегазу від температури рис. 2.1 має лінійний характер і в діапазоні робочих температур від мінус 25 до +50°C практично не змінюється. Елегаз має відмінні дугогасні властивості, зумовлені здатністю елегазу швидко відновлювати свою електричну міцність після переходу струму вимкнення через нуль. Елегазовий вимикач успішно комутує коло за високих швидкостей наростання відновлювальної напруги, не викликаючи при цьому надмірних комутаційних перенапруг [6].

Елегаз не чинить шкідливої дії на метали, пластик, інші матеріали, що використовуються в конструкціях елегазових вимикачів.

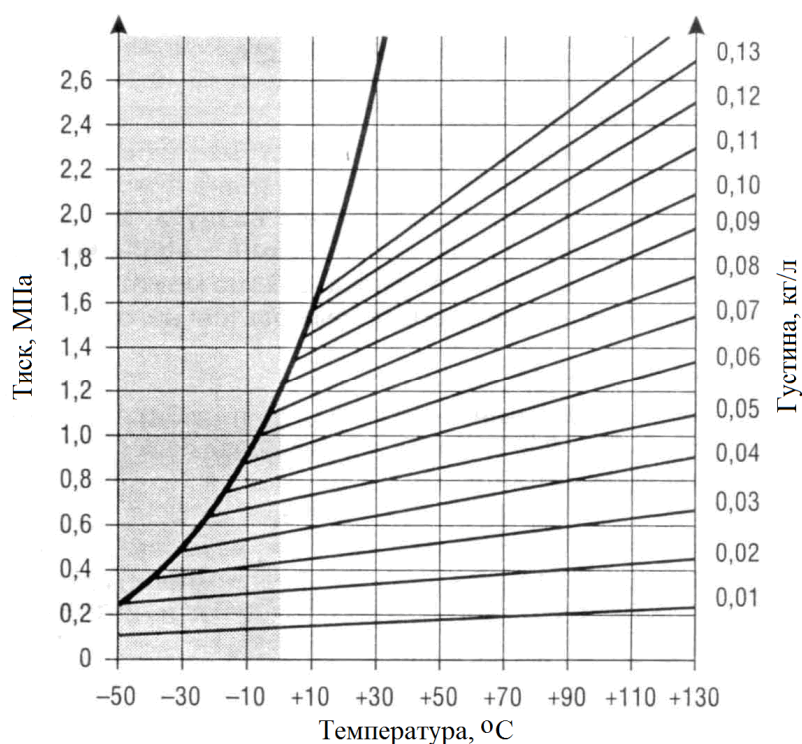


Рисунок 2.1 Крива залежності тиску елегазу від температури та еквівалентної густини елегазу.

Використання елегазу у вимикачах за відсутності повітря та вологи унеможливорює окислення та ерозію контактів. Це подовжує термін використання елегазових вимикачів у процесі експлуатації та зменшує витрати праці обслуговуючого персоналу.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

За низьких температур навколишнього середовища (мінус 40°C і нижче) елегаз конденсується, унаслідок чого можливі різкі зміни густини елегазу і труднощі з контролем густини та тимчасове погіршення вимикальної здатності вимикача. Уникають цього явища шляхом заповнення вимикача сумішшю елегазу з азотом (N₂) або елегазу з тетрафторметаном (CF₄), а також використання бакових елегазових вимикачів. У процесі експлуатації вимикачів, заповнених сумішшю елегазу з азотом, комутаційна здатність зменшується на один ступінь, наприклад із струму вимкнення 40 кА до струму вимкнення 31,5 кА.

Загальновідомо, що елегаз є штучним парниковим газом з найвищим потенціалом глобального потепління (ПГП), який дорівнює 22200. Тобто 1 кг елегазу, який було випущено в атмосферу, викликає такий самий парниковий ефект, як 22200 кг звичайного вуглекислого газу. Крім того, елегаз розкладається за температури 500 °С, за температури 20 °С період розкладання елегазу становить більше 3200 років.

Новий (чистий) елегаз, що постачається в балонах виробниками має відповідати стандартам на новий елегаз: ТУ 6-02-1249 та ІЕС 60376, наведеним у табл. 2.1 та табл. 2.2. Після випуску елегазу з балонів, у яких він постачається виробником, його вважають використаним. Гранично допустима концентрація нового (чистого) елегазу в повітрі робочої зони згідно з ГОСТ 12.1.007 складає 5000 мг/м³. Наведене значення взяте для графіка роботи з повним робочим днем (8 годин, 5 днів на тиждень). Це не пов'язано з токсичністю, але є установленою межею для всіх нетоксичних газів, які зазвичай не присутні в атмосфері[7].

Орієнтовні безпечні рівні дії нового (чистого) елегазу в атмосферному повітрі населених місць на межі охоронної і санітарно-захисної зон устаткування становлять 1500 мг/м³. Це не пов'язано з токсичністю, але є установленою межею відповідно до пункту 3 ДСП-201, згідно із яким орієнтовні безпечні рівні дії на межі охоронної і санітарно-захисної зон об'єкта електроенергетики повинні становити не більше 30% від гранично допустимої концентрації нового (чистого) елегазу в повітрі робочої зони. Якщо процентний вміст кисню у повітрі, що вдихається становитиме менше ніж 17 % та / або процентний вміст елегазу

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

перевищуватиме 19 %, то існуватиме небезпека задухи для персоналу, що працює в цих зонах.

Таблиця 2.1 – Склад нового (чистого) елегазу відповідно до ТУ 6-02-1249

Найменування показника	Норма
Масова частка шестифтористої сірки, %, не менше	99,9
Масова частка домішок	
Кисень, азот, повітря (сумарно),%, не більше	0,05
Тетрафторметан, %, не більше	0,05
Масова частка води, %, не більше	0,0015
Кислотність у перерахунку на масову частку фтористого водню, %, не більше	0,00003
Масова частка гідролізуючих фторидів в перерахунку на масову частку фтористого водню, %, не більше	0,0001
Токсичність	—

Таблиця 2.2 – Максимально допустимий рівень домішок у елегазі після його виготовлення відповідно до ІЕС 60376.

Домішки	Максимально допустима кількість, ppm за вагою
CF ₄	500
O ₂ , N ₂	500
Вода	15
Мінеральні масла	10
HF	0,3
Гідролізний фторид	1,0

Особливо чутливими зонами є ті, що нижче рівня землі, погано або зовсім не вентильовані, на зразок кабельних камер, кабельних поверхів, кабельних тунелів, кабельних колодязів, каналів, дренажних систем, оглядових колодязів,

підвалів тощо. В елегазовому обладнанні за нормальних комутаційних операцій, а також у разі виникнення аварійних електричних дуг відбувається часткове розкладання елегазу. При цьому можуть виникати газоподібні і тверді продукти розкладання.

Сьогодні в конструкціях обладнання, де використовують елегаз, застосовують переважно автокомпресійний принцип гасіння електричної дуги. Під дією високих температур горіння електричної дуги елегаз розкладається з утворенням різних компонентів. Продукти розкладання елегазу це, в основному, CF_4 і SF_4 , у невеликих кількостях S_2 , F_2 , S , F , SOF_2 , SOF_4 , SO_2 , SO_2 та інші речовини. Більшість з наведених продуктів розкладання елегазу є токсичними. Характеристики продуктів розкладання наведені у табл. 2.3.

У разі взаємодії з парами металу хімічні з'єднання, що утворюються в результаті розкладання елегазу, осідають у вигляді біло-сірого порошку та мають добрі електроізолювальні властивості. Для уникнення цього в елегазових вимикачах використовують ковзні контакти для самоочищення контактних поверхонь.

Продукти розкладання елегазу та вологу усувають використанням спеціальних адсорбуючих (активований оксид алюмінію, цеоліт тощо) матеріалів та молекулярних сит, які розміщують всередині обладнання. Оксид алюмінію підсушує елегазі зберігає його електричних властивостей.

За можливим ступенем забруднення розрізняють:

- елегаз із обладнання без утворення дуги, що виконують тільки функцію ізоляції і не зазнають впливу електричної дуги. Газ, що міститься в цих відсіках, звичайно не забруднюється. Він може вміщувати невелику кількість продуктів розкладання елегазу, якщо відбувається частковий розряд або з'являється іскра в роз'єднувачі. Кількість продуктів розкладання зазвичай не перевищує декількох сотень молекул на 1 млн молекул елегазу. Газ може також містити повітря, яке може потрапляти при виконанні операцій заповнення, відкачування тощо;

- елегаз із обладнання з утворенням звичайної дуги, що видалається з обладнання після нормальної роботи. Концентрація газоподібних продуктів розкладання елегазу може сягати приблизно 1 % для нереакційно-здатних

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

продуктів і 0,1 % для реакційно-здатних продуктів. Крім того, у газі можуть бути присутні тверді продукти розкладання («комутаційний пил»);

- елегаз із обладнання з утворенням сильної дуги, що видаляється з обладнання, в якому виникає інтенсивна дуга, наприклад дуга в разі збоїв у роботі обладнання й внутрішня дуга в наслідок пробою ізоляції. У цьому разі концентрація газоподібних компонентів продуктів розкладання елегазу може перевищувати рівень у 1%. Очікується високий вміст твердих продуктів розкладання.

Таблиця 2.3 – Характеристики продуктів розкладання.

Причина розкладання	Речовина	Стан	Інтенсивність утворення
Часткові розряди	SO ₂ F ₂	Газоподібний	Низька
	SO ₂	Газоподібний	Низька
	HF	Газоподібний	Низька
	CF ₄	Газоподібний	Середня
	WF ₆	Газоподібний	Середня
КЗ через дугу, (аварійний режим роботи)	AlF ₃	Твердий	Висока
	FeF ₃	Твердий	Висока
	SF ₄	Газоподібний	Висока

З метою зменшення техногенного впливу на навколишнє середовище елегаз використовують повторно. Для цього його відкачують із газонаповнених відсіків, очищують за допомогою спеціального сервісного обладнання, здійснюють контроль якості а потім повторно використовують. Надійна робота елегазового обладнання забезпечується лише тоді, коли склад такого газу в обладнанні відповідає вимогам табл. 2.4.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата
------	------	---------	---------	------

Таблиця 2.4 Рівні максимально припустимого вмісту домішок з точки зору повторного використання елегазу

Домішка	Максимально допустимі рівні тиску	
	Номінальний абсолютний тиск < 200 кПа абс.	Номінальний абсолютний тиск > 200 кПа абс.
Повітря, SF ₄	3 % за об'ємом	
H ₂ O	95 мг/кг	25 мг/кг
Мінеральне масло	10 мг/кг	
Сумарна концентрація реактивних газоподібних продуктів розкладання SF ₄ WF ₆ SOF ₄ SO ₂ F ₂ HF SOF ₂ SO ₂	50 мкл/л сумарно або 12 мкл/л для (SO ₂ +SOF ₂) або 25 мкл/л HF	

У табл. 2.4 у межах діапазону тисків можливого повторного використання елегазу, що охоплює всі баричні системи (системи ізоляції як ВН, так і СН, а також усі автоматичні вимикачі), визначено діапазон низьких тисків повторного використання $p < 200$ кПа для низьконапірних систем газової ізоляції (типово застосовувані в розподільних системах СН).

Граничний рівень вологи в елегазі повторного використання відповідає: для $p < 200$ кПа абс – у міліграмах на кілограм (95 ppm) 750 ppm (750 мкл/л) і точці роси мінус 23 °С, вимірюваних за тиску 100 кПа та температури +20 °С;

для $p > 200$ кПа абс – у міліграмах на кілограм (25 ppm) 200 ppmv (200 мкл/л) і точці роси мінус 36 °С, вимірюваних за тиску 100 кПа та температури +20 °С.

Продукти розкладання елегазу є токсичними. Національні нормативні документи з питань гігієни та охорони праці встановлюють можливі рівні забруднення повітря робочої зони, які наведено в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Граничні допустимі концентрації (ГДК) елегазу і продуктів його розкладання від дії електричної дуги в повітрі робочої зони

Назва речовини	Хімічна формула	Клас небезпеки	ГДК, мг/м ³
Гексафторид сірки (елегаз)	SF ₆	4	5000
Сірчистий ангідрид	SO ₂	3	10
Фтористий водень	HF	2	0,5
Трифторид алюмінію	AlF ₃	2	2,5
Дифторид купруму	CuF ₂	2	0,5
Трифторид феруму	FeF ₃	2	2,5
Гексафторид вольфраму	WF ₆	2	0,5

Згідно з ІЕС/TR 62271-303 рівень забруднення повітря робочої зони фторидом тіонілу, сірчанам фторидом і двосірчанам декафторидом у разі виникнення аварійних ситуацій не повинен перевищувати їх орієнтовно безпечних рівнів дії, а саме: 5,63 мг/м³, 20,85 мг/м³ та 0,11 мг/м³ відповідно. Відомості щодо умов утворення цих речовин і їх токсичність наведено в табл. 2.6.

Для зберігання й транспортування нового елегазу (відповідає ІЕС 60376, ТУ 6-02-1249, табл. 2.1) використовують контейнери з маркуванням одного типу рис. 2.1.

Маркування: зелене кільце (якісний елегаз) з позначенням категорії ризику № 2.

Таблиця 2.6 Порівняльні характеристики продуктів розпаду елегазу під дією силової дуги

Фізико-хімічні та токсиколого-гігієнічні параметри	Фторид тіонілу	Сірчаний фторид	Двосірчаний декафторид
Хімічна формула	SO _F ₂	SO ₂ F ₂	S ₂ F ₁₀
Норма вироблення, л/кДж	3,7 × 10 ³	0,06 × 10 ³	2,54 × 10 ⁹
Молярна вага	86	102	254
Норма вироблення відносно SO _F ₂	1	0,016	0,65 × 10 ⁶
Токсичність відносно SO _F ₂	1	0,32	160
ОБРД, ppmv	1,6 (4 кл.)	5 (4 кл.)	0,01 (3 кл.)



Рисунок 2.1 – Маркування нового елегазу

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

Використаний елегаз, що зберігається, повинен відноситися до однієї із чотирьох категорій, що відрізняються між собою різним (кольоровим) маркуванням:

- елегаз без вмісту жодних токсичних чи корозійно-активних побічних продуктів, придатний для багаторазового застосування в електрообладнанні («зелений» елегаз), або за якістю рівноцінний новому елегазу. Це очищений і перевірений на відповідність вимогам щодо чистоти елегаз для багаторазового застосування в електрообладнанні.

Має бути наведено таку інформацію на балоні (обов'язково): 3163 (містить щонайменше два хімічних продукти, наприклад – шестифтористу сірку, чотирифтористий вуглець або повітря чи азот).

Транспортний документ: UN 1080, гексафторид сірки, 2.2A, ADR:

- елегаз, не придатний для багаторазового застосування, але не токсичний («зелено-помаранчевий» елегаз).

Цей елегаз не відповідає вимогам (IEC 60480, таб.2.4) щодо чистоти для багаторазового застосування в електрообладнанні. Вміст газових домішок більше ніж 3 % (неприпустимо високий вміст повітря);

Маркування: зелено-помаранчеве кільце з позначенням категорії ризику № 2.

Транспортний документ: UN 1080, гексафторид сірки, клас 2.2B, ADR:

- елегаз із вмістом токсичних, але не корозійно-активних побічних продуктів.

Використаний елегаз, не придатний для багаторазового застосування не відповідає вимогам (IEC 60480, табл.2.4) щодо чистоти для багаторазового застосування в електрообладнанні, що містить менше 50 мкл/л (за об'ємом) газової суміші $SO_2 + SOF_2$, що відповідає загальній концентрації хімічно активних продуктів 200 мкл/л (за об'ємом).

Маркування: помаранчеве кільце, етикетка з позначенням категорії ризику.

Напис за трафаретом на балоні (обов'язковий): 3162 (містить щонайменше два хімічних продукти, наприклад – шестифтористу сірку, фтористий водень або всі токсичні побічні продукти).

										Лист
										72
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						

Граничні мінімальні значення для небезпечних компонентів – відсутні.

Супровідні документи (обов'язкові): 3162 – скраплений газ, токсичний, містить щонайменше два хімічних продукти, наприклад – шестифториста сірка, фтористий водень або всі токсичні побічні продукти, клас 2,2 T ADR. елегаз токсичний і агресивний

Використаний елегаз, не придатний для багаторазового застосування на місці експлуатації обладнання, що містить понад 50 мкл/л (за об'ємом) газової суміші $SO_2 + SOF_2$.

Такий газ слід зберігати в спеціальних корозійностійких контейнерах для HCl із спеціальним різьбовим з'єднанням рис. 2.2. Маркування: помаранчеве кільце (токсичний)

Маркування: помаранчеве кільце (токсичний) з позначенням категорії ризику 6.1 + 8.)

Транспортний документ: UN 3308, зріджений газ, токсичний і корозійний, клас 2,2 TC ADR.



Рисунок 2.2 – Маркування елегазу, не придатного для багаторазового застосування на місці експлуатації обладнання

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

Балони для токсичного і агресивного елегазу мають бути стійкими до корозії, мати корозійностійкі вентиля і бічний перехідний патрубок, відмінний від застосовуваних на балонах з новим елегазом (наприклад, патрубок № 8 згідно з DIN 477).

На більшості об'єктів для зберігання елегазу можна використовувати той самий тип газових балонів, що й балони з новим газом, якщо в них можна створити надлишковий тиск у 5 МПа.

Елегаз, що використовується на об'єкті, має зберігатися у співвідношенні 1 кг елегазу на 1 л об'єму без спеціальної обробки резервуара.

2.2 Європейські та українські нормативи щодо використання елегазу в розподільних пристроях

Загальновідомо, що елегаз є штучним парниковим газом з найвищим потенціалом глобального потепління (ПГП), який дорівнює 22200. Тобто 1 кг елегазу, який було випущено в атмосферу, викликає такий самий парниковий ефект, як 22200 кг звичайного вуглекислого газу. Крім того, елегаз розкладається за температури 500 °С, за температури 20 °С період розкладання елегазу становить більше 3200 років.

З огляду на зазначене вище, фахівцями МЕК було розроблено три стандарти, які унормовують питання зберігання, використання та регенерації електротехнічного елегазу, а саме:

- стандарт МЕК 60376 щодо властивостей, параметрів та порядку зберігання та транспортування нового елегазу;
- стандарт МЕК 60480 щодо порядку регенерації та повторного використання електротехнічного нетоксичного ізоляційного елегазу;
- стандарт МЕК 62271 щодо особливостей обслуговування елегазових електроустановок.

									Лист
									74
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	ДП5209.6.050701.007 ПЗ				

Також є українські стандарти:

- стандарт СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-70:2012 щодо проектування підстанцій з комплектними розподільними установками елегазовими напругою 110 кВ і вище;
- ГНД 34.47.503-2004 щодо експлуатації елегазових вимикачів;
- стандарт СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-66:2012 – типова інструкція з експлуатації комплектної розподільної установки елегазової напругою 110 кВ і вище;
- стандарт СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-69:2012 щодо виконання робіт з елегазом;
- стандарт СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-75:2012 щодо прогнозування можливих викидів елегазу і продуктів його його розкладу з обладнання;
- стандарт СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-81:2013 щодо розміщення електроустановок з елегазовою ізоляцією.

Зазначеними стандартами зокрема передбачено, що якщо елегазове електрообладнання, встановлене на об'єкті, містить понад 300 кг елегазу, то на цьому об'єкті має бути організований окремий спеціальний підрозділ з обслуговування елегазових електроустановок, укомплектований спеціалізованим обладнанням, а фахівці цього підрозділу мають пройти навчання рис 2.3.

Згідно з вказівками «Виконання робіт з елегазом», затвердженої наказом Міненергетики та вугільної промисловості України №765 від 02.10.2012 р.:

- гранично допустима концентрація нового (чистого) елегазу в повітрі робочої зони згідно з ГОСТ 12.1.007 складає 5000 мг/м³;
- орієнтовні безпечні рівні дії нового (чистого) елегазу в атмосферному повітрі населених місць на межі охоронної і санітарно-захисної зон устаткування становлять 1500 мг/м³.

Це не пов'язано з токсичністю, але є встановленою межею відповідно до пункту 3 ДСП-201, згідно із яким орієнтовні безпечні рівні дії на межі охоронної і санітарно-захисної зон об'єкта електроенергетики повинні становити не більше

30% від гранично допустимої концентрації нового (чистого) елегазу в повітрі робочої зони.

Інноваційний розвиток КРПЕ пов'язано не тільки з прагненням забезпечити відповідність продукції вимогам ринку і постійно мінливих стандартам, але і знизити її шкідливий вплив на навколишнє середовище. Це стосується мінімізації застосування в обладнанні потенційно небезпечних речовин, а також обмеження застосування матеріалів, вимагаючих складної процедури утилізації після закінчення терміну служби. Крім того, розробляються вироби повинні бути менш матеріаломісткими, а їх виробництво повинно бути менш енерговитратним. Відповідно з вимогами Кіотського протоколу (1997 р.) по обмеженню викидів вуглекислого газу, великі зусилля докладаються до зменшення обсягу SF₆ в модулі елегазового вимикача і в усьому КРПЕ.



Рисунок 2.3 – Спеціалізоване обладнання для експлуатації елегазових присторой

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

2.3 Елегазові КРПЕ. Загальна характеристика та особливості використання

Безпека та надійність електрозабезпечення залежить від вимикачів, захищаючих електричні мережі від короткого замикання (КЗ). Традиційно на ПС встановлюються вимикачі з повітряною ізоляцією. В залежності від номінальної напруги повітряного вимикача, відстань між токоведучими частинами і землею може складати десятки метрів, в результаті чого для встановлення такого апарату вимагається дуже багато простору. В свою чергу, елегазовий вимикач компактний, і тому КРПЕ займає відносно невеликий корисний простір. Площа ПС з КРПЕ в десять раз менша площі підстанції з відкритим розподільним пристроєм рис. 2.4.

Для успішного вирішення найскладніших задач по розробці КРПЕ всі компанії вкладують значні інвестиції в науково-конструкторську і дослідно-конструкторську роботи. Дякуючи чому нові КРПЕ виготовляються з найновіших матеріалів з використанням найновітніших технологій. Таке впровадження дозволяє випускати надійну продукцію, побудовану на найсучасніших технічних рішеннях.

Основні вимоги, пов'язані з розробкою КРПЕ:

- КРПЕ має мати модульну конструкцію, яка забезпечуватиме можливість зборки різними способами в залежності від об'єму вільного простору на місці встановлення і фінансовими можливостями;
- система повинна бути гнучкою і безпечною, частини апарату, які знаходяться під високою напругою (дугогасний пристрій, роз'єднувачі, швидкодіючий заземлюючий роз'єднувач) повинні ефективно взаємодіяти з приводом;
- всі компоненти КРПЕ мають випускатися під суворим і неперервним контролем, проходити топові перевірки і сеприфікацію, у відповідності з міжнародними стандартами, зазвичай у незалежних дослідних лабораторіях;

Изм.	Лист	№ док.ум	Подпись	Дата

- обладнання має відповідати вимогам по автоматизації управління з використанням цифрових технологій. Кожна комірka КРПЕ повинна бути з'єднана з пунктом управління підстанції і центром управління енергосистеми.

На даний час всі розподільні присторої, незалежно від рівня напруги, мають стандартизовану модульну конструкцію. Невелика номенклатура модулів може забезпечити виконання широкого ряду технічних вимог. Це стосується не тільки основних компонентів, таких як вимикачі, роз'єднувачі та заземлювачі, але й їх приводів. Вимикачі всіх сучасних КРПЕ обладнанні пружинно-гідравлічними приводами, які також мають модульну конструкцію (рис 2.6). Приводи дозволяють легко узгодити швидкість руху контактів декількох розривів, гальмуючи їх в кінці переміщення. Таким чином, на конктаки здійснюється доволі малий механічний вплив. Енергії в запасі дискових пружин вистачає на виконання не тільки комутаційного циклу 0-0,3 с - ВО, як того потребує ряд стандартів, але і на виконання більш складних циклів без повторного взведення. Більше того, використовуючи приводи різного типу можна забезпечити точну роботу механічно незалежного однополюсного апарату, при збереженні загального управління комутаційними операціями.

Окрім модулів основних компонентів і відповідних приводів, використовуютьс цифрові пристрої управління останнього покоління, які використовують комунікаційний протокол MEK-61850 (рис 2.7). Також можливе встановлення комплексної системи контролю і діагностики всієї розподільної установки. Дана система може використовуватися з декількома типами розподільного обладнання і є додатковою опцією. Вона характеризується відкритою архітектурою і здатністю до розширення та подальшої модернізації.

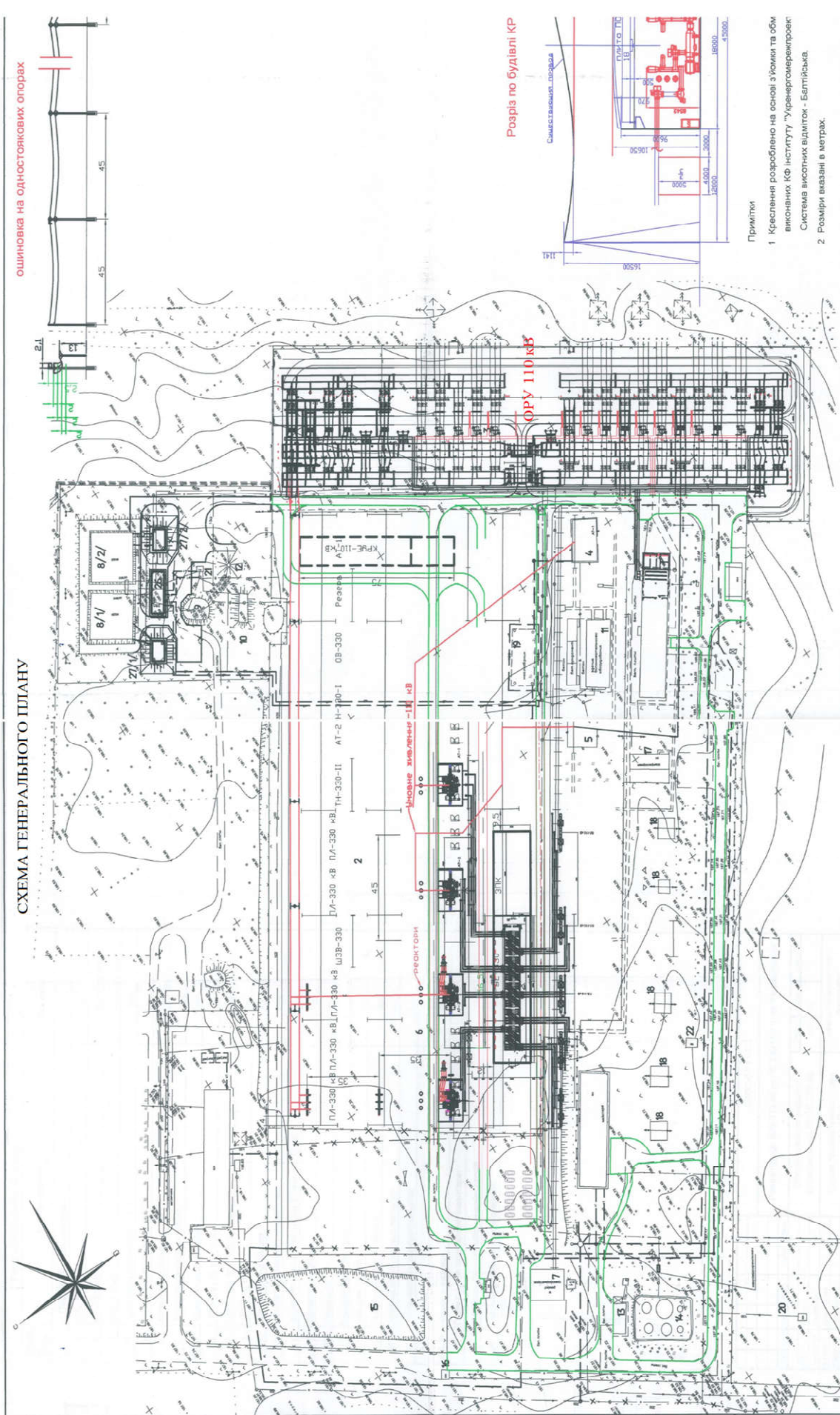


Рисунок 2.4 – Новокиївська ПС 330/110 кВ

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

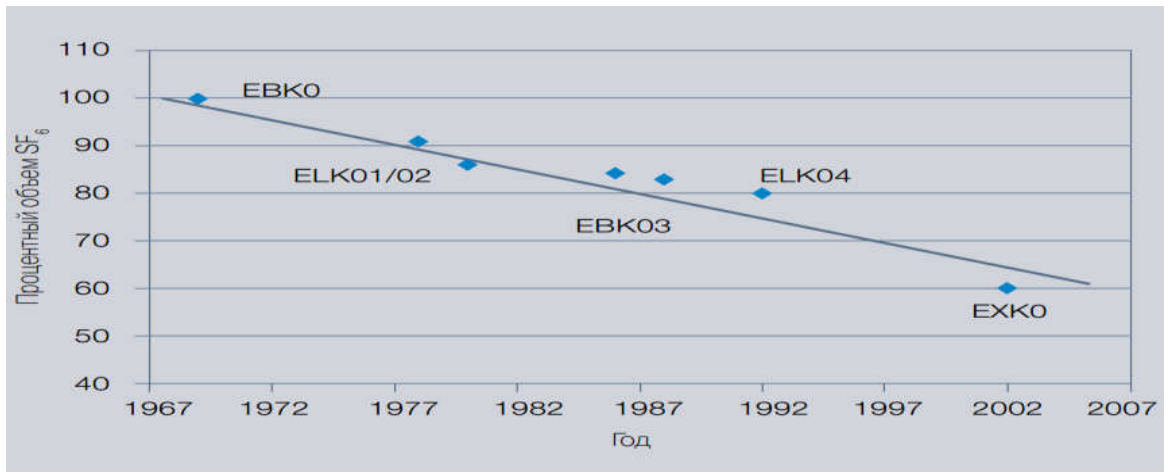


Рисунок 2.5 – Тендеція зменшення кількості елегазу в КРПЕ компанії АВВ



Рисунок 2.6 – Пружинно-гідравлічний привод КРПЕ

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

ДП5209.6.050701.007 ПЗ

Лист

80



Рисунок 2.7 – Цифрові пристрої керування КРПЕ

Прикладом використання комплектних розподільних пристроїв є КРПЕ напругою 330 кВ на Дністровській ГАЕС.

Будівництво Дністровської ГАЕС було розпочато в далекому 1984 році. Після завершення спорудження (сьогодні готовність складає 85 %) Дністровська ГАЕС буде першою в Європі та шостою у світі. Проектна потужність ГАЕС (7 насосів-турбін) в турбінному режимі складає 2268 МВт, а в насосному – 3010 МВт.
рис 2.8.

Для забезпечення надійного електричного зв'язку ГАЕС та ОЕС України проектом було передбачено спорудження унікального КРПЕ напругою 330 кВ. Загальний вигляд першої черги КРПЕ 330 кВ Дністровської ГАЕС наведено на рис. 2.9.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата



Рисунок 2.8 – Дністровська ГАЕС



Рисунок 2.9 – Загальний вигляд першої черги КРПЕ 330 кВ Дністровської ГАЕС

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

ДП5209.6.050701.007 ПЗ

Лист

82

КРПЕ 330 кВ серії ELK виготовлено на підприємстві ABB Switzerland Ltd. (Цюріх, Швейцарія) і має такі основні технічні характеристики:

- номінальна напруга – 347 кВ;
- максимальна робоча напруга – 420 кВ;
- номінальний струм – до 4000 А;
- номінальний струм КЗ (1 с) – до 63 кА;
- номінальний короткочасний піковий струм – до 170 кА;
- допустима кількість комутацій без обслуговування 10000 (без навантаження), 5000 (при номінальному струмі навантаження), 32 (при струмі короткого замикання до 50 кА) і 20 (при струмі КЗ до 63 кА);
- тип привода вимикачів – електромеханічний трифазний;
- основні складові КРПЕ – шини з комбінованим роз'єднувачем заземлювачем, вимикачі, трансформатори струму та напруги, кабельні вводи, швидкодіючий заземлювачі, елегазова система, шафа керування, обмежувачі перенапруги;
- вага однієї комірки – від 10000 до 14000 кг;
- габаритні розміри комірки (ДхГхВ) – 3120х7000х7120 мм.

Загальний вигляд елегазових вимикачів КРПЕ 330 кВ наведено на рис. 2.10



Рисунок 2.10 – Загальний вигляд елегазових вимикачів КРПЕ 330 кВ

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

ДП5209.6.050701.007 ПЗ

Лист

83

Основні переваги КРПЕ 330 кВ серії ELK:

- конструкція КРПЕ відповідає стандартам Міжнародної електротехнічної комісії (МЕК), США, Великобританії, VDE, ГОСТ та інші;
- легкі алюмінієві корпуси стандартизованих вузлів-модулів мають гарну провідність, стійкі до корозії, зменшують навантаження на фундамент і несучі конструкції;
- модульна конструкція з герметизуючими фланцевими вузлами забезпечує високу гнучкість схем розміщення;
- стандартні варіанти компонування можна легко модифікувати, додавши необхідні модулі;
- герметичні ізолятори-перегородки поділяють газові відсіки, забезпечуючи селективність контролю за станом елегазу і запобігаючи впливу на сусідні частини розподільного пристрою під час капітального ремонту;
- засоби контролю за щільністю елегазу вбудовані безпосередньо в газові відсіки вимикачів, вхідних і вихідних струмопроводів, шинні секції і трансформатори напруги;
- малі експлуатаційні витрати – огляди відбуваються кожні 5 років без виведення КРПЕ з роботи.

На рис. 2.11 наведено газову діаграму КРПЕ Дністровської, а на рис. 2.12 наведено оперативну схему електричних з'єднань КРПЕ Дністровської ГАЕС.

Всі переваги встановлення КРПЕ показують нам доцільність їх застосування в сучасній енергетиці України. Слід зазначити, що Україна вже почала широко застосовувати елегазове обладнання.

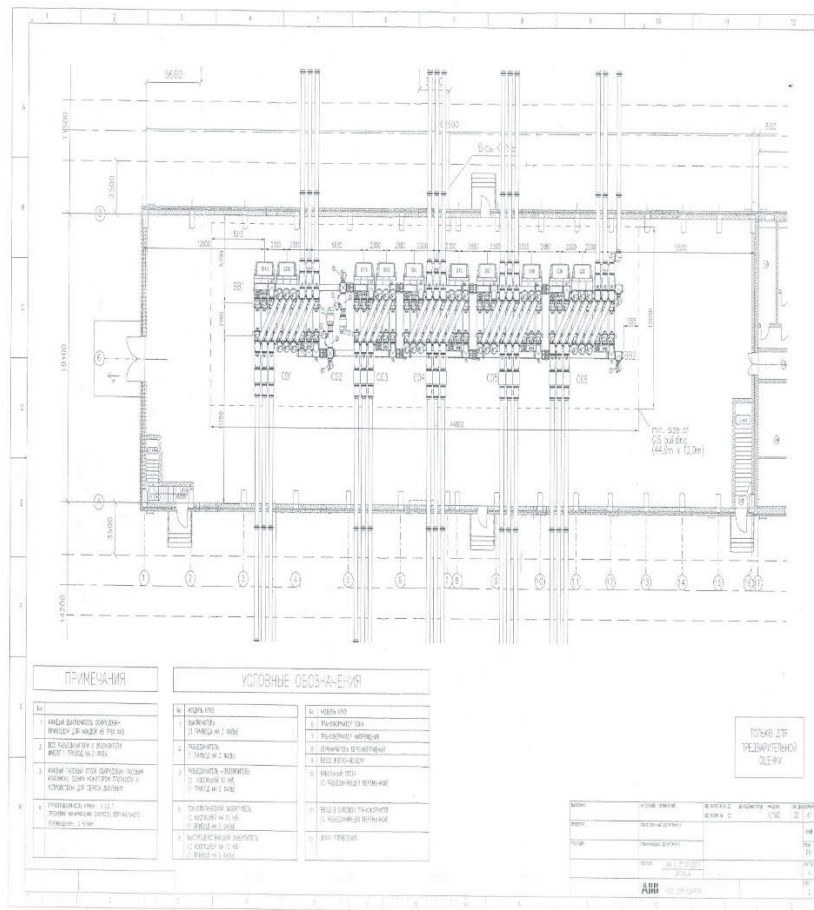


Рисунок 2.11 – Газова діаграма КРПЕ 330 кВ Дністровської ГАЕС

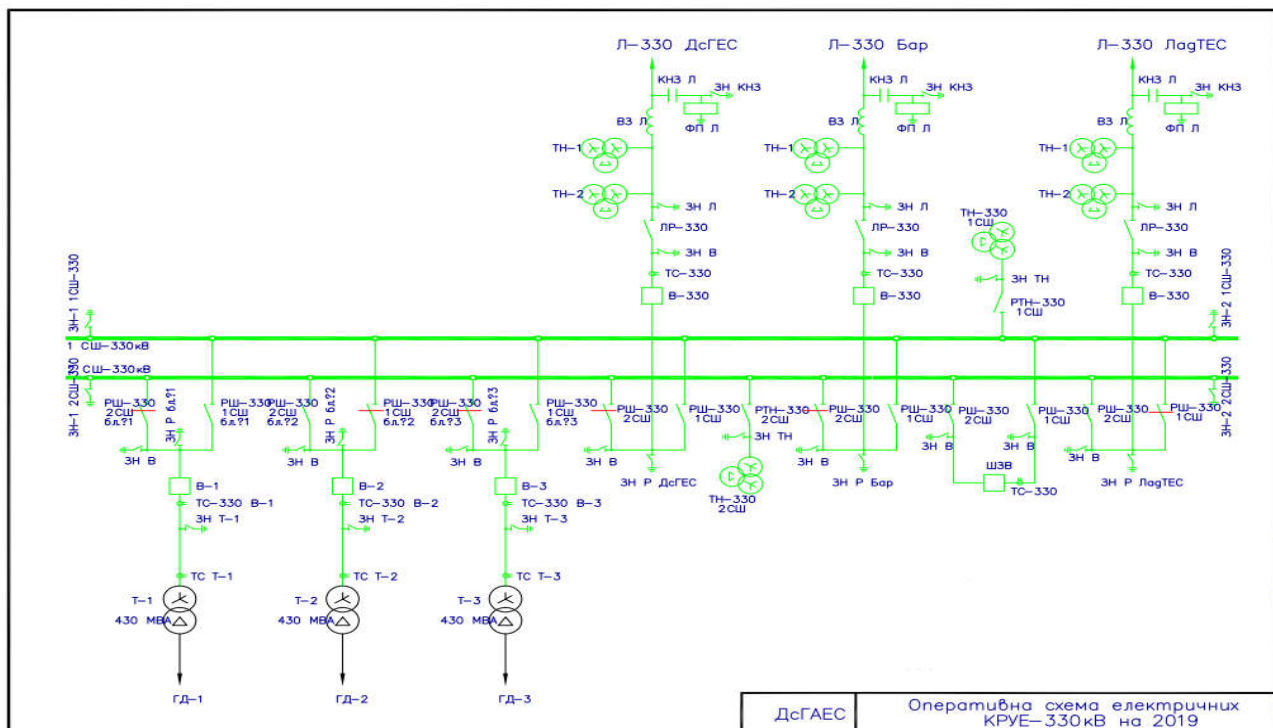


Рисунок 2.12 – Оперативна схема КРПЕ 330 кВ Дністровської ГАЕС

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

2.4 Розрахунок ТН і ТС КРПЕ

Важливою задачею при використанні КРПЕ є розрахунок навантаження трансформаторів напруги та струму. Покажемо реальний розрахунок для КРПЕ 330 і 110, на основі робочої документації, а також на основі опитувальних листів, проведений для ПС «Західна» фахівцями «ІНТЕП» для НЕК «УКРЕНЕРГО».

Паспортні характеристики ТН на секціях збірних шин 330 кВ приведені у табл. 2.7. Паспортні характеристики ТН на секціях збірних шин 110 кВ приведені у табл. 2.8. Паспортні характеристики обмоток ТС на секціях збірних шин 110 кВ приведені у табл. 2.9. Паспортні характеристики обмоток ТС на секціях збірних шин 330 кВ приведені у табл. 2.10.

Таблиця 2.7 – Паспортні характеристики ТН на секціях збірних шин 330 кВ

Найменування параметра	Позначення та одиниця виміру	Значення
Номінальна напруга вторинної обмотки для обліку електроенергії	$U_{ном}$, В	$\frac{100}{\sqrt{3}}$
Клас точності вторинної обмотки для обліку електроенергії	В.О.	0,2
Номінальне навантаження вторинної обмотки для обліку електроенергії	ВА	50

Таблиця 2.8 – Паспортні характеристики ТН на секціях збірних шин 110 кВ

Найменування параметра	Позначення та одиниця виміру	Значення
Номінальна напруга вторинної обмотки для обліку електроенергії	$U_{ном}$, В	$\frac{100}{\sqrt{3}}$
Клас точності вторинної обмотки для обліку електроенергії	В.О.	0,2
Номінальне навантаження вторинної обмотки для обліку електроенергії	ВА	100

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

Таблиця 2.9 – Паспортні характеристики ТС на секціях збірних шин 110 кВ

Найменування параметра	Позначення та одиниця виміру	Значення
Тип	1С та 2С	
Коефіцієнт трансформації		2000-1000-500/1 1600-800-400/1
Клас точності вторинної обмотки для обліку електроенергії	В.О.	0,2S
Навантаження	ВА	10

Таблиця 2.10 – Паспортні характеристики ТС на секціях збірних шин 330кВ

Найменування параметра	Позначення та одиниця виміру	Значення
Тип	1С та 2С	
Коефіцієнт трансформації		2000-1000-500/1
Клас точності вторинної обмотки для обліку електроенергії	В.О.	0,2S
Навантаження	ВА	10

Таблиця 2.11 – Паспортні характеристики лічильника

Найменування параметра	Позначення та одиниця виміру	Значення
Тип	SL761A071	
Номинальний струм	$I_{ном\ ліч}$, А	1
Схема підключення	Через трансформатори струму та напруги, трьохелементна, чотирипроввідна	
Споживання по кожному ланцюгу:		
- струму	$S_{і\ ліч}$, ВА	0,1
- напруги	$S_{u\ ліч}$, ВА	2

Таблиця 2.12 – Паспортні характеристики аналізатора якості ел. енергії

Найменування параметра	Позначення та одиниця виміру	Значення
Тип	PM175	
Номинальний струм	$I_{ном\ Satec.}, A$	1
Схема підключення	Через трансформатори струму та напруги, трьохелементна, чотирипровідна	
Споживання струму по ланцюгах	$S_{i\ ліч}, VA$	0,02
Споживання напруги по ланцюгах	$S_{u\ ліч}, VA$	0,04

При розрахунку прийняті наступні допущення та використані константи:

- опір контактів затискачів ті опір комутаційних апаратів в межах конструктивної одиниці (панель ТН, вимірювальні панелі)- 0,1, Ом;
- матеріал кабелів – мідь;
- питомий опір міді, $R_{нит.м} - 0,0175, Ом \cdot мм.кв./м$.

У розрахунках прийнята максимальна довжина кабелів та максимальне заповнення панелі обліку приладами. З урахуванням симетричного навантаження по кожній з фаз, розрахунок навантаження ТН проводився для однієї фази.

Потужність навантаження паралельно з'єднаних лічильників та аналізаторів якості електроенергії, ВА:

$$S_{н\ пар.} = N_{ліч} \cdot S_{u\ ліч} + N_{Satec} \cdot S_{u\ Satec}$$

Опір навантаження паралельно з'єднаних лічильників та аналізаторів якості електричної енергії, Ом:

$$Z_{н\ пар.} = U_n^2 / S_{н\ пар}$$

Опір жили кабелю/дроту, Ом:

$$R_{каб} = 0,0175 \cdot L_{каб} / S_{каб}$$

Падіння напруги в кабелі/дроті, В:

$$\Delta U_{каб} = I_{каб} \cdot R_{каб}$$

$$\Delta U_{дон} = \Delta U_{каб} / U_n$$

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

Підсумкові результати розрахунків навантаження ТС показано в табл. 2.13.

Підсумкові результати розрахунків навантаження ТН показано в табл. 2.14.

Підсумкові розрахунки падіння напруги від панелі ТН до лічильників показано в табл. 2.15.

Таблиця 2.13 – Підсумкові результати розрахунків навантаження ТС

Розрахункова величина	Значення
Розрахункове навантаження на керн ТС при підключенні лічильника S, ВА. Розрахункова схема №3	0,9
Розрахункове навантаження на керн ТС при підключенні лічильника та аналізатора якості електроенергії S, ВА. Розрахункова схема №4	0,92

Таблиця 2.14 – Підсумкові результати розрахунків навантаження ТН.

Розрахункова величина	Значення
КРПЕ 330 кВ	
Розрахункове максимальне навантаження фази ТН (на клемах панелі ТН) $S_{роз}$, ВА	36,3
КРПЕ 110 кВ	
Розрахункове максимальне навантаження фази ТН (на клемах панелі ТН) $S_{роз}$, ВА	60,5

Таблиця 2.15 – Підсумкові розрахунки падіння напруги від панелі ТН до лічильників.

Розрахункова величина	Значення
Розрахунок падіння напруги на ділянці панель ТН – лічильник, при $L_{каб\ max}$	0,044 В

Розрахункова схема №1 для 330 кВ представлена на рис 2.13.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

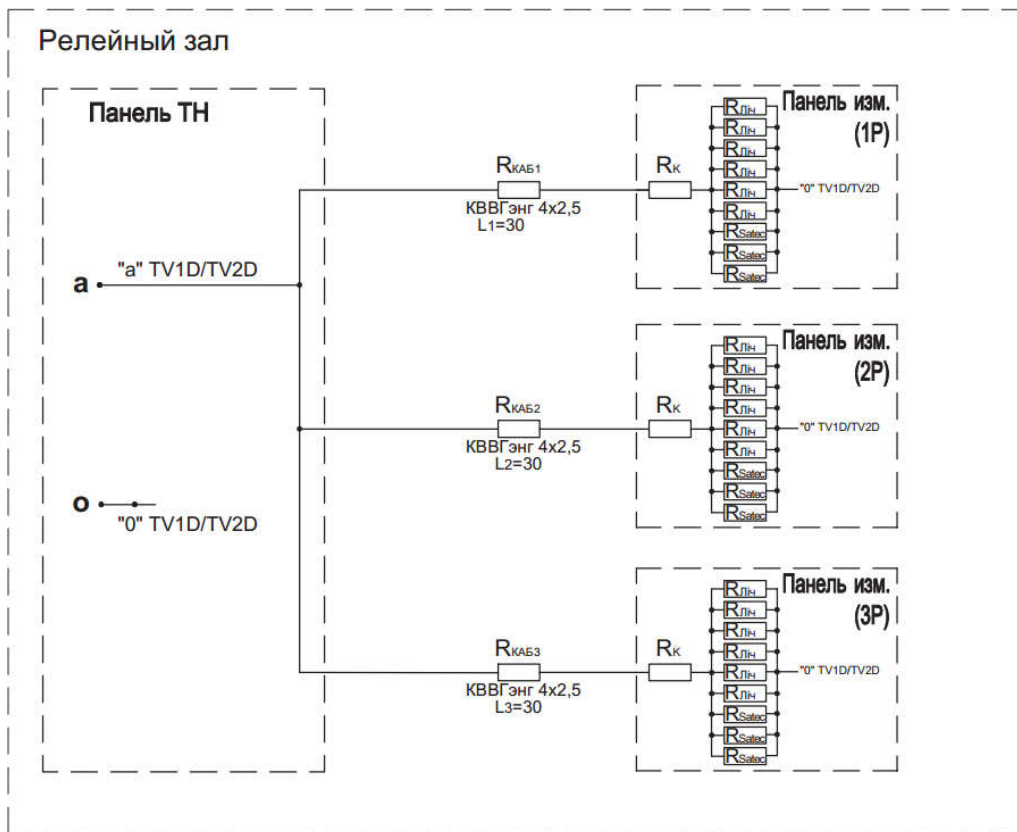


Рисунок 2.13 – Навантаження ТН- 330 кВ. Розрахункова схема №1

Розрахункова схема №2 для 110 кВ представлена на рис 2.14.

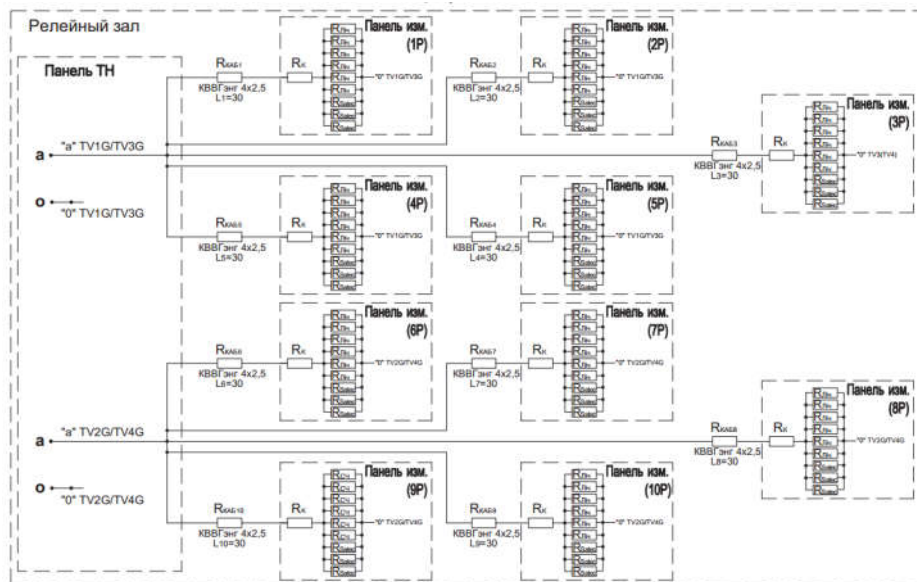


Рисунок 2.14 – Навантаження ТН-110 кВ. Розрахункова схема №2

Розрахункова схема №3 для навантаження ТС представлена на рис 2.15.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата
------	------	---------	---------	------

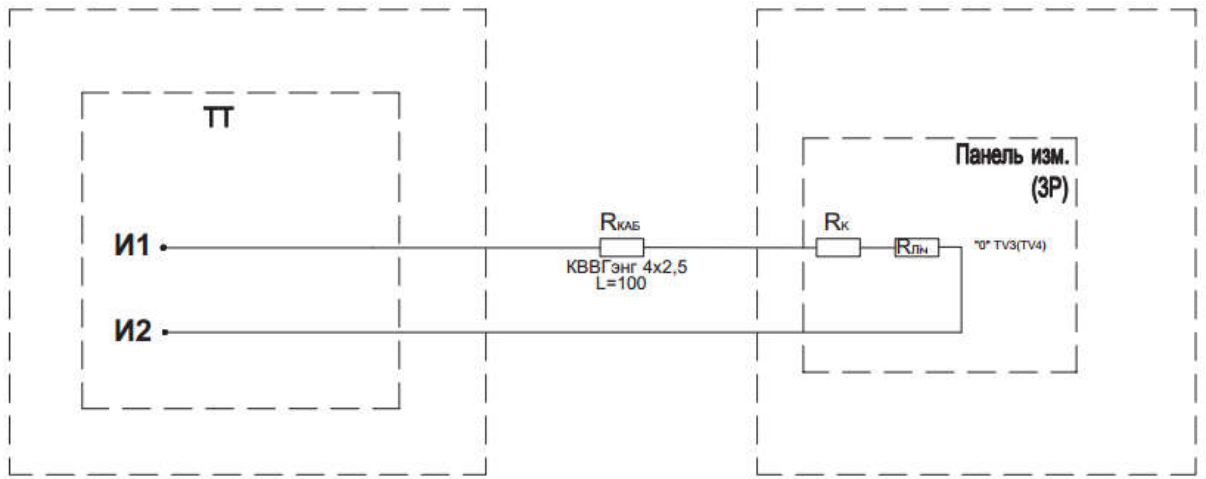


Рисунок 2.15 – Навантаження ТС.Розрахункова схема №3

Розрахункова схема №4 для навантаження ТН представлена на рис 2.16.

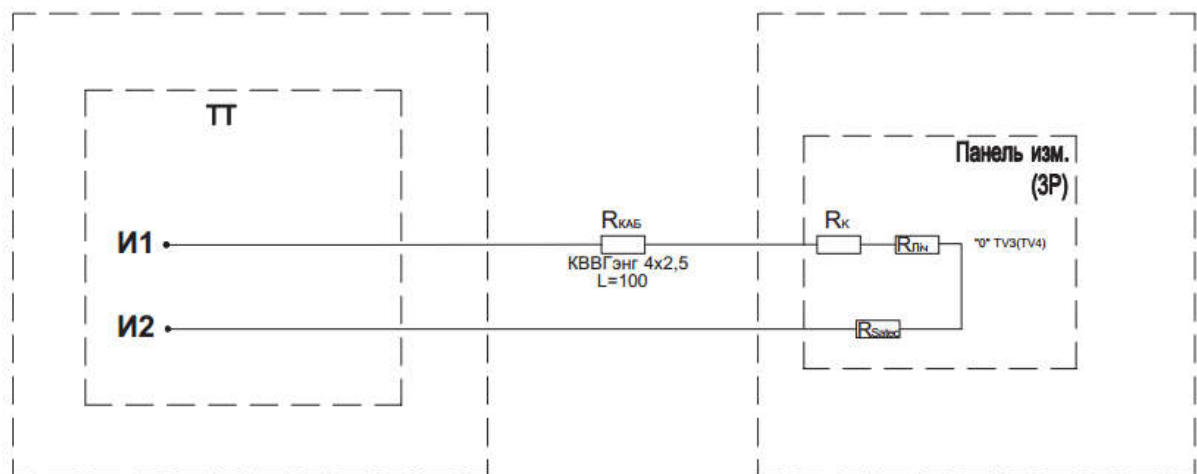


Рисунок 2.16 – навантаження ТС.Розрахункова схема №4

Висновки до розділу 2

Використання елегазових комплектних розподільних пристроїв істотно підвищує експлуатаційну надійність електроенергетичних систем. В Україні на даний час ринок землі є закритим, з огляду на це, використання КРПЕ є необхідним для будівництва нових підстанцій, адже вони зменшують територію охоронної зони підстанції порівняно з ВРУ.

Для КРПЕ використовуються АСУ ТП, що дає змогу зробити підстанції без оперативного персоналу. Проте електротехнічний елегаз має як беззаперечні переваги, так і певні недоліки.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

Недоліком елегазу є те, що він парниковий газ з найвищим потенціалом глобального потепління (ПГП), який дорівнює 22200.

Основні переваги КРПЕ серії ELK:

- конструкція КРПЕ відповідає стандартам Міжнародної електротехнічної комісії (МЕК), США, Великобританії, VDE, ГОСТ та інші;
- легкі алюмінієві корпуси стандартизованих вузлів-модулів мають гарну провідність, стійкі до корозії, зменшують навантаження на фундамент і несучі конструкції;
- модульна конструкція з герметизуючими фланцевими вузлами забезпечує високу гнучкість схем розміщення;
- стандартні варіанти компонування можна легко модифікувати, додавши необхідні модулі;
- герметичні ізолятори-перегородки поділяють газові відсіки, забезпечуючи селективність контролю за станом елегазу і запобігаючи впливу на сусідні частини розподільного пристрою під час капітального ремонту;
- засоби контролю за щільністю елегазу вбудовані безпосередньо в газові відсіки вимикачів, вхідних і вихідних струмопроводів, шинні секції і трансформатори напруги;
- малі експлуатаційні витрати – огляди відбуваються кожні 5 років без виведення КРПЕ з роботи.

ВИСНОВКИ

В першому розділі за результатами розрахунку прийнято, що дволанцюговими лініями є ділянки 0-6 та 0-1 з перерізом 240 мм^2 , що забезпечує збереження прийнятних параметрів роботи в аварійних режимах. У пункті з генерацією встановлено 2 генератора типу ТА-15-2/6,6ТЕ активною потужністю 15 МВт з $\cos \varphi_{\Gamma}$, 0,8 та з генераторною напругою 6,3/10,5 кВ за схемою на збірних шинах. Видача потужності в мережу виконується через 2 двообмоткові трансформатори без РПН. У режимах максимальних навантажень та післяаварійному, напруга в пунктах знаходиться в межах регульовального діапазону трансформаторів, а струми ділянок не перевищують свого гранично допустимого значення.

В другому розділі показано необхідність використання КРПЕ при будівництві нових підстанцій через те, що вони зменшують територію охоронної зони підстанції порівняно з ВРУ. Використання елегазових комплектних розподільних пристроїв істотно підвищує експлуатаційну надійність електроенергетичних систем. Для КРПЕ використовуються АСУ ТП, що дає змогу зробити підстанції без оперативного персоналу. Проте електротехнічний елегаз має як беззаперечні переваги, так і певні недоліки.

Недоліком елегазу є те, що він парниковий газ з найвищим потенціалом глобального потепління (ПГП), який дорівнює 22200.

До основних переваг КРПЕ серії ELK можна віднести модульну конструкцію, що відповідає основним стандартам, селективність контролю за станом елегазу, вбудовані засоби контролю за щільністю, малі експлуатаційні витрати.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	ДП5209.6.050701.007 ПЗ					93

Відповідальний за перевірку англійських робіт на предмет закордонних електричних мереж та систем, К.Г.Н. Чухаревський В.В.

12.06.2019

База даних

84.31% Оригінальність	15.69% Схожість	447 Джерела
-----------------------	-----------------	-------------

1. Year: 2012 Name: Ілля Surname: Максимчук Speciality Code: EC 4.53%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/ЕС/2012/Бакалавр_Максимчук_Ілля_Віталійович.
2. Year: 2012 Name: Ілля Surname: Максимчук Speciality Code: EC 4.47%
File path: /ЕС/2012/Бакалавр_Максимчук_Ілля_Віталійович/LLIAmaks ДП.docx
3. Year: 2018 Speciality Code: EC 4.16%
File path: /ЕС/2018/Бакалавр_Савенко_Олександр_Олегович/Диплом.pdf
4. Year: 2017 Name: Альона Surname: Герловська Speciality Code: EC 3.97%
File path: /ЕС/2017/Бакалавр_Герловська_Альона_Олегівна/Герловська_записка.docx
5. Year: 2018 Speciality Code: EC 3.42%
File path: /ЕС/2018/Бакалавр_Мірошник_Юрій_Володимирович/ДП_Мірошник_ЕС-42.pdf
6. Year: 2016 Name: Сергій Surname: Абдулаєв Speciality Code: EC 3.2%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/ЕС/2016/Бакалавр_Абдулаєв_Сергій_Абдуллаєв
7. Year: 2017 Name: Володимир Surname: Передерій Speciality Code: EC 3.2%
File path: /ЕС/2017/Бакалавр_Передерій_Володимир_Васильович/Передерій_пояснювальна запи
8. Year: 2016 Name: Сергій Surname: Абдулаєв Speciality Code: EC 3.13%
File path: /ЕС/2016/Бакалавр_Абдулаєв_Сергій_Абдуллаєв/Дипломний проект.docx
9. Year: 2017 Name: Олександр Surname: Спасський Speciality Code: EC 3.13%
File path: /ЕС/2017/Бакалавр_Спасський_Олександр_Едуардович/Диплом 2.docx
10. Year: 2018 Speciality Code: EC 3.03%
File path: /ЕС/2018/Бакалавр_Джеря_Владислав_В'ячеславович/ДжеряПЗ.pdf
11. Year: 2018 Speciality Code: EC 3.02%
File path: /ЕС/2018/Бакалавр_Курусь_Тетяна_Едуардівна/КурусьПЗ.pdf
12. Year: 2017 Name: Валентин Surname: Поткалюк Speciality Code: EC 2.92%
File path: /ЕС/2017/Бакалавр_Поткалюк_Валентин_Романович/Диплом .docx
13. Year: 2015 Name: Олександр Surname: Мошков Speciality Code: EC 2.68%
File path: /ЕС/2015/Бакалавр_Мошков_Олександр_Михайлович/ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА.doc
14. Year: 2015 Name: Олександр Surname: Бублій Speciality Code: EC 2.68%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/ЕС/2015/Бакалавр_Бублій_Олександр_Олександр
15. Year: 2015 Name: Олександр Surname: Бублій Speciality Code: EC 2.68%
File path: /ЕС/2015/Бакалавр_Бублій_Олександр_Олександрович/Диплом Бублій.pdf
16. Year: 2016 Name: Сергій Surname: Висовень Speciality Code: EC 2.67%
File path: /ЕС/2016/Бакалавр_Висовень_Сергій_Юрійович/ОНОВЛРозрахунок першої частини ДП
17. Year: 2018 Speciality Code: EC 2.67%
File path: /ЕС/2018/Бакалавр_Роспопчук_Михайло_Михайлович/Роспопчук ДП ЕС-41.pdf

Схожість
 Схожість з обраним джерелом
 abc Заміна літер абетки
 Цитата
 Посилання