

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем**

«На правах рукопису»
УДК 621.311

«До захисту допущено»
Завідувач кафедри
_____ Валерій КИРИК
“ ____ ” _____ 2020 р.

МАГІСТЕРСЬКА ДИСЕРТАЦІЯ

**на здобуття ступеня магістра
за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
на тему: «Районна електрична мережа та аналіз тарифу на електричну енергію в Україні»**

Виконав:
студент II курсу, групи ЕС-з91мп
Сілевич Олександр Сергійович

Науковий керівник:
старший викладач кафедри електричних мереж та систем, к. т. н.
Бесараб Олександр Борисович

Консультант з розділу «Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях»:
проф. кафедри охорони праці, промислової та цивільної безпеки, д. т. н., проф.
Третьякова Лариса Дмитрівна

Консультант з розділу «Релейний захист»:
старший викладач кафедри автоматизації енергосистем
Хлистов Валерій Михайлович

Консультант з розділу «Стартап-проект»:
старший викладач кафедри економіки і підприємництва
Бахмачук Сергій Васильович

Консультант з розділу «Проектування підстанції»:
асистент кафедри електричних мереж та систем
Моссаковський Вадим Ігорович

Рецензент:
старший викладач кафедри автоматизації енергосистем, к. т. н.,
Нестерко Артем Борисович

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації немає
запозичень з праць інших авторів без відповідних
посилань.

Студент _____

Київ – 2020 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Валерій КИРИК

«___» _____ 2020 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську дисертацію студенту

Сілевичу Олександрю Сергійовичу

1. Тема дисертації: «Районна електрична мережа та аналіз тарифу на електричну енергію в Україні», науковий керівник дисертації Бесараб Олександр Борисович, к. т. н., старший викладач, затверджені наказом по університету від «09» листопада 2020 р. №3160-с.
2. Термін подання студентом дисертації: 15 грудня 2020 р.
3. Об'єкт дослідження: електрична мережа 110 кВ.
4. Вихідні дані: ситуаційний план з активними потужностями пунктів (див. Додаток до завдання на дипломний проект).
5. Перелік завдань, які необхідно розробити:
 - 1) загальні проектні рішення;
 - 2) розрахунок електричних навантажень пунктів;
 - 3) вибір оптимальної схеми підключення нових споживачів;
 - 4) стартап-проект;
 - 5) аналіз тарифу на електричну енергію в Україні;
 - 6) вибір релейного захисту трансформатора ТДТН-16000/110;
 - 7) описати охорону праці та безпеку у надзвичайних ситуаціях під час експлуатації районної електричної мережі.

6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:

- 1) вибір варіантів конфігурації РЕМ;
- 2) режими роботи РЕМ;
- 3) післяаварійні режими;
- 4) плани розташування обладнання в РП-10 кВ;
- 5) принципова схема РП-10 кВ;
- 6) план підстанції 110/35/10 кВ, розділи 1,2,3
- 7) релейний захист трансформатора ТДТН-16000/110.
- 8) аналіз тарифу на електричну енергію в Україні

7. Орієнтовний перелік публікацій: одна стаття за тематикою досліджень магістерської дисертації.

8. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Релейний захист	Хлистов В. М., ст. викл. кафедри автоматизації енергосистем		
Стартап-проект	Бахмачук С. В., ст. викл. кафедри економіки і підприємництва		
Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях	Третьякова Л. Д., проф. кафедри охорони праці, промислової та цивільної безпеки		
Проектування підстанції	Моссаковський В. І., асистент кафедри електричних мереж та систем		

9. Дата видачі завдання 25 вересня 2020 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Синтез конфігурації РЕМ		
2	Вибір силових трансформаторів		
3	Наближений розрахунок поточкорозподілу		
4	Розрахунок та вибір ПЛ		
5	Розрахунок режимів роботи РЕМ		
6	Вибір обладнання ПС 110/35/10 кВ електричної мережі		
7	Вибір обладнання РП-10 кВ		
8	Вибір релейного захисту ТДТН-16000/110		
9	Виконання стартап-проекту		
10	Оформлення пояснювальної записки та графічної частини		

Студент _____

Олександр СІЛЕВИЧ

Науковий керівник _____

Олександр БЕСАРАБ

КПІ ім. Ігоря
Сікорського
Кафедра ЕМС

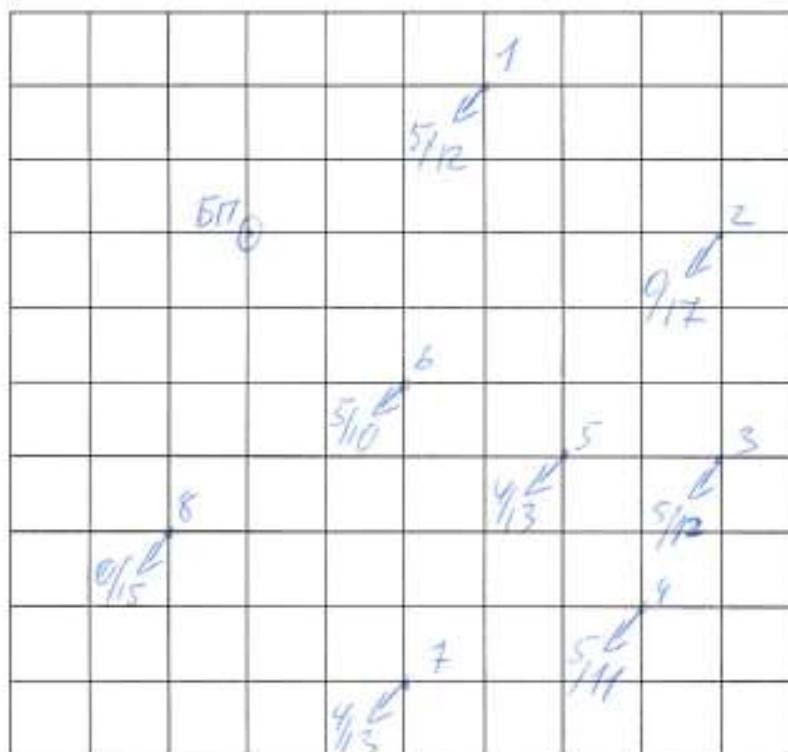
Група

ЕС-391МТ

Студент

Сілевич О.С.

Додаток до завдання на кваліфікаційну роботу
(здобувача освітнього ступеня «магістр»)
за тематикою проектування районної електричної мережі напругою 110 кВ
Ситуаційний план
(масштаб 1 см : 5 км)



Вихідні дані до дипломного проекту:

- Номінальна напруга мережі $U_n = 110$ кВ.
- Балансуючий пункт у точці БП.
- Відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) – за ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{сн} = \underline{0,85}$, $\cos \varphi_{сн} = \underline{0,85}$, $T_{max} = \underline{4800}$ [год/рік].
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі Україна.

Примітки:

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

Завдання
видане

Дата

04/11/20

Підпис викладача

[Signature]

РЕФЕРАТ

Обсяг – 120 сторінок машинописного тексту.

Ілюстрацій – 29. Таблиць – 58.

Основною метою проекту є розробка проекту схеми мережі напругою 110 кВ. На основі розрахунку було відібрано два варіанти конфігурації мережі, з яких був обраний оптимальний, шляхом їх техніко-економічного порівняння. В пунктах мережі було обрано необхідну кількість та потужність силових трансформаторів, та розрахована Z-схема заміщення мережі. Для розрахунково обраного варіанту конфігурації схеми проведений електричний розрахунок режимів максимальних навантажень та післяаварійного.

Проведено аналіз тарифу на електричну енергію в Україні, її основних складових та функціонування ринку в цілому.

Об'єктом дослідження є ринок електричної енергії в Україні.

Предмет дослідження: тарифи на електричну енергію, його складові та структура функціонування ринку.

РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, РИНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ,
ОПЕРАТОР СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ, ОПЕРАТОР СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ,
ПОСТАЧАЛЬНИК..

ABSTRACT

Volume – 120 pages of typewritten text.

Illustrations – 29. Tables – 58.

The main goal of the project is to develop a 110 kV network scheme. Based on the calculation, two network configuration options were selected, from which the optimal one was selected by their technical and economic comparison. The required number and power of power transformers were selected at the points of the network, and the Z-scheme of network replacement was calculated. For the calculated selected variant of the configuration of the scheme the electric calculation of the modes of the maximum loadings and post-emergency is carried out.

The analysis of the electricity tariff in Ukraine, its main components and the functioning of the market as a whole is carried out.

The object of research is the electricity market in Ukraine.

Subject of research: electricity tariffs, its components and the structure of the market.

**DISTRICT ELECTRIC NETWORK, ELECTRICITY MARKET, DISTRIBUTION
SYSTEM OPERATOR, TRANSMISSION SYSTEM OPERATOR, SUPPLIER**

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ	9
ВСТУП	10
1. ВИБІР КОНФІГУРАЦІЇ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	11
1.1 Синтез конфігурації РЕМ	11
1.2 Вибір трансформаторів на підстанціях мережі	15
1.3 Попереднє визначення поточкорозподілу	16
1.4 Розрахунок перерізів проводів та кількості ланцюгів по ділянкам замкненої мережі	19
1.5 Параметри схеми заміщення ЛЕП та силових трансформаторів	28
1.6 Режим максимальних навантажень	31
1.7 Післяаварійний режим	33
Висновки до розділу 1	36
2. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРА	37
2.1 Теоретичні відомості	37
2.2 Розрахунок та вибір установок спрацювання диференційного захисту трансформатора на терміналі RET 670	38
2.3 Розрахунок та вибір установок спрацювання максимального струмового захисту трансформатора з пуском за напругою на терміналі REF 615/ REC 650	44
2.4 Опис пристроїв автоматики та інших захистів трансформатора	50
Висновки до розділу	51
3. РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЄКТУ	52
3.1 Ідеї проєкту та його опис	52
3.2 Технологічний аудит ідеї проєкту	53
3.3 Порівняння проєктів та економічний аналіз	56
Висновки до розділу	59
4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	60

4.1 Загальна характеристика об'єкта, технічні характеристики	60
4.2 Визначення обсягів і послідовності робіт у ході експлуатації електричних мереж	61
4.3. Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях	62
4.4. Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників	63
4.5. Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці	63
4.6. Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників	64
4.7. Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків	66
4.8. Вибір та розрахунок технічних засобів з безпеки експлуатації	67
5 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ У ВУЗЛІ 5 РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	70
5.1 Опис вузла проектованої підстанції районної електричної мережі	70
5.2 Перевірка та вибір електричного знаряддя на підстанції	86
5.3 Навантаження та вимірювання вимірювальних трансформаторів	95
5.4 Освітлення та оперативний стум	98
5.5 Блискавкозахист підстанції	99
Висновки до розділу	102
6. АНАЛІЗ ТАРИФУ НА ЕЛЕКТРИЧНУ ЕНЕРГІЮ В УКРАЇНІ	103
6.1 Ринок електричної енергії в Україні	103
6.2 Види тарифів на електричну енергію та їх складові	107
6.3 Універсальна послуга	108
6.4 Вільна ціна	110
6.5 Ринки електричної енергії	119
Висновки до розділу	122
ВИСНОВКИ	123
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	124
ДОДАТОК А. Результати перевірки на плагіат	126

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

ПС - підстанція;

Т – трансформатор;

ОСР – оператор системи розподілу;

ОСП – оператор системи передачі;

РДН – ринок на добу наперед;

ВДР – внутрішньо-добовий ринок;

РДД – ринок двохсторонніх договорів;

ПЕЕ – постачальник електричної енергії;

ПРРЕЕ – правила роздрібного ринку електричної енергії;

ПРЕ - правила ринку;

БР - балансуючий ринок;

БП- балансуючий пункт;

ППКО - постачальник послуг комерційного обліку;

РЕМ - районна електрична мережа;

РП - розподільча підстанція.

ВСТУП

Метою роботи електроенергетичної системи є забезпечення якісного та надійного живлення споживачів.

Електроенергетика - одна з найважливіших галузей в промисловості, від якої залежить розвиток всіх галузей. Тому, для кожного споживача постає питання вибору доцільного тарифу на оплату відповідно до свого споживання.

Для переважної більшості з галузей витрати на електроенергію складають чималу долю бюджету, тому прогнозування і знання доступних на ринку постачання тарифів та послуг допоможе підвищити дохідність бізнесу. завдяки мінімізації витрат на закупівлю електричної енергії.

В якості основних задач цієї роботи , можна виділити: 1) ознайомлення з видами тарифів, котрі доступні на ринку; 2) планування тарифів; 3)використання можливостей, щодо мінімізації витрат, відповідно до затверджених нормативних документів в Україні.

Метою даної магістерської дисертації є розробка проекту районної електричної мережі номінальною напругою 110 кВ, а також аналіз видів та складових тарифів на електричну енергію в Україні.

1 ВИБІР КОНФІГУРАЦІЇ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Синтез конфігурації РЕМ

Для вибору схеми необхідно проаналізувати категорії споживачів, що підключені в пунктах заданої мережі. В завданні наведені споживачі I-ї та II-ї категорій. Для забезпечення їх потреб потрібно мати два незалежних одне від одного джерела живлення. Ситуаційний план відтворений в масштабі 1см:5 км розміщено на рис. 1.1.

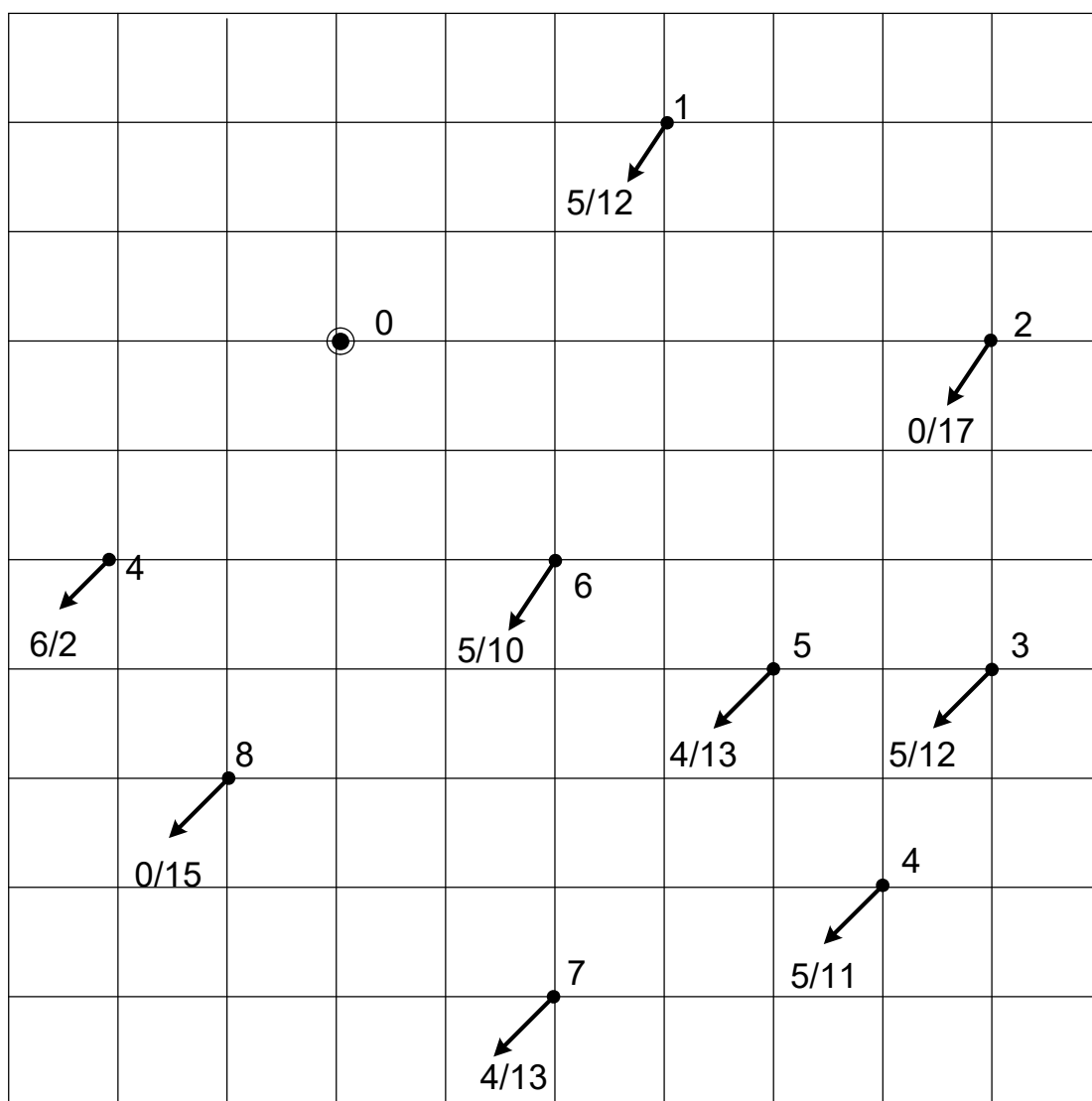


Рисунок 1.1 – Ситуаційний план РЕМ

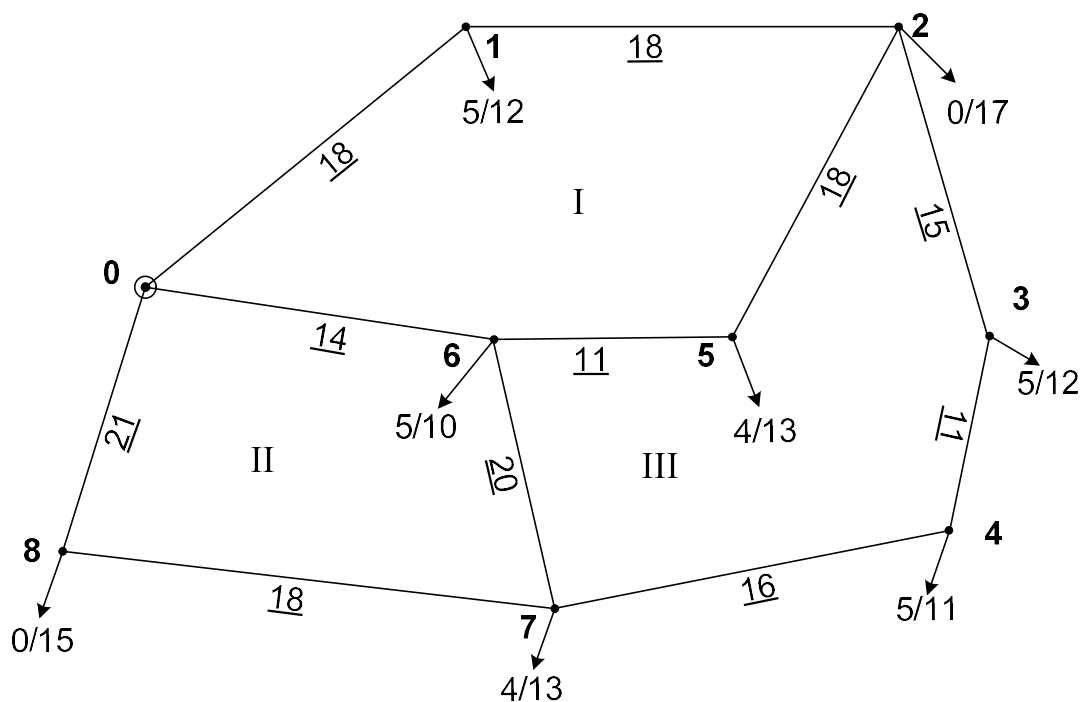


Рисунок 1.2 – Схема першого варіанту триконтурної схеми

Схема синтезу варіанту два відображена на рис. 1.3.

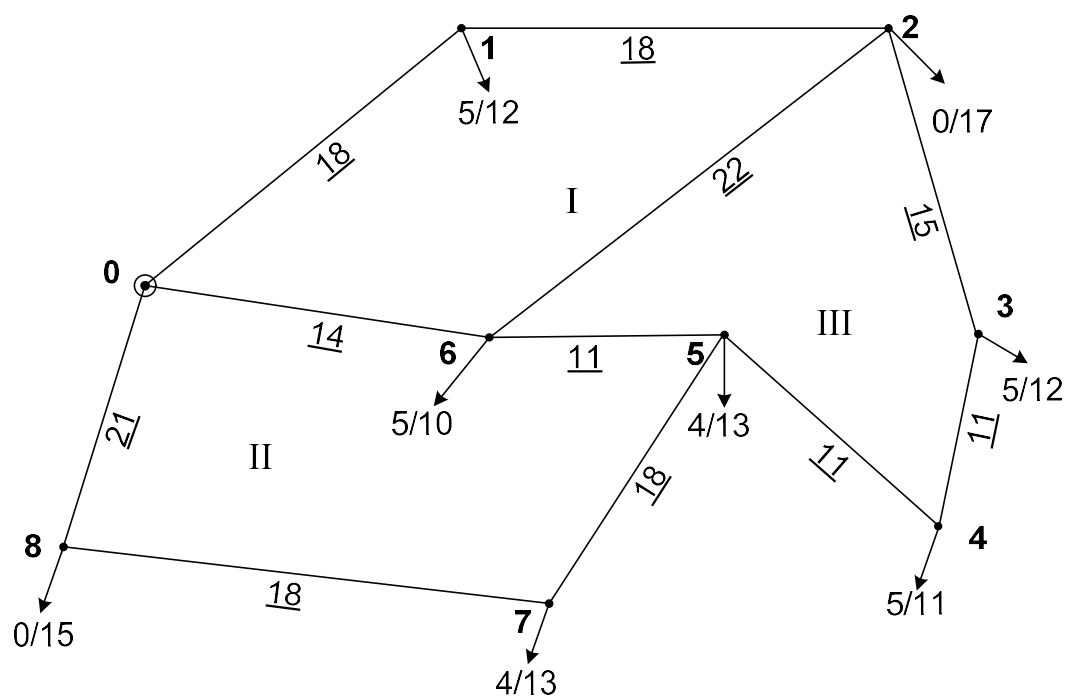


Рисунок 1.3 – Другий варіант триконтурної схеми

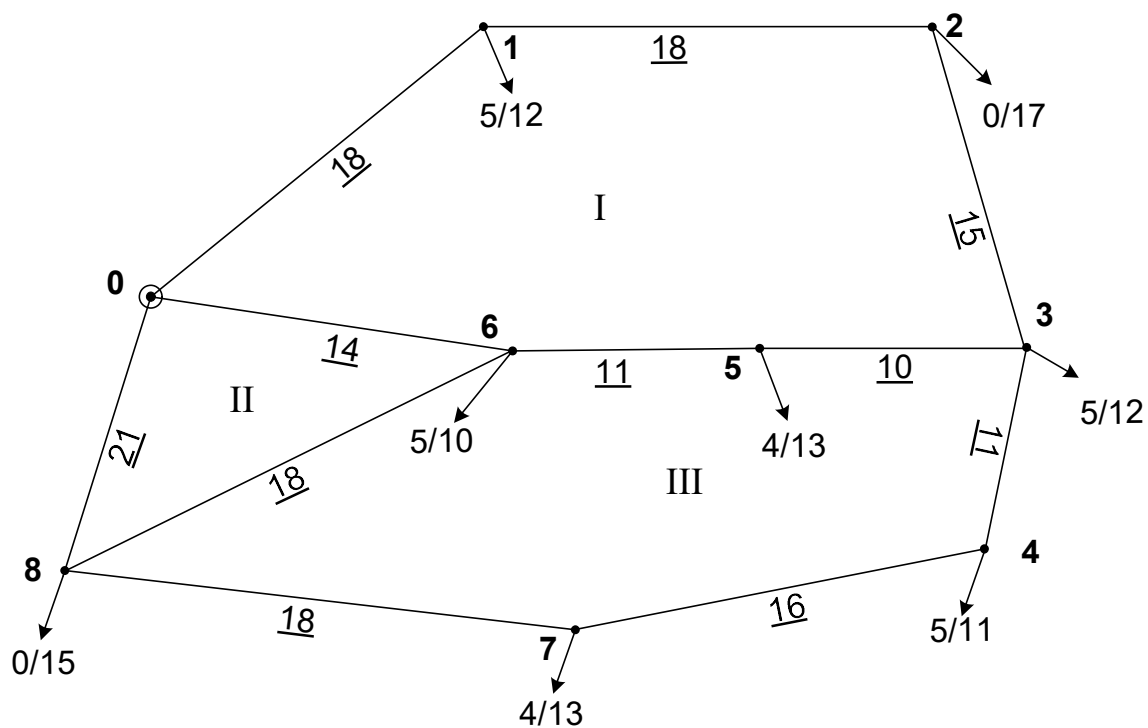


Рисунок 1.4 – Третій варіант триконтурної схеми

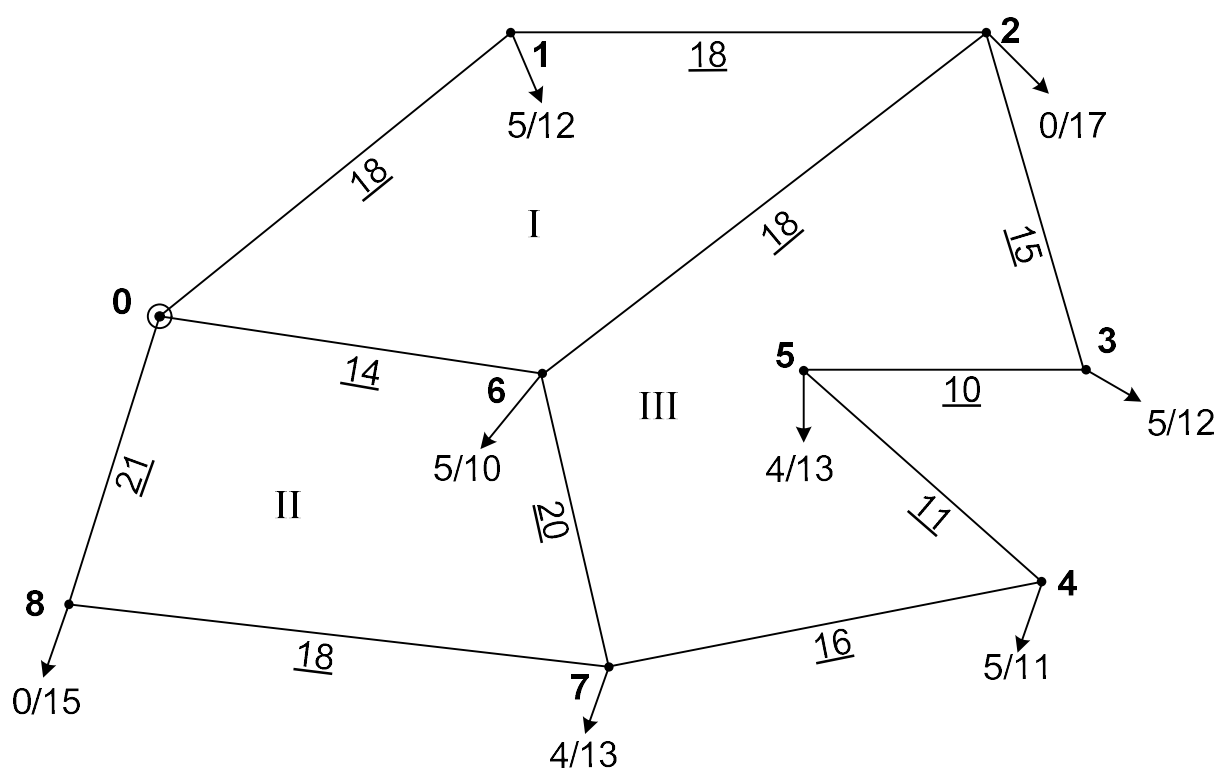


Рисунок 1.5 – Четвертий варіант триконтурної схеми

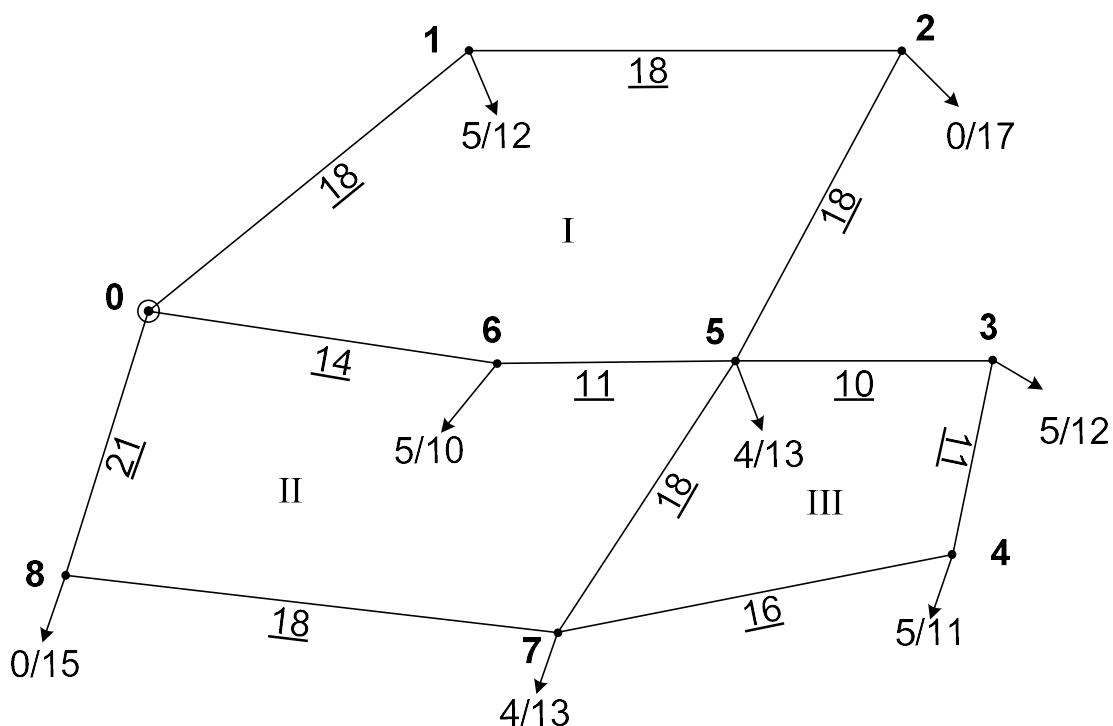


Рисунок 1.6 – П'ятий варіант триконтурної схеми.

Отримані значення довжин ділянок запишемо до табл. 1.1 і виберемо варіанти, котрі задовольняють завдання проекту і є найбільш економічно доцільними.

Таблиця 1.1 – Довжина ділянок схем РЕМ.

Схема	1	2	3	4	5
Довжина усіх ділянок, км	180	177	170	183	173

Моменти усіх варіантів схеми менше гранично допустимих, тому для подальшого розрахунку оберемо схеми з найменшими сумарними довжинами ділянок - схеми 3 та 5.

1.2 Вибір кількості, типу та потужності силових трансформаторів на підстанціях

Зважаючи на категорії споживачів, котрі живляться від підстанцій мережі, в кожному пункті схеми потрібно встановити два трансформатори для забезпечення живленням споживачів необхідними параметрами, а саме рівнем напруги та надійним електропостачанням.

Результати розрахунків вище заносимо до табл. 1.2, а обрані типи трансформаторів пунктів до табл. 1.3.

Таблиця 1.2 – Значення розрахованих потужностей підстанцій мережі для вибору трансформаторів у пунктах.

№ пункту	Активні потужності P, MVA		Реактивні потужності Q, MVA_r		Повна потужність $\dot{S}_{max}, MVA$	Модуль потужності S_{max}, MVA
	СН	НН	СН	НН		
1	5,88	14,12	-3,10	-7,44	20-10,54i	20,00
2	-	20,00	-	-10,54	20-10,54i	20,00
3	5,88	14,12	-3,10	-7,44	20-10,54i	20,00
4	5,88	12,94	-3,10	-6,82	18,82-9,92i	18,82
5	4,71	15,29	-2,48	-8,06	20-10,54i	20,00
6	5,88	11,76	-3,10	-6,20	17,65-9,3i	17,65
7	4,71	15,29	-2,48	-8,06	20-10,54i	20,00
8	-	17,65	-	-9,30	17,65-9,3i	17,65

Таблиця 1.3 – Трансформатори для встановлення в пунктах мережі

№ пункту	Модуль повної потужності S_{max}, MVA	Розрахункова номінальна потужність S_m, MVA	Кількість обмоток	Кількість і тип трансформаторів
1	20,00	14,00	3	2хТДТН-16000/110
2	20,00	14,00	2	2хТДН-16000/110
3	20,00	14,00	3	2хТДТН-16000/110
4	18,82	13,18	3	2хТДТН-16000/110
5	20,00	14,00	3	2хТДТН-16000/110
6	17,65	12,35	3	2хТДТН-16000/110
7	20,00	14,00	3	2хТДТН-16000/110
8	17,65	12,35	2	2хТДН-16000/110

1.3 Попереднє визначення поточкорозподілу потужностей в замкненій мережі за довжинами ділянок (розрахунок L-схеми мережі)

Варіант № 3

При розрахунку поточкорозподілу замкненої мережі за L-схемою, тобто за параметрами довжин ділянок, потрібно змодельовати умови, які зумовлені приблизним розрахунком на початку проектування мережі. Починаючи розрахунок, необхідно привести всі проводи електричної мережі до одного загального перерізу та однієї марки виконання цих елементів електричної мережі. Допускаємо, що проектувана мережа є однорідною, згідно з позиціями описаними вище. Зобразимо L – схему мережі на рисунку 1.7.

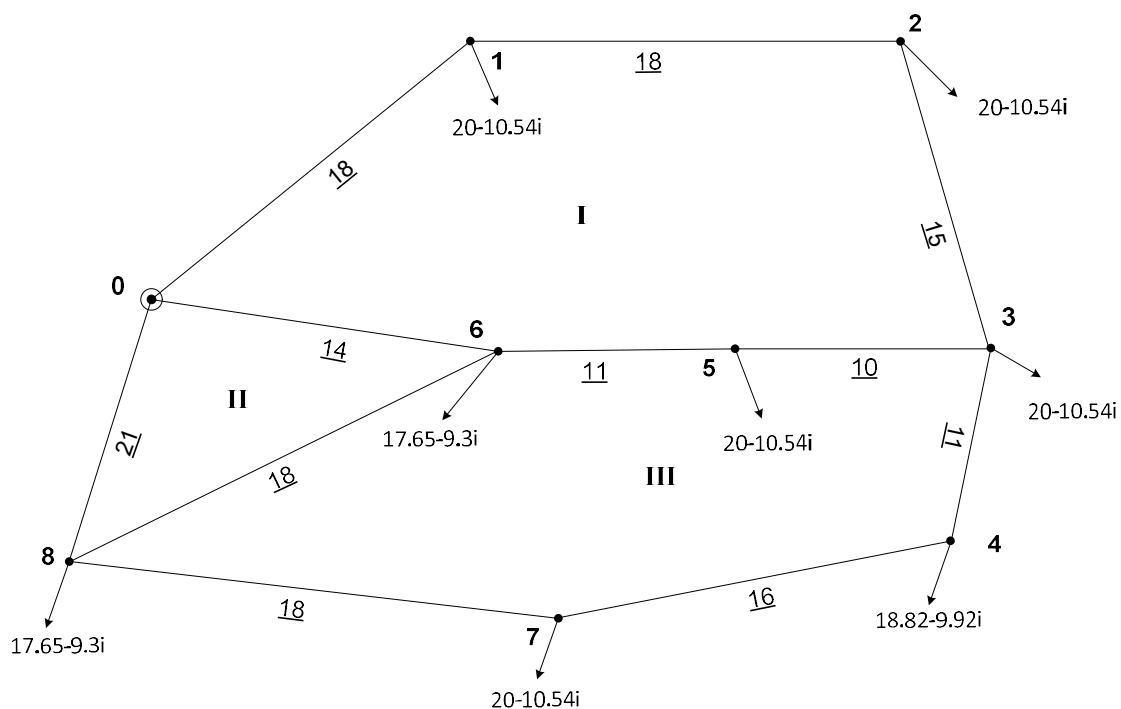


Рисунок 1.7 – L-схема мережі №3.

Розрахунок поточкорозподілу виконано за допомогою методу контурних рівнянь. Приведено тільки остаточний приблизний результат розрахунку, який представлений на схемі нижче у вигляді потоків потужностей ділянок, довжин ділянок та навантажень пунктів у вигляді потужностей.

Варіант № 5

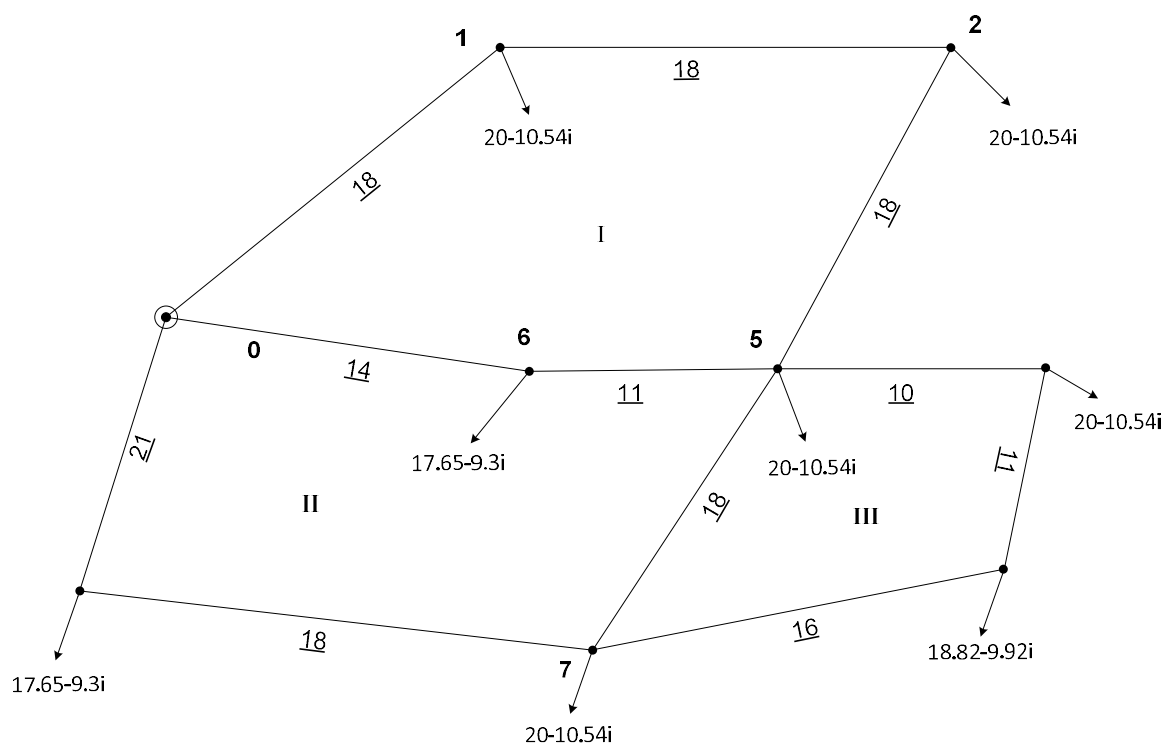


Рисунок 1.9 – L-схема мережі №4.

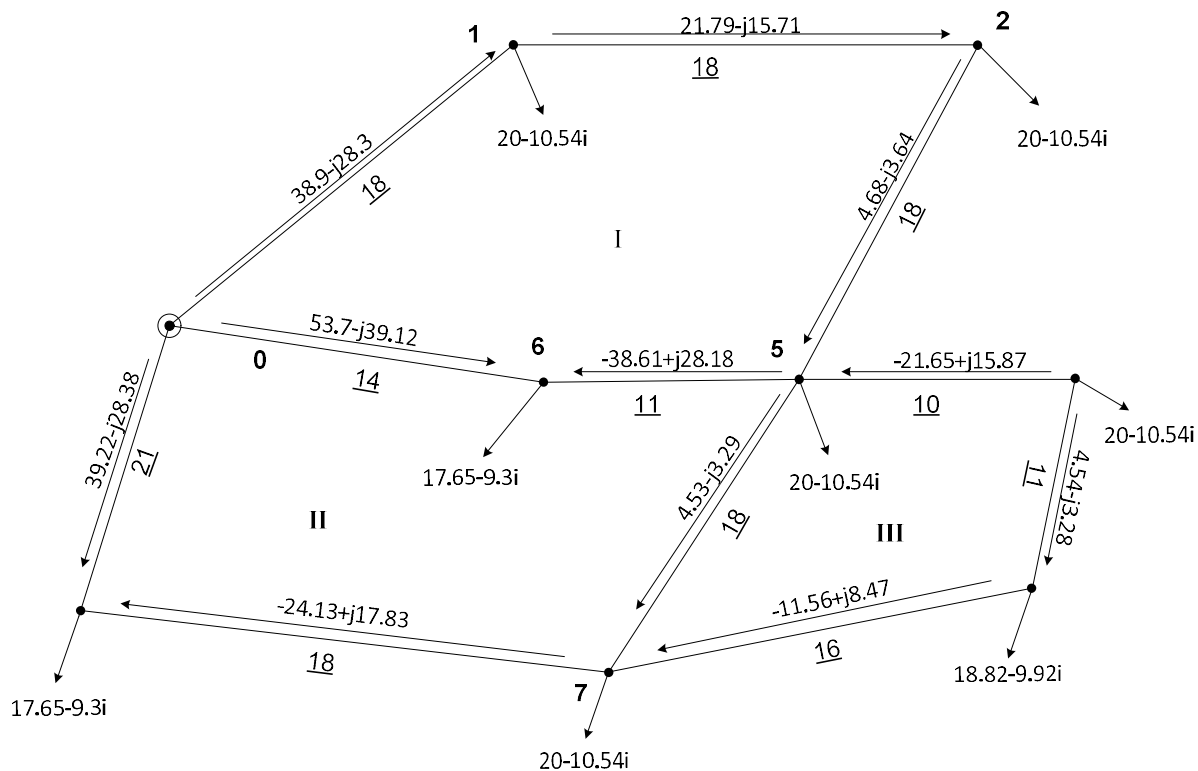


Рисунок 1.10 – Приблизний потокорозподіл у L-схемі мережі варіанту №5

Таблиця 1.5- Значення модулів фазних струмів ділянок схеми №5

Ділянка	Струм, А	Ділянка	Струм
0-1	252,5	3-5	140,9
0-6	348,7	3-4	29,4
0-8	254,1	5-7	29,4
1-2	141,0	4-7	75,2
2-5	31,1	7-8	157,5
5-6	250,9		

1.4 Розрахунок перерізів проводів та кількості ланцюгів по ділянкам замкненої мережі.

Щоб забезпечити споживачів, які живляться від підстанцій мережі необхідною потужністю, потрібно обрати оптимальні перерізи проводів виходячи з умов економічної доцільності, міцності, надійності та технічних обмежень.

Таблиця 1.6 – Розрахунок струмів та оптимального перерізу проводів для варіанта 3

Ділянка	Повна потужність S, MVA	Струмове навантаження I, A	Оптимальний переріз проводу F_{opt}, mm^2
0-1	41.5-j30.2	269,4	357,9
0-6	52.7-j38.33	342,0	454,4
0-8	37.62-j27.26	243,9	324,0
1-2	24.39-j17.61	157,9	209,8
2-3	7.29-j5.54	48,0	63,8
3-5	-17.59+j12.75	114,0	151,5
3-4	7.78-j5.7	50,6	67,2
5-6	-34.7+j25.4	225,7	299,9
6-8	2.9-j1.99	18,5	24,6
4-7	-8.32+j6.06	54,0	71,8
7-8	-25.43+j18.71	165,7	220,2

Таблиця 1.7 – Розрахунок струмів та оптимального перерізу проводів для варіанту 5

Ділянка	Повна потужність S, MVA	Струмове навантаження I, A	Оптимальний переріз проводу $F_{\text{opt}}, \text{mm}^2$
0-1	38.9-j28.3	252,5	335,4
0-6	53.7-j39.12	348,7	463,3
0-8	39.22-j28.38	254,1	337,6
1-2	21.79-j15.71	141,0	187,3
2-5	4.68-j3.64	31,1	41,4
5-6	-38.61+j28.18	250,9	333,4
3-5	-21.65+j15.87	140,9	187,2
3-4	4.54-j3.28	29,4	39,1
5-7	4.53-j3.29	29,4	39,1
4-7	-11.56+j8.47	75,2	99,9
7-8	-24.13+j17.83	157,5	209,3

Результати порівняння варіантів спорудження схем для кожної з розрахованих ділянок зведемо до табл. 1.8 та 1.9 відповідно. У кожній з схем порівняємо два варіанти спорудження кожної лінії відповідно до розрахованого навантаження в попередньому розділі та довжин цих ліній. В кінцевому результаті оберемо лінію з найменшими дисконтованими витратами для кожної з ділянок.

В подальшому розрахуємо сумарні капіталовкладення в кожний варіант схеми, а саме на спорудження ліній і підстанцій та, після перевірки на відповідність до технічних обмежень, оберемо до подальших розрахунків, режиму максимальних навантажень та післяаварійного, найбільш економічний.

Для подальшого визначення параметрів напруги в пунктах необхідно визначити параметри опору обраних ліній для кожного з варіантів. В подальшому отримані значення напруг порівняємо з значеннями діапазону регулювання напруги трансформаторів пунктів схеми.

Наступним етапом розрахуємо регульовальні діапазони для трансформаторів встановлених на підстанціях пунктів мережі.

Таблиця 1.8 – Техніко-економічне порівняння перерізів для Варіанта 3

Ділянка	Виконання	Кпл, тис.грн.	Кпс, тис.грн.	ВРкз	ВАхх	Врем, тис.грн./ рік	Здс, тис.грн.
0-1	240	31 500		478,1	12614,40	378	59 888
	480	45 000	30 000	239,1	25228,80	1 260	100 146
0-6	240	24 500		599,4	9811,20	294	58 216
	480	35 000	30 000	299,7	19622,40	1 140	91 976
0-8	240	36 750		457,0	14716,80	441	64 718
	480	52 500	30 000	228,5	29433,60	1 350	108 062
1-2	120	26 550		328,6	12614,40	319	46 697
	240	31 500		164,3	12614,40	378	43 841
2-3	70	20 625		43,8	10512,00	248	25 476
	70	20 625		43,8	10512,00	248	25 476
3-5	120	14 750		95,2	7008,00	177	21 477
	240	17 500		47,6	7008,00	210	22 124
3-4	70	15 125		35,7	7708,80	182	18 862
	70	15 125		35,7	7708,80	182	18 862
5-6	240	19 250		205,2	7708,80	231	32 149
	480	27 500	30 000	102,6	15417,60	1 050	73 443
6-8	70	24 750		7,8	12614,40	297	28 279
	70	24 750		7,8	12614,40	297	28 279
4-7	70	22 000		59,1	11212,80	264	27 807
	120	23 600		34,2	11212,80	283	28 324
7-8	120	26 550		361,9	12614,40	319	48 403
	240	31 500		181,0	12614,40	378	44 694

Таблиця 1.9 – Техніко-економічне порівняння перерізів для варіанта 5

Ділянка	Виконання	Кпл, тис.грн.	Кпс, тис.грн.	ВРкз	ВАхх	Врем, тис.грн./ рік	Здс, тис.грн.
0-1	240	31 500		419,9	12614,40	378	56 912
	480	45 000	30 000	209,9	25228,80	1 260	98 658
0-6	240	24 500		623,1	9811,20	294	59 426
	480	35 000	30 000	311,5	19622,40	1 140	92 581
0-8	240	36 750		496,3	14716,80	441	66 723
	480	52 500	30 000	248,1	29433,60	1 350	109 064
1-2	120	26 550		261,9	12614,40	319	43 288
	240	31 500		130,9	12614,40	378	42 137
2-3	70	24 750		22,1	12614,40	297	29 010
	70	24 750		22,1	12614,40	297	29 010
3-5	240	19 250		253,4	7708,80	231	34 617
	480	27 500	30 000	126,7	15417,60	1 050	74 677
3-4	120	14 750		145,3	7008,00	177	24 041
	240	17 500		72,7	7008,00	210	23 405
5-6	70	15 125		12,1	7708,80	182	17 655
	70	15 125		12,1	7708,80	182	17 655
6-8	70	24 750		19,7	12614,40	297	28 889
	70	24 750		19,7	12614,40	297	28 889
4-7	70	22 000		114,6	11212,80	264	30 642
	120	23 600		66,2	11212,80	283	29 963
7-8	120	26 550		326,9	12614,40	319	46 612
	240	31 500		163,4	12614,40	378	43 799

Наступним етапом розрахуємо регульовальні діапазони для трансформаторів встановлених на підстанціях пунктів мережі.

Результати розрахунків регульовальних діапазонів силових трансформаторів в пунктах схеми заносимо до табл. 1.10 та 1.11.

Таблиця 1.10 – Значення регульовальних діапазонів зміни напруги трансформаторів мережі.

Номер пункту	S_n , MBA	$\Delta P_{\kappa 3}$, кВт	Обмотка (i)	U_{mi} , кВ	ΔU_{mi} , кВ	U_{min} , кВ	U_{max} , кВ
1	16	100	ВН	115	8,52	99,93	139,49
			СН	38,5	0,11		
			НН	11	3,61		
2	16	85	ВН	115	8,60	96,40	135,96
			СН	-			
			НН	11			
3	16	100	ВН	115	8,52	99,93	139,49
			СН	38,5	0,11		
			НН	11	3,61		
4	16	100	ВН	115	8,02	99,13	138,69
			СН	38,5	0,11		
			НН	11	3,31		
5	16	100	ВН	115	8,52	100,23	139,79
			СН	38,5	0,09		
			НН	11	3,91		
6	16	100	ВН	115	7,52	98,33	137,89
			СН	38,5	0,11		
			НН	11	3,01		
7	16	100	ВН	115	8,52	100,23	139,79
			СН	38,5	0,09		
			НН	11	3,91		
8	16	85	ВН	115	7,59	95,39	134,95
			СН	-			
			НН	11			

Таблиця 1.11 - Втрати напруги трансформаторів

Пункт	Втрати напруги при роботі одного трансформатора				Втрати напруги при роботі двох трансформаторів			
	ВН	СН	НН	Тр-тор	ВН	СН	НН	Тр-тор
1	8,52	0,11	3,61	-	4,26	0,06	1,81	-
2	-	-	-	8,60	-	-	-	4,30
3	8,52	0,11	3,61	-	4,26	0,06	1,81	-

Продовження таблиці 1.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	8,02	0,11	3,31	-	4,01	0,06	1,65	-
5	8,52	0,09	3,91	-	4,26	0,04	1,96	-
6	7,52	0,11	3,01	-	3,76	0,06	1,50	-
7	8,52	0,09	3,91	-	4,26	0,04	1,96	-
8	-	-	-	7,59	-	-	-	3,79

Для подальшого визначення параметрів напруги в пунктах необхідно визначити параметри опору обраних ліній для кожного з варіантів. В подальшому отримані значення напруг порівнюємо з значеннями діапазону регулювання напруги трансформаторів пунктів схеми.

Параметри активних і реактивних опорів ділянок мережі занесемо в табл. 1.12 та 1.13 відповідно.

Таблиця 1.12 – Реактивні та активні опори ділянок мережі для 3 варіанту виконання схеми електричної мережі.

Ділянка	Активний опір ділянки, Ом/км	Рективний опір ділянки, Ом/км
0-1	2,20	7,25
0-6	1,71	5,64
0-8	2,56	8,46
1-2	2,20	7,25
2-3	6,33	6,65
3-5	2,44	4,25
3-4	4,64	4,87
5-6	1,34	4,43
6-8	7,60	7,97
4-7	6,75	7,09
7-8	2,20	7,25

Аналогічні дані наведемо і для 5 варіанту схеми виконання районної електричної мережі у табл. 1.13 нижче.

Таблиця 1.13 – Реактивні та активні опори ділянок мережі для 5 варіанту виконання схеми електричної мережі.

Ділянка	Активний опір лінії, Ом/км	Рективний опір лінії, Ом/км
0-1	2,20	7,25
0-6	1,71	5,64
0-8	2,56	8,46
1-2	2,20	7,25
2-5	7,60	7,97
5-6	1,34	4,43
3-5	1,22	4,03
3-4	4,64	4,87
5-7	7,60	7,97
4-7	3,90	6,80
7-8	2,20	7,25

Далі знаходимо приблизні значення напруг на підстанціях мережі підставляючи знайдені значення опорів ділянок мережі.

Розраховані параметри напруг пунктів згідно з регулювальними можливостями встановлених трансформаторів пунктів мережі зведені до табл. 1.14 та 1.15.

Таблиця 1.14 – Перевірка напруг на відповідність регулювальним можливостям трансформаторів (Варіант 3).

Пункт	Діапазон регулювання		$U_{\max \text{ роб, кВ}}$	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	$U_{\min, \text{кВ}}$	$U_{\max, \text{кВ}}$		
1	99,93	139,49	126	117,1
2	96,40	135,96		114,3
3	99,93	139,49		111,8
4	99,13	138,69		111,7
5	100,23	139,79		111,6
6	98,33	137,89		112,0
7	100,23	139,79		113,2
8	95,39	134,95		115,3

Таблиця 1.15 – Перевірка напруг на відповідність регульовальним можливостям трансформаторів (Варіант 5).

Пункт	Діапазон регулювання		$U_{\max \text{ роб, кВ}}$	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	$U_{\min, \text{ кВ}}$	$U_{\max, \text{ кВ}}$		
1	99,93	139,49	126	116,8
2	96,40	135,96		113,8
3	99,93	139,49		109,9
4	99,13	138,69		110,3
5	100,23	139,79		110,3
6	98,33	137,89		109,7
7	100,23	139,79		112,0
8	95,39	134,95		115,6

Розрахуємо значення струмів ділянок в післяаварійному режимі (за умови виникнення аварійної ситуації та відключенні найбільш завантаженої лінії електропередачі). Виконаємо перевірку на допустимість цих струмів до обраних перерізів.

Результати занесемо в табл 1.16 та 1.17. Також відобразимо розрахунок режиму для 5 схеми на рис. 1.1.

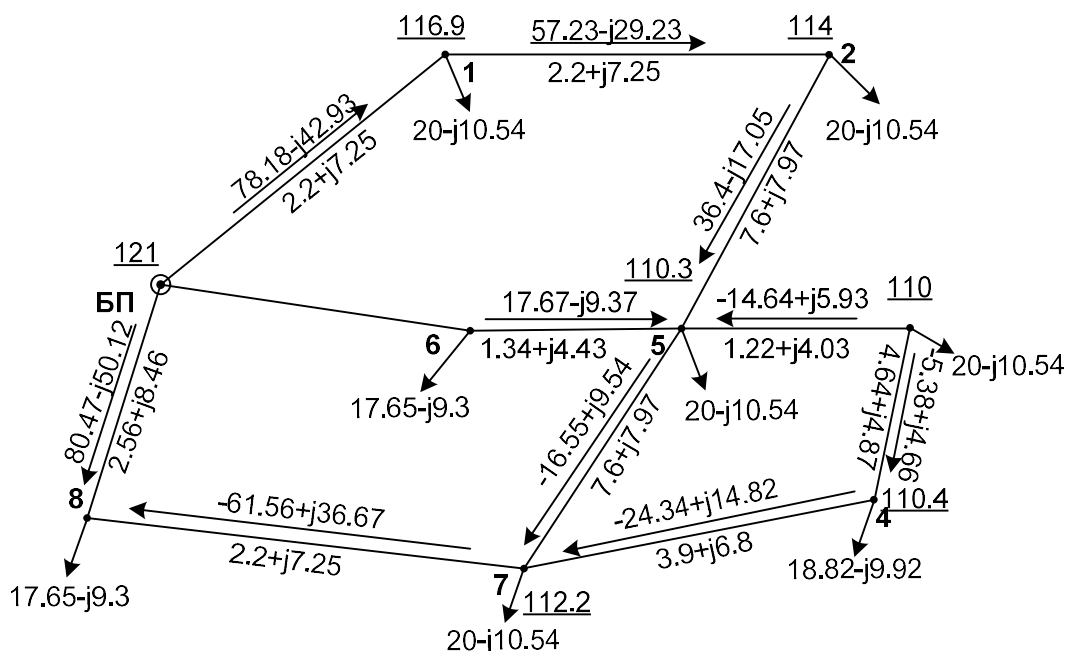


Рисунок 1.11 – Результуючий потікорозподіл післяаварійного режиму роботи мережі варіанту №5

Таблиця 1.16 – Струми по ділянкам в післяаварійному режимі (при відключенні лінії 0-3) та допустимі струми обраних перерізів. Варіант 3

Ділянка	Струми I, А	Допустиме значення, I, А	Переріз, мм ²
0-1	381,4	610	240
0-6	-	610	240
0-8	473,9	610	240
1-2	269,9	610	240
2-3	160,0	265	70
3-5	33,0	390	120
3-4	22,1	265	70
5-6	81,8	610	240
6-8	179,2	265	70
4-7	87,8	265	70
7-8	199,0	610	240

Таблиця 1.17 – Струми по ділянкам в післяаварійному режимі (при відключенні лінії 0-3) та допустимі струми обраних перерізів. Варіант 5

Ділянка	Струмове навантаження I, А	Допустиме значення, I, А	Переріз, мм ²
0-1	415,1	610	240
0-6	-	610	240
0-8	440,5	610	240
1-2	303,7	610	240
2-5	193,9	265	70
5-6	97,8	610	240
3-5	77,7	610	240
3-4	35,2	265	70
5-7	93,3	265	70
4-7	139,1	390	120
7-8	344,0	610	240
0-1	415,1	610	240

Результати розрахунку капіталовкладень в ПС в табл. 1.18. Також виведемо сумарне значення вкладень для кожної зі схем.

Таблиця 1.18 - Капіталовкладення коштів в підстанції РЕМ

Пункт	Потужність та кількість трансформаторів	Схема РУ №3	Схема РУ №5	Вартість ПС №3	Вартість ПС №5
0		110-6	110-6	42000	42000
1	2x16	110-3	110-3	73500	73500
2	2x16	110-3	110-3	64500	64500
3	2x16	110-6	110-3	97500	73500
4	2x16	110-3	110-3	73500	73500
5	2x16	110-3	110-6	73500	103500
6	2x16	110-6	110-3	97500	73500
7	2x16	110-3	110-6	73500	97500
8	2x16	110-6	110-3	88500	64500
Разом				684000	666000

Результуючі значення порівняння двох варіантів наведені в табл. 1.19.

Таблиця 1.19 - Порівняння техніко-економічних показників кожного з варіантів

Витрати	Варіант	
	3	5
Загальна вартість спорудження ПЛ за наявного ситуаційного плану	425 408,24	432 535,43
Сумарна вартість спорудження ПС	684000	666000
Дисконтовані затрати на спорудження ПС	848160	825840
Сумарна вартість виконання кожної зі схем	1 273 568,24	1 258 375,43

1.5 Параметри схеми заміщення ЛЕП та силових трансформаторів

Активний та реактивний опір ділянок було розраховано раніше.

Активною провідністю, через незначні втрати на корону, можемо знехтувати.

Результати параметрів схеми заміщення заносимо до табл. 1.20.

Таблиця 1.20–Параметри схем заміщення ЛЕП.

Ділянка мережі	Переріз проводу F, мм ²	Довжина ЛЕП, км	Опір ділянок, Ом		Провідність ділянок ЛЕП, мкСм	
			гл	хл	гл	бл
0-1	240	18	2,20	7,25	0	51,19
0-6	240	14	1,71	5,64	0	39,82
0-8	240	21	2,56	8,46	0	59,72
1-2	240	18	2,20	7,25	0	51,19
2-5	70	18	7,60	7,97	0	46,37
5-6	240	11	1,34	4,43	0	31,28
3-5	240	10	1,22	4,03	0	28,44
3-4	70	11	4,64	4,87	0	28,34
5-7	70	18	7,60	7,97	0	46,37
4-7	120	16	3,90	6,80	0	43,04
7-8	240	18	2,20	7,25	0	51,19

Далі розрахуємо схеми заміщення трансформаторів. Значення отриманих результатів наведені в табл. 1.21.

Таблиця 1.21 – Результати розрахунку значень коефіцієнтів завантаження кожного з блоків силових трансформаторів у мережі

Пункт	S _Н , МВА	Завантаження обмотки		
		ВН	СН	НН
1	16	0,63	0,18	0,44
2	16	0,63	-	0,63
3	16	0,63	0,18	0,44
4	16	0,59	0,18	0,40
5	16	0,63	0,15	0,48
6	16	0,55	0,18	0,37
7	16	0,63	0,15	0,48
8	16	0,55	-	0,55

Також занесемо до таблиці значення втрат потужності за умов дослідів холостого ходу та короткого замикання відповідно до табл. 1.22.

Таблиця 1.22 - Втрати потужності при роботі двох трансформаторів

Пункт	Втрати потужності			
	P_{xx} , МВт	Q_{xx} , МВАр	$P_{кз}$, МВт	$Q_{кз}$, МВАр
1	0,046	-0,320	0,062	-1,733
2	0,038	-0,224	0,066	-1,313
3	0,046	-0,320	0,062	-1,733
4	0,046	-0,320	0,054	-1,517
5	0,046	-0,320	0,064	-1,801
6	0,046	-0,320	0,047	-1,317
7	0,046	-0,320	0,064	-1,801
8	0,038	-0,224	0,052	-1,022

Далі знайдемо величини активних та реактивних втрат потужностей. Отримані значення заносимо до табл. 1.23.

Таблиця 1.23 – Результати розрахунку приведених навантажень пунктів

Номер пункту	Приведена потужність $P_{пр}$, МВт	Приведена потужність $Q_{пр}$, МВАр	Провідність G , мкСм	Провідність B , мкСм
1	17,06	-12,27	3,48	-24,20
2	17,07	-11,85	2,87	-16,94
3	17,06	-12,27	3,48	-24,20
4	16,05	-11,43	3,48	-24,20
5	17,06	-12,34	3,48	-24,20
6	15,05	-10,61	3,48	-24,20
7	17,06	-12,34	3,48	-24,20
8	15,05	-10,32	2,87	-16,94

1.6 Режим максимальних навантажень

Результати фінального розрахунку режимів зобразимо у вигляді таблиць, де відтворимо основні режимні параметри отримані в результаті розрахунку

Отримані параметри напруг, струмів та потужностей зведемо до табл. 1.24, 1.25 та 1.26 відповідно.

Таблиця 1.24 – Результати розрахунку напруг пунктів на 6 ітераціях

Номер ітерації/пункту	1	2	3	4	5	6
1	112,55	112,52	112,53	112,53	112,53	112,53
2	111,23	111,18	111,18	111,18	111,18	111,18
3	109,92	109,82	109,82	109,82	109,82	109,82
4	109,54	109,43	109,44	109,44	109,44	109,44
5	110,74	110,67	110,67	110,67	110,67	110,67
6	112,27	112,23	112,23	112,23	112,23	112,23
7	110,37	110,28	110,29	110,29	110,29	110,29
8	111,99	111,94	111,94	111,94	111,94	111,94

Таблиця 1.25 – Результати розрахунку струмів ділянок на 6 ітераціях

Номер ітерації/ділянки	1	2	3	4	5	6
0-1	244,77	241,76	241,88	241,88	241,88	241,88
0-6	343,28	340,32	340,55	340,54	340,54	340,54
0-8	251,81	249,73	249,9	249,89	249,89	249,89
1-2	135,35	134,82	134,91	134,91	134,91	134,91
2-5	27,48	28,12	28,17	28,17	28,17	28,17
5-6	246,87	245,87	246,07	246,06	246,06	246,06
3-5	143,44	143,76	143,9	143,89	143,89	143,89
3-4	33,21	33,45	33,48	33,48	33,48	33,48
5-7	23,08	23,21	23,23	23,23	23,23	23,23
4-7	70,21	70,4	70,47	70,47	70,47	70,47
7-8	157,33	157,01	157,14	157,14	157,14	157,14

Для отриманого режиму розрахуємо значення відгалужень РПН та ПБЗ трансформаторів встановлених в пунктах схеми та занесемо відповідні значення розрахованих параметрів до табл.1.27

Таблиця 1.27 - Вибір регулювальних відгалужень трансформаторів для режиму максимальних навантажень

№ п/п	$U_B, кВ$	$U_{ПН}, кВ$	$U_{ПС}, кВ$	ω_B	N_B	ω_C	N_C	$U_H, кВ$	$U_C, кВ$
1	112,53	106,46	108,21	-0,030	-2	0,025	1	10,56	38,50
2	111,18	106,88	-	-0,026	-1	-	-	10,41	-
3	109,82	103,75	105,50	-0,055	-3	0,032	1	10,48	38,25
4	109,44	103,77	105,37	-0,055	-3	0,033	1	10,49	38,20
5	110,67	104,45	106,36	-0,048	-3	0,023	1	10,55	38,56
6	112,23	106,97	108,41	-0,026	-1	0,042	2	10,42	38,80
7	110,29	104,07	105,98	-0,052	-3	0,027	1	10,52	38,42
8	111,94	108,15	-	-0,015	-1	-	-	10,53	-

1.7 Післяаварійний режим

Аналогічні дані внесемо в табл. 1.28, 1.29 та 1.30 для післяаварійного режиму.

Таблиця 1.28 – Результати розрахунку напруг пунктів на 6 ітераціях

Номер ітерації / пункту	1	2	3	4	5	6
1	116,95	116,88	116,89	116,88	116,88	116,88
2	114,08	113,89	113,9	113,9	113,9	113,9
3	110,24	109,95	109,96	109,96	109,96	109,96
4	110,65	110,35	110,37	110,36	110,36	110,36
5	110,62	110,36	110,37	110,37	110,37	110,37
6	110,04	109,74	109,75	109,75	109,75	109,75
7	112,34	112,08	112,1	112,09	112,09	112,09
8	115,79	115,67	115,68	115,68	115,68	115,68

Таблиця 1.29 – Результати розрахунку струмів ділянок на 6 ітераціях

Номер ітерації / ділянки	1	2	3	4	5	6
0-1	408,06	397,56	398,33	398,28	398,28	398,28
0-8	432,73	423,87	424,84	424,77	424,78	424,78
1-2	298,64	294,68	295,38	295,34	295,35	295,35
2-5	190,63	190,57	191,1	191,07	191,08	191,08
5-6	97,14	97,1	97,37	97,36	97,36	97,36
3-5	76,78	76,7	76,92	76,91	76,91	76,91
3-4	34,86	34,65	34,73	34,72	34,72	34,72
5-7	92,11	91,42	91,65	91,64	91,64	91,64
4-7	137,33	136,54	136,9	136,88	136,88	136,88
7-8	338,31	334,46	335,32	335,26	335,27	335,27

Таблиця 1.30 – Результати розрахунку потужностей ділянок на 6 ітераціях

	1	2	3	4	5	6
0-1	71.06-j44.94	66.79-j47.38	65.51-j47.15	65.54-j47.15	65.55-j47.15	65.55-j47.15
0-8	72.64-j50.94	68.08-j53.95	65.87-j53.71	65.91-j53.71	65.91-j53.71	65.91-j53.71
1-2	51.67-j30	48.92-j32.78	48.49-j32.57	48.49-j32.57	48.49-j32.57	48.49-j32.57
2-5	32.63-j17.65	31.2-j19.91	31.42-j19.75	31.41-j19.75	31.42-j19.75	31.42-j19.75
5-6	15.8-j9.74	14.99-j10.86	15.02-j10.78	15.05-j10.78	15.05-j10.78	15.05-j10.78
3-5	-13.21+j6.42	-12.64+j7.37	-12.7+j7.3	-12.73+j7.3	-12.73+j7.3	-12.73+j7.3
3-4	-4.73+j4.7	-4.35+j4.97	-4.31+j4.96	-4.32+j4.96	-4.33+j4.96	-4.33+j4.96
5-7	-14.83+j9.82	-13.96+j10.73	-13.39+j10.67	-13.42+j10.67	-13.42+j10.67	-13.42+j10.67
4-7	-21.75+j15.17	-20.45+j16.54	-20.36+j16.45	-20.38+j16.45	-20.38+j16.45	-20.38+j16.45
7-8	-55.32+j37.5	-51.98+j40.61	-50.84+j40.39	-50.86+j40.39	-50.86+j40.39	-50.86+j40.39

Повні втрати потужності в схемі на сьомій ітерації:

$$\Delta S_{\Sigma} = 5.4-10.64i \text{ МВА.}$$

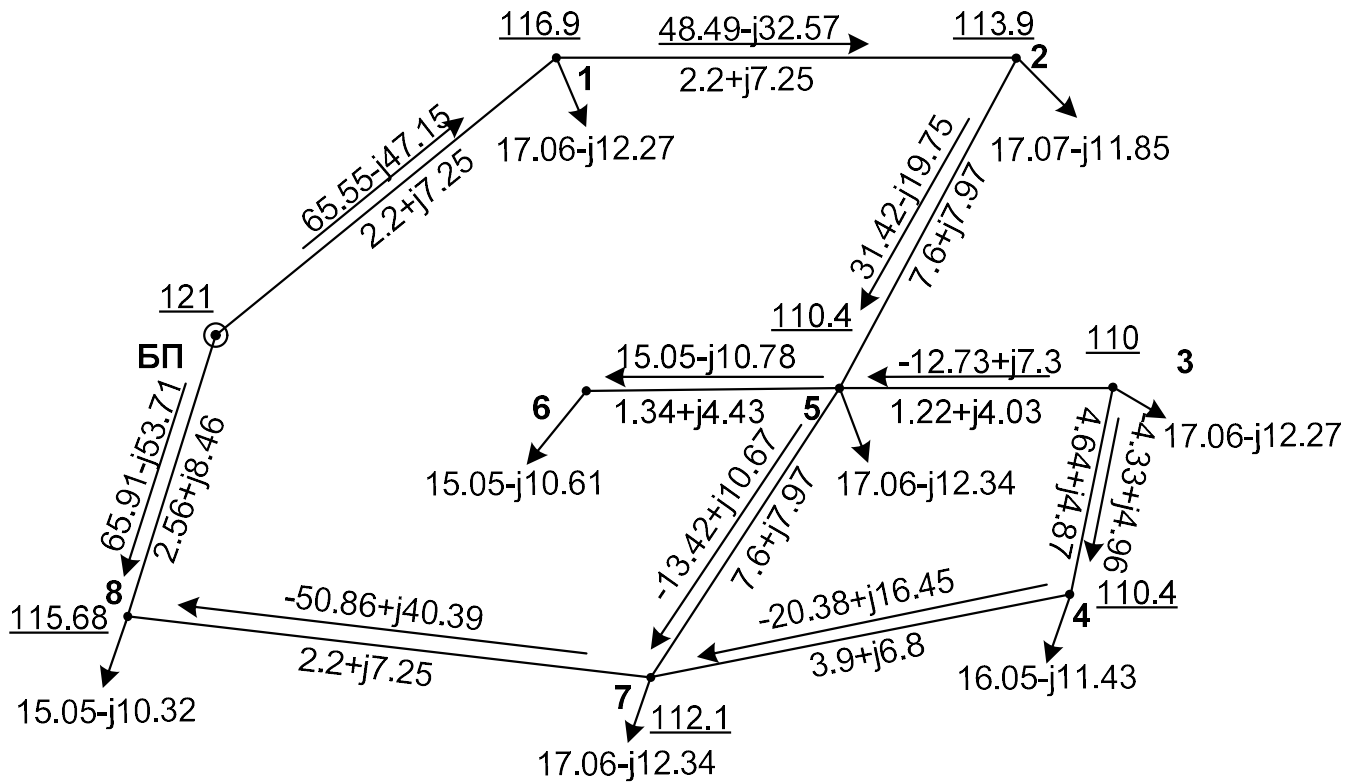


Рисунок 1.13 – Результуючий потіокорозподіл потужностей та режим напруги в пунктах схеми в післяаварійному режимі на шостій ітерації

Таблиця 1.31 - Вибір регулювальних відгалужень трансформаторів для післяаварійного режиму

№ п/п	$U_B, \text{кВ}$	$U_{ПН}, \text{кВ}$	$U_{ПС}, \text{кВ}$	ω_B	N_B	ω_C	N_C	$U_H, \text{кВ}$	$U_C, \text{кВ}$
1	116,88	110,81	112,56	0,009	1	0,040	2	10,41	38,88
2	113,9	109,60	-	-0,002	0	-	-	10,48	-
3	109,96	103,89	105,64	-0,054	-3	0,030	1	10,50	38,30
4	110,36	104,69	106,29	-0,046	-3	0,024	1	10,58	38,53
5	110,37	104,15	106,06	-0,051	-3	0,026	1	10,52	38,45
6	109,75	104,49	105,93	-0,048	-3	0,028	1	10,56	38,40
7	112,09	105,87	107,78	-0,036	-2	0,029	1	10,50	38,35
8	115,68	111,89	-	0,019	1	-	-	10,51	-

Висновки до розділу 1

Даний розділ присвячено розрахунку районної електричної мережі, знайдено оптимальну конфігурацію мережі, показано, за результатами розрахунку, що обрані елементи схем дозволяють забезпечити необхідні параметри для роботи мережі.

Встановлено, що обрана мережа цілком задовольняє технічним вимогам до роботи електричної мережі, за умови роботи в режимах максимальних навантажень і післяаварійному.

Показано, що обрані відгалуження РПН та ПБЗ на трансформаторах мережі задовольняє вимоги до висунутих вимог щодо живлення споживачів.

2 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРА

2.1 Теоретичні відомості

Основні види пошкоджень трансформаторів - «пожежа сталі», одно- і багатофазні замикання на виводах і в обмотках трансформатора, а також «пожежа сталі». Однофазні пошкодження можуть бути двох видів: між нитками обмотки (виткові замикання) та на землю. Набагато рідше трапляються багатофазні замикання в обмотках. Захист від коротких замикань здійснюється з дією на відключення поламаного трансформатора.

Аномальні режими роботи трансформаторів спричинені зовнішніми перевантаженнями і короткими замиканнями. У такому разі з'являються надструми або великі струми в обмотках трансформатора. Відповідно, захист від наструмів має бути в трансформаторі, спричинений невідключенням зовнішнім коротким замиканням.

Провідні захисти трансформатора:

- диференційний струмовий захист ошиновки нижчої напруги;
- диференційний струмовий захист трансформатора;
- диференційний струмовий захист ошиновки вищої і середньої напруги;
- газовий захист РПН, струмове відсічення, що встановлюється з боку живлення на трансформаторах малої потужності.

Газовий захист РПН застосовується для захисту від пошкоджень контакторів РПН:

- диференційний захист трансформатора відповідає на всі види к.з. (Окрім, однофазних замикань на землю в обмотці 6-10-35кВ в зоні, що обмежена ТС. При заміні вимикача трансформатора обхідним вимикачем диференційний захист перемикається з ТС вимикача, який замінюється на ТС обхідного вимикача. Захист діє на вимкнення трансформатора з усіх боків із заборонаю АПВ.

- Диференційний захист ланцюгів низької напруги;
- диференційний захист ошиновки вищої (середньої) напруги.

Реактор, лінійний трансформатор та ошиновка ланцюгів низької напруги від вбудованих ТС АТ до внесених ТС в осередку введення нижчої напруги – входять до зони дії цього захисту. Захист діє на вимкнення АТ з усіх боків із заборонаю АПВ.

Для резервного захисту трансформатора встановлюється МСЗ на кожній стороні трансформатора в тупикових і підключених до цих відгалужень підстанцій МСЗ з пуском по напрузі або без неї. Щодо живлення (110кВ, 220кВ) – МСЗ зазвичай діє з двома витримками часу.

З меншою витримкою часу на вимкнення вводу 10 кВ, а з більшою - на вимкнення трансформатора з усіх боків.

Резервна незалежна МСЗ-110 кВ передбачається з метою ближнього резервування захистів трансформатора. Такий захист являється повністю автономним по ланцюгах струму, оперативних ланцюгах та вихідних ланцюгах.

Резервна МСЗ-110 з витримкою часу більшою часу спрацювання основної МСЗ-110 діє на окрему котушку увімкнення короткозамикача або на окрему котушку вимкнення вимикача на стороні 110 кВ.

На цих відгалуженнях трансформатора і тупикових підстанціях 110 кВ можуть вживатися й односхідчасті струмові захисти нульової послідовності, які діють на вимкнення трансформатора.

2.2 Розрахунок та вибір установок спрацювання диференційного захисту трансформатора на терміналі RET 670

Початкові дані для обрахунків:

Дані трансформатора

- схема і група з'єднань обмоток: Y/Y/ Δ -0-11;
- триобмотковий типу ТДТН-16000/110;

- номінальна напруга обмоток: $115 \pm 9 \times 1,78\% / 38,5 \pm 2 \times 2,5\% / 11$ кВ.

Напруга короткого замикання:

- Сторона 35 кВ $U_{кВН} = 17\%$;
- Сторона 110 кВ $U_{кВС} = 10,5\%$;
- Сторона 10 кВ $U_{кСН} = 6\%$.

Коефіцієнти трансформації трансформаторів струму:

- $K_{ТТВН} = \frac{300}{5}$;
- $K_{ТТВН} = \frac{300}{5}$;
- $K_{ТТНН} = \frac{1000}{5}$.

Спершу ми повинні виконати: перевірити забезпечення цифрового вирівнювання струмів плечей, що захищають трансформатор, для цього потрібно визначити первинні номінальні струми:

$$I_{номВН} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80.327$$

$$I_{номСН} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{номСН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 38.5} = 239.9$$

$$I_{номНН} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 839.782$$

Обраховуємо вторинні номінальні струми на сторонах трансформатора, враховуючи установку групи ТТ «зірка», яка з усіх боків захищається трансформатором, тобто $K_{сх} = 1$ на всіх сторонах трансформатора:

$$i_{ном.втВН} = \frac{I_{номВН} \cdot K_{сх}}{K_{ТТВН}} = \frac{80.327}{\frac{300}{5}} = 1.339$$

$$i_{ном.втСН} = \frac{I_{номСН} \cdot K_{сх}}{K_{ТТСН}} = \frac{239.938}{\frac{300}{5}} = 3.999$$

$$i_{ном.втНН} = \frac{I_{номНН} \cdot K_{сх}}{K_{ТТ НН}} = \frac{839.782}{\frac{1000}{5}} = 4.1$$

Обираємо номінальний струм входу пристрою для кожного плеча захисту і відносну похибку вимірювання при $I_{ном.вт.п} = 1 \div 5$, відповідно $I_{ном.т.п} = 5A$, $\Delta f_{вир*} = 0,02$.

Перевірка забезпечення цифрового вирівнювання для всіх сторін, що захищаються трансформатором, здійснюється за виразом:

$$0,1 < \frac{i_{ном.втВН}}{I_{ном.т.п.}} = 0.27 < 4$$

$$0,1 < \frac{i_{ном.втСН}}{I_{ном.т.п.}} = 0.8 < 4$$

$$0,1 < \frac{i_{ном.втНН}}{I_{ном.т.п.}} = 0.84 < 4$$

Зрозуміло, що цифрове вирівнювання амплітуд струмів плечей забезпечується для всіх сторін.

Розрахунковий коефіцієнт небалансу за виразом, наведеним нижче:

$$K_{нб.розр.} = \sqrt{(K'_{пер} \cdot \varepsilon)^2 \cdot [1 + 2 \cdot (\Delta U_{рег} + \Delta f_{вир})] + (\Delta U_{рег} + \Delta f_{вир})^2} \quad (2.1)$$

звідки $K'_{пер}$ – коефіцієнт, який вираховує перехідний процес, вираховується за таблицею 1.6, відповідно до таблиці $K'_{пер} = 1$ для силового трансформатора потужністю не більше 40 МВА і за відсутності під'єднаних струмообмежуючих реакторів на НН.

$$K'_{нб.розр} = \sqrt{0.1^2 \cdot [1 + 2 \cdot (0.16 + 0.02)] + (0.16 + 0.02)^2} = 0.21$$

Початковий диференціальний струм спрацювання:

$$I_{dmin} = K_{відлашт.} \cdot K_{нб.розр.} \cdot EndSection1 = 1.2 \cdot 0.21 \cdot 1.15 = 0.3$$

EndSection1 - початковий гальмівний струм, приймається числу, рівному 1,15 за настановами компанії «ABB».

Звідки - $K_{відлашт} = 1,2$ - коефіцієнт відбудови;

EndSection1 - початковий гальмівний струм, приймається числу, рівному 1,15 за настановами компанії «ABB».

Чутливість гальмівної характеристики для горизонтальної ділянки:

$$\text{Звідки - } K_q = \frac{I_{\text{диф.розр.}}}{I_{\text{диф.спр.}}} = 12.3 \geq 2 \text{ (умова виконується),}$$

$I_{\text{диф.спр.}}$ – визначаємо установку за початковим диференційним струмом спрацювання $I_{d \min} = 0,3$ за малюнком Д.2, тобто відносний диференційний струм дорівнюватиме 0,3.

Відносний розрахунковий мінімальний диференційний струм при КЗ на виводах трансформатора, що захищається, в даному випадку розрахунковий мінімальний диференційний струм буде при КЗ на стороні НН:

$$I_{\text{диф.розр.}} = \frac{I_{k \min(2)}}{I_{\text{номВН}}} = 3.7$$

де $I_{k \min(2)} = 297 \text{ А}$ – двофазне коротке замикання на НН.

Легко бачити, що чутливість при внутрішніх КЗ гальмівної характеристики для горизонтальної ділянки забезпечена.

Чутливість захисту гальмівної характеристики на похилих ділянках забезпечуватиметься завжди, оскільки здійснюється умова:

$$\frac{I_{d \min}}{\text{EndSection1}} = 0.26 \leq 0.5 \text{ (умова здійснюється).}$$

Струм спрацювання диференційної відсічки I_{dunre}

За умови налагодження від режиму кидка намагнічуючого струму параметр спрацювання струмового органу диференційної відсічки повинен бути не менше 500%:

$$I_{\text{dunre}} > 500\%. \quad (2.2)$$

За умови відбудови від максимального струму небалансу при зовнішніх пошкодженнях, параметр спрацювання можна знаходити за виразом:

$K_{відлашт.} = 1,2$ - коефіцієнт відбудови;

$K_{нб(1)}$ – відношення амплітуди першої гармоніки струму небалансу до наведеної амплітуди періодичної складової наскрізного струму. Відповідно до інструкцій компанії «ABB» для трансформаторів з розщепленою обмоткою приймати 0,65, при використанні з усіх боків ТТ із вторинним номінальним струмом 5 А.

Відносний максимальний струм при зовнішньому КЗ:

$$I'_{k_max} = \frac{I_{k_max}}{I_{номВН}} = \frac{728}{80.33} = 9.0$$

де $I_{кзмакс}$ – максимальний струм при зовнішньому КЗ, приведений до опорної сторони (боку ВН);

$I_{ном.опор.}$ – номінальний струм опорної сторони (сторони ВН) трансформатора, яка захищається.

Параметр спрацювання вважається рівним найбільшим значенням з двох отриманих. Фінальне значення параметра у відсотках рекомендується округлювати до десятих.

Вважаємо параметр $I_{dunre} = 710\%$ ($I_{dunre} = 7,1$).

Нові параметри та установки для терміналу RET 670 вважаються згідно з інструкціями компанії «ABB»:

- параметр SlopeSection3 = 50%;
- параметр StabByOption- «завжди»;
- параметр I2 / I1 ratio = 14%;
- параметр I5 / I1 ratio = 25%;
- установка ZSCSub - вимкнено;
- установка CrossBlockEn - вимкнено;
- установка SOTFMode - вимкнено;
- установка NegSegDiffEn -вимкнути;
- установка OpenCNEnable -вимкнути.

Підсумок обрахунків та обраних параметрів зведені до табл. 2.1., межа гальмівної характеристики, яка відповідає внутрішнім, КЗ продемонстрована на рис. 2.1.

Таблиця 2.1 – Розрахункові та параметральні дані

Позначення параметра	Одиниці виміру	Діапазон	За замовчуванням	Прийняте значення
EndSection1	У % від $I_{ном.опор}$	0,20-1,50	1,25	1,15
IdMin	У % від $I_{ном.опор}$	0,10-0,60	0,3	0,3
EndSection2	У % від $I_{ном.опор}$	1,00-10,00	3	2,0
SlopeSection2	%	10,0-50,0	40	45
SlopeSection3	%	30,0-100,0	80	50
Idunre	У % від $I_{ном.опор}$	1,00-50,00	10	7,1
I2 / I1 ratio	%	5-100	15	14
I5 / I1 ratio	%	5-100	25	25
CrossBlockEn	–	On;Off	On	Off
SOTFMode	–	On;Off	On	Off
NegSegDiffEn	–	On;Off	On	Off
OpenCNEEnable	–	On;Off	On	Off

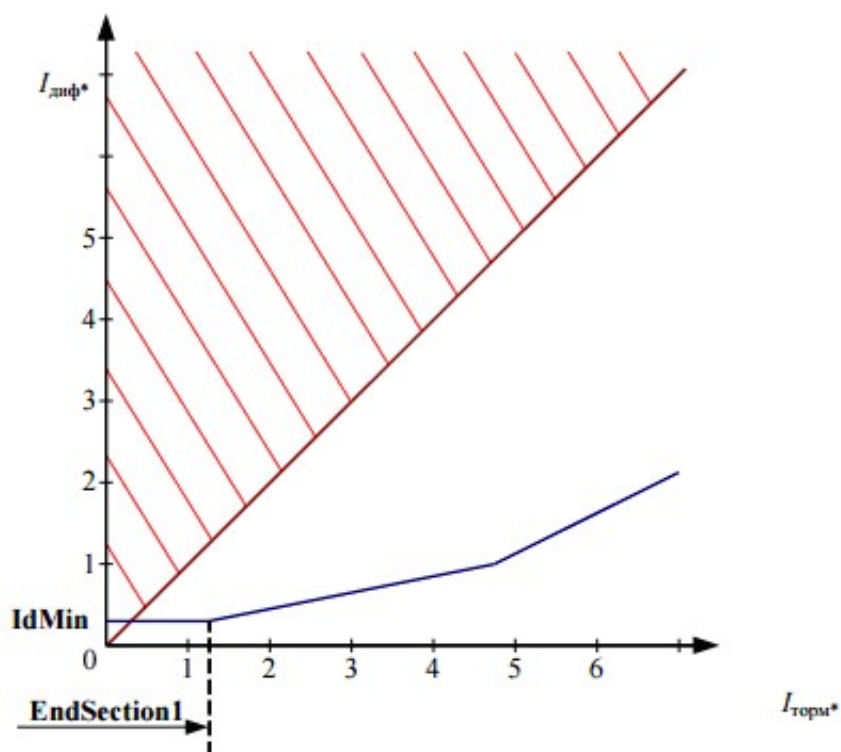


Рисунок 2.1 – Межа гальмівної характеристики, яка відповідає внутрішнім КЗ

2.3 Розрахунок та вибір установок спрацювання максимального струмового захисту трансформатора з пуском за напругою на терміналі REF 615/ REC 650

МСЗ-11 кВ.

Для того, щоб забезпечити максимально струмовий захист з пуском по напрузі, необхідно під'єднати REF615 (у нашому випадку) для трансформаторів струму класу точності 10Р і завести ланцюг напруги з обмоток ТН-10 кВ, з'єднаного в «зірку».

Струм спрацювання за умовою відлаштування від струму навантаження (номінального струму трансформатора):

$$I_{сз} = \frac{K_n \cdot K_z}{K_n} \cdot I_{ном} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 839,81 = 1379,056 \text{ А},$$

де $K_n = 1,1-1,25$, приймаємо 1,2 (для терміналів фірми «ABB»);

$K_n = 0,95$ - коефіцієнт повернення реле для мікропроцесорних терміналів береться - 0,95;

$K_z = 1,3$ - коефіцієнт запасу;

$I_{ном} = 839,81 \text{ А}$ – первинний номінальний струм трансформатора, який захищають.

Струм спрацювання згідно умови забезпечення чутливості при двофазному КЗ на шинах 11 кВ трансформатора (основна зона). Коефіцієнт чутливості ($K_{ч}$) має бути не менше 1,5 відповідно [18].

$$I_{сз} = \frac{I_{кз}}{K_{ч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{3627}{1,5} = 2094,049 \text{ А},$$

Струм спрацювання в разі узгодження за чутливістю з МСЗ приєднань 11 кВ. Максимальна установка МСЗ приєднань ($I_{сз} = 300 \text{ А}$):

$$I_{сз} = K_n \cdot I_{сзМСЗ} = 1,2 \cdot 300 = 360 \text{ А},$$

звідки $K_n = 1,2$ – коефіцієнт надійності;

Час спрацьовування згідно умови узгодження з часом спрацювання приєднань 11 кВ $t_{сз} = 0,5 \text{ сек}$:

$$t = t_{сз} + \Delta t = 0,5 + 0,4 = 0,9 \text{ с},$$

звідки $\Delta t = 0,3-0,5 \text{ сек}$ – ступінь селективності, вважаємо за 0,4 сек.

Час спрацювання і струм згідно умови узгодження за чутливістю з МСЗ СВ-11кВ ($I_{cз} = 800 \text{ А}$, $t_{cз} = 1 \text{ сек}$):

$$I_{cз} = K_n \cdot I_{cзМСЗ} = 1,2 \cdot 800 = 960 \text{ А};$$

$$t = t_{cз} + \Delta t = 1 + 0,4 = 1,4 \text{ с},$$

звідки $\Delta t = 0,3-0,5 \text{ сек}$ – ступінь селективності, вважаємо 0,4 сек.

Вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{cпр} = \frac{I_{cз} \cdot K_{сх}}{K_{ТЧНН}} = \frac{1379,056 \cdot 1}{1000/5} = 6,89 \text{ А}.$$

де $K_{ТТ} = 1000/5$ – коефіцієнт трансформації трансформаторів струму;

$K_{сх} = 1$ при схемі з'єднання обмоток трансформаторів струму - «повна зірка».

Знайдемо напругу спрацювання реле мінімальної напруги

Згідно умови: забезпечення повернення реле після вимкнення зовнішнього КЗ:

$$U_{cз} = \frac{U_{мин}}{K_{отс} \cdot K_{в}} = \frac{0,85 \cdot 10000}{1,2 \cdot 1,2} = 5902,8$$

де $K_{отс}$ – коефіцієнт відлаштування, вважається 1,2;

$K_{в}$ – коефіцієнт повернення, приймається 1,2;

У приблизних обрахунках можна вважати $U_{мин} = (0,85-0,9) \cdot U_{ном}$.

Згідно умови: відлаштування від напруги самозапуску при від'єднання від АПВ або АВР загальмованих двигунів навантаження:

$$U_{cз} = \frac{U_{зан}}{K_{отс}} = \frac{0,7 \cdot 10000}{1,2} = 5833,3$$

де $K_{отс}$ – коефіцієнт відлаштування, приймається 1,2;

$K_{в}$ – коефіцієнт повернення, приймається 1,2;

У приблизних обрахунках можна вважати $U_{зан} = 0,7 \cdot U_{ном}$.

Вторинне значення:

$$U_{cр} = \frac{U_{cз}}{K_{тн}} = \frac{5833,3}{\frac{10000}{100}} = 58,3$$

де $K_{ТН} = 10000/100$ - коефіцієнт трансформації трансформатора напруги;

Беремо напруги спрацювання реле: початкова напруга $U_{c3} = 5800$ В, вторинна напруга реле $U_{cp} = 58$ В.

Обрахунок та вибір найбільшого струмового захисту виконаний відповідно.

МСЗ-35 кВ.

Обрахунок МСЗ-35 кВ з пуском по напрузі виконується аналогічно до обрахунку МСЗ-11 з пуском по напрузі. МСЗ-35 кВ з пуском по напрузі виконується завдяки терміналу захисту REC 650 (компанії «ABB»). Для цього необхідно завести в термінал струмові і ланцюги напруги з трансформаторів струму 35 кВ і трансформатора напруги 35 кВ.

Струм спрацювання згідно умові налагодження від струму навантаження (номінального струму трансформатора).

$$I_{c3} = \frac{K_n \cdot K_3}{K_n} \cdot I_{ном} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 239,94 = 394 \text{ А},$$

Усі коефіцієнти аналогічні до обрахунку МСЗ-11

Струм спрацювання згідно умові забезпечення чутливості при двофазному КЗ на шинах 35 кВ трансформатора (основна зона). Згідно [18] коефіцієнт чутливості (K_q) повинен бути не менше 1,5.

$$I_{c3} = \frac{I_{K3}}{K_q} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1372}{1,5} = 795,76 \text{ А},$$

Струм спрацювання згідно умови узгодження за чутливістю з МСЗ приєднань 11 кВ. Найбільша установка МСЗ приєднань ($I_{c3} = 240$ А):

$$I_{c3} = K_n \cdot I_{c3МСЗ} = 1,2 \cdot 240 = 288 \text{ А},$$

де $K_n = 1,2$ – коефіцієнт надійності;

Час спрацювання, згідно умови узгодження з часом спрацювання приєднань 35 кВ $t_{c3} = 2,5$ сек:

$$t = t_{c3} + \Delta t = 2,5 + 0,4 = 2,9 \text{ с},$$

де $\Delta t = 0,3-0,5$ сек – ступінь селективності, вважаємо за 0,4 сек.

Час спрацювання і струм згідно умови узгодження за чутливістю з МСЗ СВ-35 кВ ($I_{c3} = 550$ А, $t_{c3} = 2,9$ сек):

$$I_{c3} = K_n \cdot I_{c3МСЗ} = 1,1 \cdot 550 = 605 \text{ А};$$

$$t = t_{c3} + \Delta t = 2,9 + 0,4 = 3,3 \text{ с},$$

де $\Delta t = 0,3-0,5$ сек – рівень селективності, вважаємо за 0,4 сек.

Вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{cnp} = \frac{I_{c3} \cdot K_{cx}}{K_{TCHH}} = \frac{605 \cdot 1}{300/5} = 10,08 \text{ А.}$$

де $K_{TT} = 300/5$ – коефіцієнт трансформації трансформаторів струму;

$K_{CX} = 1$ при схемі з'єднання обмоток трансформаторів струму - «повна зірка».

Знайдемо напругу спрацювання реле мінімальної напруги:

Згідно з умовою забезпечення повернення реле після вимкнення зовнішнього

КЗ:

$$U_{c3} = \frac{U_{мин}}{K_{отс} \cdot K_{\phi}} = \frac{0,85 \cdot 35000}{1,2 \cdot 1,2} = 20659,7$$

де $K_{отс}$ – коефіцієнт відлаштування, приймається 1,2;

K_{ϕ} – коефіцієнт повернення, приймається 1,2;

У приблизних обрахунках можна вважати $U_{мин} = (0,85-0,9) \cdot U_{ном.}$

Згідно з умовою відлаштування від напруги самозапуску при включенні від АПВ або АВР загальмованих двигунів навантаження:

$$U_{c3} = \frac{U_{зан}}{K_{отс}} = \frac{0,7 \cdot 35000}{1,2} = 20416,7$$

де $K_{отс}$ – коефіцієнт відлаштування, приймається 1,2;

K_{ϕ} – коефіцієнт повернення, приймається 1,2;

У приблизних обрахунках можна вважати $U_{зан} = 0,7 \cdot U_{ном.}$

Вторинне значення:

$$U_{cp} = \frac{U_{c3}}{K_{тн}} = \frac{20416,7}{\frac{35000}{100}} = 58,3$$

де $K_{тн} = 35000/100$ - коефіцієнт трансформації трансформатора напруги;

Беремо напруги спрацьовування реле: початкова напруга $U_{c3} = 20300 \text{ В}$, вторинна напруга реле $U_{cp} = 58 \text{ В}$.

МСЗ-110 кВ.

МСЗ-110 кВ з пуском по напрузі виконується завдяки терміналу захисту REC 650 (фірми «ABB»).

Струм спрацювання згідно умови відлаштування від струму навантаження (номінального струму трансформатора):

$$I_{c3} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_6} \cdot I_{ном} = \frac{1.2 \cdot 1.3}{0.95} \cdot 80.33 = 131.91$$

де $K_H = 1,2$ (для терміналів фірми «ABB»);

$$K_6 = 0,95;$$

$$K_3 = 1,3;$$

$I_{ном} = 80,33$ А - початковий номінальний струм трансформатора, що захищають.

Час спрацювання і струм, приведений до сторони 110 кВ, згідно з умовою за чутливістю з МСЗ-35 кВ трансформатора $I_{c3} = 618$ А $t = 3,3$ сек.

$$I_{c3} = K_H \cdot I_{c3MT3-35} \cdot \frac{U_{сн}}{U_{вн}} = 1.2 \cdot 618 \cdot \frac{37000}{115000} = 238.6$$

$$t = t_{c3} + \Delta t = 3.3 + 0.4 = 3.7 \text{ с.}$$

Час спрацювання і струм, приведений до сторони 110 кВ, згідно з умовою за чутливістю з МСЗ-11 кВ трансформатора $I_{c3} = 1400$ А, $t = 1,4$ сек.

$$I_{c3} = K_H \cdot I_{c3MT3-10} \cdot \frac{U_{нн}}{U_{вн}} = 1.2 \cdot 1400 \cdot \frac{10500}{115000} = 153.39$$

$$t = t_{c3} + \Delta t = 1.4 + 0.4 = 1.8 \text{ с.}$$

Струм спрацювання згідно з умовою забезпечення чутливості при двофазному КЗ на шинах 35 кВ трансформатора (резервна зона).

$$I_{c3} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{к3}}{K_q} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{504}{1.2} = 363.73$$

Струм спрацювання згідно з умовою забезпечення чутливості при КЗ на шинах 11 кВ трансформатора (КЗ за «трикутником») (резервна зона).

$$I_{c3} = \frac{I_{к3}}{K_q} = \frac{342}{1.2} = 285$$

Вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{cp} = \frac{I_{cз} \cdot K_{cx}}{K_{mm}} = \frac{285}{\frac{300}{5}} = 4.7;$$

де $K_{TT} = 300/5$ - коефіцієнт трансформації трансформаторів струму;

$K_{CX} = 1$ при схемі з'єднання обмоток трансформаторів струму - «повна зірка».

Напруга спрацювання реле напруги вважаємо: $U_{cз} = \frac{20300}{58}$ В від ТН-35 кВ;

$U_{cз} = \frac{5800}{58}$ В від ТН-11 кВ.

2.4 Опис пристроїв автоматики та інших захистів трансформатора

Газовий захист трансформатора включає в себе два компоненти:

- сигнальний — діє на сигнал при зниженні рівня масла та слабкому газоутворенні;
- відключаючий — діє на відключення трансформатора з усіх боків із заборною АПВ трансформатора при інтенсивному газоутворенні і русі масла зі швидкістю 0,6-1,5 м / сек по мастилопроводу між баком трансформатора та розширювачем, а також при наступному (після спрацювання сигнального елемента) зниженні рівня масла.

АПВ трансформаторів і шин. Для трансформаторів, підключених до мереж напругою 10-35 і 110 кВ, що живлять мережі напругою 10 і 6,3 кВ доречно використовувати АПВ. При цьому АПВ діє при вимкненні вимикача нижчої напруги від найбільшого захисту трансформатора. Захист у даному випадку включає в себе два реле часу, до того ж і перше, з меншою витримкою часу, робить АПВ, а друге, з більшою витримкою часу, робить вимкнення трансформатора без наступного АПВ.

Пуск схеми АВР виконується одразу після глибокого зниження напруги на шинах або її зникнення. Оскільки напруга відпадання якорів реле вважається за 0,25 від U_n , то при більш глибокому зниженні напруги якоря реле відпадають і нормально замкнуті контакти замикаються. Проте запуск реле відбудеться лише за наявності напруги на шинах, оскільки при цьому контакт буде замкнутий, і якорі реле

підтягнутий. Реле часу, набравши потрібну витримку часу рівну, запускає реле, що замикає своїми контактами ланцюги обох вимикачів робочого трансформатора, і він від'єднується з обох сторін.

Висновки до розділу 2

У даному розділі було розраховано диференційний захист трансформатора на основі терміналу компанії ABB RET670. Було обрано та розраховано установки спрацювання диференційного захисту терміналу. Були обрані початкові параметральні дані терміналу, трансформатори струму, побудована характеристика гальм.

Були визначені установки найбільшого струмового захисту на основі терміналів REC650 і REF615 на кожен клас напруги та обрані напруги спрацювання реле найнижчої напруги.

Описані можливі аномальні режими роботи трансформатора та пошкодження, що ними викликані, а також найважливіші допоміжні способи захисту для протидії у випадку їх виникнення.

3 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЄКТУ

3.1 Ідеї проєкту та його опис

У модерному світі електроенергетика насправді являється однією з основних компонент індустрії. З електричної енергії можна добути абиякі типи іншої енергії. Через неймовірну швидкість виготовлення інновацій, розробок технологій та піднесення інформаційного суспільства загалом, необхідність в електроенергії збільшується в геометричній прогресії. Тому забезпечення надійного та ефективного електропостачання є ваговою складовою, яка потребує дослідження.

Таблиця 3.1 – Опис ідеї даного стартапу

Зміст даної ідеї	Напрямок застосування	Зиск для споживача
Розроблення проєкту електричного живлення нових споживачів мережі	Постачання й розподіл електроенергії	Якість електричної енергії
		Надійність мережі
		Енергоефективність
	Можливість підключити нових споживачів електроенергії до існуючої мережі	Зручність та безпека при експлуатації
		Здатність до подальшого розвитку мережі

Нижче в таблиці наведено початкову інформацію до розробки проєкту. Отже, так отримуються наступні технічні вимоги:

Таблиця 3.2 – Початові дані до розробки проєкту

Номінальна напруга мережі	110 кВ, 35кВ
Потужність споживання споживача	4 МВт
Перелік можливих перерізів проводів	АС-70/19, АС-120/10, АС-240/32
Наявність регулювання	РПН та ПБЗ трансформаторів ПС

Для виявлення позитивної різниці запропонованого мною способу організації живлення локального споживача було здійснено техніко-економічне порівняння варіантів 2-х проєктів організації електрозабезпечення локального споживача: на номінальній напрузі 35 і 110 кВ. Здійснено аналіз їх недоліків та переваг.

Розглянутий варіант повинен забезпечувати такі вимоги:

Таблиця 3.3 – Забезпечення вимог оптимального варіанту

№	Опис вимоги
1	Необхідність виконання вимог технологічного проєктування (ЛЕП, ПС і т.д.), ПУЕ та Кодексу систем розподілу
2	Найкращі показники економічної надійності та ефективності

3.2 Технологічний аудит ідеї проєкту

У результаті проведення аудиту проєкту було знайдено наступні компоненти виконання, наявності та доступності технологій для його виконання:

Таблиця 3.4 – Наявність та доступність технологій для здійснення проєкту

Зміст даної ідеї	Технологічна реалізація	Наявність технології	Доступність технології
Розроблення проєкту способом організації живлення додаткового споживача	Вибір проводів та опор ЛЕП	+	+
	Вибір силових трансформаторів на ПС або додаткових комірок	+	+
	Розрахунок та аналіз режимів мережі	+	+
	Вибір номінальної напруги	+	+

Нижче на малюнках наведено 2 схеми розрахованої електричної мережі в 1 розділі магістерської дисертації, в якій наявний локальний споживач в пункті №9 з потужністю споживання 4 МВт, схеми відрізняються тим, що лінія до споживача може бути спроектована на 2 різних номінальних напругах: 35 і 110 кВ. При цьому варто зауважити, що забезпечення живлення на напрузі 110 кВ спроектовано за схемою місток і вимагає будівництва підстанції номінальною напругою 110 кВ в пункті 9. У свою чергу забезпечення живлення на напрузі 35 кВ будується за схемою «збірні шини» і потребує встановлення додаткової комірки, вимикача на шинах 35 кВ ПС-6, але підстанція в пункті 9 буде з напругою 35 кВ, що стає набагато дешевшим у будівництві та потребує менших охоронних зон та територій. Також на різних номінальних напругах мережі будуть різні значення втрат активної потужності: для 110 кВ збитки будуть нижчими, ніж на ЛЕП 35кВ, але будівництво ЛЕП 35кВ стає вигіднішим, ніж будівництво ЛЕП 110 кВ.

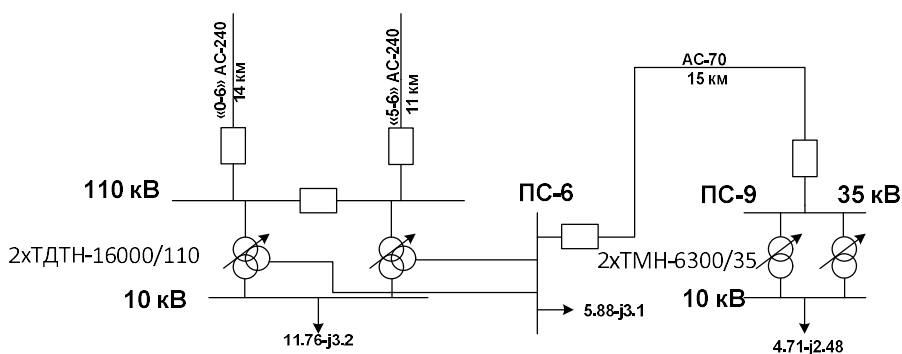


Рисунок 3.1 – Варіант А схеми мережі

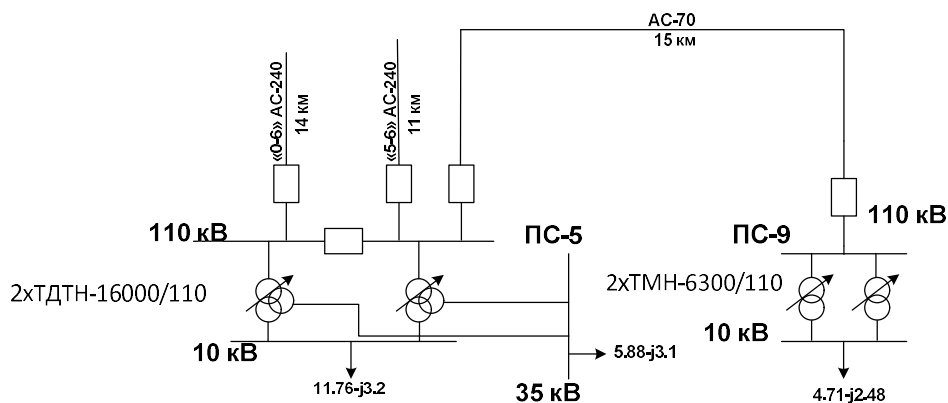


Рисунок 3.2 – Варіант Б схеми мережі

3.3 Порівняння проєктів та економічний аналіз

Для схем здійснюється техніко-економічне порівняння з визначенням потрібних перерізів проводів ділянки 6-9, з розрахунком капіталовкладень в будівництво цієї ділянки, ПС, витрат на користування та сумарних збитків активної потужності в режимі найвищих навантажень. Результати обрахунку технічних показників для кожного з варіантів подано в табл.3.5.

Таблиця 3.5 – Результати обрахунку технічних показників для варіанту А і Б

Характеристика	Варіант А	Варіант Б
1	2	3
№ ділянки	6-9	6-9
Довжина, км	15	15
U_H , кВ	35	110
Переріз	АС-70	АС-70
r_{7-9} , Ом	6,33	6,33
x_{7-9} , Ом	6,65	6,65
ПС 110/35/10 за схемою «місток» 2хТДТН16000/110, тис. грн. в пункті 6 (ПС-6)	19500	-
ПС 110/35/10 за схемою «місток» 2хТДТН16000/110, тис. грн. в пункті 6 (ПС-6)	-	19500
ПС 35/10 за схемою на «збірних шинах» ТДН6300/35, у пункті 9 (ПС-9), тис. грн.	5500	-
ПС 110/10 за схемою на «збірних шинах» ТДН6300/110 в пункті 9 (ПС-9), тис. грн.	-	11100
Комірки вакуумного вимикача 35 кВ на ПС-6 та ПС-9, тис грн	400	-
Комірки елегазового вимикача 110 кВ на ПС-6 та ПС-9, тис грн	-	3000

Продовження табл. 3.5.

1	2	3
Капіталовкладення в будівництво ПС $K_{пс}$, тис. грн	25400	33600
Втрати потужності в трансформаторах ПС-9, кВт/рік	324384	263940
Втрати потужності в ПЛ 6-9, кВт/рік	113000	113000
ПЛ 6-9 з перерізом проводів 70 мм ² на з/б опорах, $K_{пл}$, тис. грн	20625	-
ПЛ 6-9 з перерізом проводів 70 мм ² на з/б опорах, $K_{пл}$, тис. грн	-	20625
Витрати на експлуатацію ПС, $I_{пс}$, тис./рік	635	840
Витрати на експлуатацію ПЛ, $I_{пл}$, тис./рік	247,5	247,5
Витрати на компенсацію втрат електричної енергії в елементах схеми, $I_{втр}$, тис./рік	785	785
Сумарні дисконтовані затрати Z_{oc} , тис. грн	49300	57600

Сумарна кількість капіталовкладень, яка складається з капіталовкладень у ПС та ЛЕП, для кожного з варіантів є:

$$K_{\Sigma 1} = K_{пс1} + K_{ЛЕП1} = 25400 + 20625 = 46,025 \text{ млн.грн.}$$

$$K_{\Sigma 2} = K_{пс2} + K_{ЛЕП2} = 33600 + 20625 = 54,225 \text{ млн.грн}$$

Нижче продемонстровано результати обрахунку річних збитків:

Таблиця 3.6 – Результати обрахунку річних збитків для 2 варіантів

Витрати (В)	Варіант	
	А	Б
Щорічні експл. витрати на обслуговування, тис. грн.		
На ПЛ (1,2%):	247,5	247,5
На ПС (2,4%):	635	840
Загалом:	882,5	1087,5

Для зіставлення результуючої таблиці порівняння економічних показників тривалість будівництва для всіх варіантів приймається у 2 роки, податок на прибуток $\rho = 19\%$, середньорічний обсяг передавальної електричної енергії вважається таким:

$$W_{\text{пер}} = P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} = 4 \cdot 4950 = 19800 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік}.$$

Приріст доходу всіх варіантів виходить:

$$D = P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot (C_{\text{вих}} - C_{\text{вх}}) = 4 \cdot 4950 \cdot 550 = 10,890 \text{ млн.грн}$$

Результати обрахунку економічних показників для варіантів А та Б показані в табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Результати обрахунку економічних показників

Показники	Варіант	
	А	Б
$\Pi_{\phi} = D - B$, млн.грн/рік	10,01	9,81
$H_n = \rho \cdot \Pi_{\phi}$, млн.грн/рік	1,9	1,86
Чистий прибуток, млн.грн/рік	8,11	7,95
Рентабельність інвестицій, 1/рік	0,18	0,15
Строк окупності, років	5,55	6,66
Сумарні дисконтовані затрати	49,3	57,6

Після проведення співставлення та аналізу всіх розрахованих величин, запропонований мною проєкт оптимальної конфігурації електричної мережі має такі плюси:

Таблиця 3.9 – Переваги проєкту А

№	Перевага
1	Менші капітальні витрати в побудову ПС та ПЛ
2	Більший балансовий та чистий прибуток
3	Більша рентабельність інвестицій
4	Менший строк окупності проєкту
5	Надійність роботи
6	Можливість підключення нових споживачів до мережі
7	Менші сумарні дисконтовані затрати

Висновки до розділу 3

У даному розділі було згенеровано стартап-проєкт, тема якого заключається в розробленні способу організації живлення споживача. Даний проєкт передбачає живлення на напрузі 35кВ, порівнювався з іншим запропонованим проєктом «Б», який передбачає живлення на напрузі 110 кВ, який в результаті обрахунків виявився не настільки рентабельним. Аналізуючи потребу в електроенергії, рентабельність та окупованість запропонованого мною проєкту «А», він буде актуальним та матиме попит на міжнародній арені.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Для створення нормальних умов експлуатації електричних мереж, забезпечення їх збереження та дотримання вимог техніки безпеки здійснюються такі заходи: відводяться земельні ділянки; встановлюються охоронні зони; визначаються мінімально допустимі відстані; прокладаються просіки у лісових, садових, паркових та інших багаторічних насадженнях.

Роботи із запобігання аваріям в електричних мережах, траса яких прокладена в межах багаторічних насаджень, слід виконувати після оформлення належного дозволу (лісорубного квитка) згідно з чинним законодавством.

Тобто, метою є розробка заходів для запобігання та зменшення негативного впливу для працівників під час ліквідації аварії та подальшій експлуатації районної електричної мережі.

Об'єктом даного дослідження є ремонт електричної мережі після аварії (обриву приводу).

Предметом дослідження є сучасні заходи з охорони праці.

Методи дослідження — аналіз державних норм, стандартів, постанов та нормативно-правових документів з охорони праці під час експлуатації електричної мережі та проведення розрахунків за методикою нормативно-правових документів.

4.1 Загальна характеристика об'єкта, технічні характеристики серійного енергетичного устаткування та систем енергопостачання

У даному проекті розглянута районна електрична мережа, показники загальної характеристики мережі наведено у табл. 4.1 та показники технічних характеристик мережі наведено у табл. 4.2.

Таблиця 4.1 - Загальна характеристика об'єкту

Найменування ЕУ	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
Електрична мережа	Відкрита ЕУ в межах населеного пункту	Зовнішнє, на висоті 28-32м	Особливо небезпечне приміщення	Категорія Д

Таблиця 4.2 - Показники технічних характеристик

Найменування ЕУ	Основні характеристики	Числове значення показника
Повітряна лінія	Марка проводів	АС-
	Напруга	110 кВ
	Довжина	380 км
	Кількість фаз	Трифазна п'яти провідна
	Кількість опор	60
	Тип і кількість ізоляторів	2 СТТ-25, 208 шт
	Додаткові пристрої	Провід РЕ

4.2 Визначення обсягів і послідовності робіт у ході експлуатації електричних мереж

Під час експлуатації електричних мереж можуть виникти такі аварії як обриви ліній, тому під час аварії на електричній мережі з номінальною напругою 110 кВ з подальшим можливим коротким замиканням, спрацює диференційний захист.

Таблиця 4.3 - Послідовність виконання робіт

Вид робіт	Спосіб доставки і розгрузки	Період виконання робіт і тривалість	Кількісний склад бригади	Група з електробезпеки
Демонтаж кабельної лінії	-	Літній, 7 робочих днів	6 осіб	Не менш як III
Монтаж кабельної лінії	Транспорт та механічна розгрузка	Літній, 28 робочих днів	6 осіб	Не менш як III

4.3 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях

Загалом, для ліквідаційних робіт на висоті на здоров'я працівників будуть впливати наступні умови праці, що наведено в табл. 4.4.

Таблиця 4.4 - Чинники умов праці та їх показники

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення показника
Параметри мікроклімату	Температура повітря	18°-28°
	Вологість повітря	65-87%
	Швидкість вітру	0,01-0,1 м/с
Важкість праці	Переміщення вантажів	До 15 кг
	Робоче положення	Сточи, зігнувшись, довго тримаючи руки над головою
	Статичні та динамічні навантаження	55 Вт
	Категорія робіт	II категорія
Напруженість праці	Тривалість зосередженого спостереження	50% робочого часу
	Тривалість активний дій	75% робочого часу
	Змінність	1 зміна, що триває 8 годин
	Напруженість на зорову систему	35% робочого часу
	Категорія	II категорія
Освітлення	Природне	74%
	Штучне	1 лк
	Категорія робіт	II категорія

4.4 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі виробничі чинники, які виникають у ході виконання певних робіт, наведено у таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 - Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
Електричного походження		
Напруга	110 кВ	20В
Струм	80 А	0,6 мА
Напруженість електричного поля	15 кВ/м	5 кВ/м
Напруженість магнітного поля	4,2 кА/м	1,4 кА/м
Неелектричного походження		
Шум	100 дБА	85 дБА
Оцінка умов праці	Шкідливі І категорії	

4.5 Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці

Таблиця 4.6 - Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
1	2	3
Технічні заходи з електробезпеки		
Ізоляція	Робоча струмовідних частин	Полівінілхлорид, $R = 10^{15} \text{ Ом}$, $\text{tg} \delta = 0.02$
Попереджувальні плакати	Для приводів роз'єднувачів РГ-100 має бути вивішений плакат	Текст плакату: «Не вмикати! Робота на лінії».
	Після встановлення заземлення вивісити плакат	Текст плакату: «Заземлено!»
Заземлення	Встановлення заземлення	Допускається встановлення заземлень з обох боків повітряної лінії на якій ведуться роботи. Відстань між заземленнями має бути не більше ніж 2 км. Заземлення встановлюється знизу вгору.

Продовження таблиці 4.6

1	2	3
Огороджувальні засоби	Огорожі	Сітчаста, висота 2м, механічне блокування входу
Організаційні заходи з електробезпеки		
Перевірка напруги	Відсутність напруги	Черговому необхідно перевірити напрямку і зовнішніх ознак лінії та позначень на опорах, що відповідають диспетчерським найменуванням ліній
Організаційні засоби перед початком робіт висоти		
Проведення інструктажу	Перед початком роботи допускач має провести інструктаж	Інструктаж з заходів безпеки
Перевірки готовності	Підготовка до ліквідації	Встановлення плакатів, заземлень
	Підготовка робочого місця	Перевірити справність інструменту, пристосувань і засобів захисту

4.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Таблиця 4.7- Перелік засобів індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка/маркування, модель, матеріал	Гарантований термін використання	Технічні характеристики
1	2	3	4	5
Захисний одяг	Захист від знижених температур	Костюм, ТВН «Морозко»	2 роки активного використання	За температури повітря -25°C
Захисне взуття	Захист від механічних ушкоджень	Черевики, МЗ «Електра».	6 місяців	Під час переміщення вантажів масою до 15 кг
Захист рук	Захист від механічних ушкоджень	Рукавички, поліестер з бавовною.	5 робочих змін	Під час монтажних робіт
Захист голови	Захист від електричного струму	QAURTZ.2,3,4, каска від механічного впливу	2 роки	Під час робіт з прокладання кабелю

Продовження таблиці 4.7

1	2	3	4	5
Захист очей	Захист від електричної дуги та ультра-фіолетового випромінювання	Закриті подвійні окуляри з полікарбонату	2 роки	Під час робіт в електроустановках
Захист для роботи на висоті	Захист від падіння з висоти	ПН «Верхолаз»	До першого використання	Під час роботи на висоті більш як 1,3 м.

Таблиця 4.8 - Перелік електрозахисних засобів

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
Електричний ЗІЗ	Діалектичні рукавички	Для робіт під напругою до 1000В, призначенні для використанні від +40°C до -40°C	Підключення повітряних ліній після ремонту, періодичні випробування
Контрольно-сигнальні прилади	Показчики напруги	Визначають напругу від 12-380В для ланцюгах зі змінним струмом та від 12-500В в ланцюгах з постійним струмом	Визначення напруги. Фази і нуля, під час ліквідації аварії та під час періодичних випробувань
Захисні пристосування	Захисне переносне заземлення, ізолюючі підставки, плакати безпеки.	Виконання робіт	0,4 – 10 Раз у 24 місяці

4.7 Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій

Відповідно до норм з пожежної безпеки на енергетичних об'єктах вибирають первинні засоби до тушіння пожеж (вогнегасник, пожежний інвентар), а також технічні та організаційні – у разі виникнення пожежі або вибуху. Результати вибору наведені у табл. 4.9.

Таблиця 4.9. Перелік заходів і засобів з пожежної безпеки

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
Організаційні		
План дій під час пожеж чи вибухів	Чіткий план дій працівників під час пожеж та вибухів, дотримання правил пожежної безпеки.	Відділ з охорони праці
Технічні		
Первинні засоби до тушіння пожеж	Пересувний вогнегасник, тривалість дії до 30с, довжина струменя 5м	Дані вогнегасники при собі необхідно мати бригаді ліквідаторів аварії
ЗІЗ		
Саморятівник під час пожежі	Номінальний час захисної дії за легеневої вентиляції - 30 л/хв	Багаторазове використання, термін придатності 5,5 років
	Опір диханню за температури $(23 \pm 2)^{\circ}\text{C}$ - 1300Па	
	Об'єм дихального мішка – 6с	
	Об'ємна частка кисню у вдихуваний газовій дихальної суміші –21%	

4.8 Вибір та розрахунок технічних засобів з безпеки експлуатації

Основним технічним засобом є захисне заземлення. Проведемо розрахунок захисного заземлення опори 110 кВ. Вхідна інформація для розрахунку наведена у табл. 4.10.

Таблиця 4.10 - Вхідна інформація

Елементи заземлення	Параметри елементів заземлення
Тип ґрунту	Чорнозем
Вертикальний заземлювач (ВЗ)	Сталевий прут Ø60мм
Горизонтальний заземлювач (ГЗ)	Сталева пластина 5×12 мм
Глибина закладання ВЗ	2,6 м
Глибина закладання ГЗ	0,7 м
Довжина ВЗ	3 м

Визначимо розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_{\text{розр_ВЗ}} = 30 \cdot 1,3 = 39 \text{ Ом} \cdot \text{м} - \text{для ВЗ}$$

$$\rho_{\text{розр_ГЗ}} = 30 \cdot 3,5 = 105 \text{ Ом} \cdot \text{м} - \text{для ГЗ}$$

Визначимо відстань від поверхні ґрунту до середини ВЗ:

$$t = t_0 + \frac{l_1}{2} = 0,7 + \frac{4}{2} = 2,7 \text{ м}$$

Далі розрахуємо опір розтікання ВЗ:

$$R_{\text{ВЗ}} = \frac{\rho_{\text{розр_ВЗ}}}{2 \cdot \pi \cdot l_1} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l_1}{d} + \frac{1}{2} \cdot \frac{4 \cdot t + l_1}{4 \cdot t - l_1} \right) = \frac{39}{2 \cdot \pi \cdot 4} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 4}{0,06} + \frac{1}{2} \cdot \frac{4 \cdot 2,7 + 4}{4 \cdot 2,7 - 4} \right) = 4,196 \text{ Ом.}$$

$R_{\text{шт}}$ повинен бути не більше, ніж 0,5 Ом, оскільки $R_{\text{ВЗ}} > R_{\text{шт}}$, то сполучимо паралельно кілька вертикальних заземлювачів.

Потім визначаємо потрібну кількість ВЗ, при $\frac{\alpha}{l_1} = 1$

$$n' = \frac{R_{\text{ВЗ}}}{R_{\text{шт}} \cdot \eta_e} = \frac{R_{\text{ВЗ}}}{R_{\text{шт}} \cdot \frac{\alpha}{l_1}} = \frac{4,196}{0,5 \cdot 1} = 8,392 \text{ шт}$$

Кількість вертикальних заземлювачів — 17 шт., а фактичний коефіцієнт екранування $\eta_{\text{еф_В}} = 0,55$.

Довжина горизонтальних заземлювачів у разі розміщення вертикальних заземлювачів у контурі:

$$l_{\text{Г}} = 2 \cdot (L + D) \approx 4 \cdot 16 = 64 \text{ м.}$$

Опір струму розтікання горизонтального прямокутного заземлювача визначається наступним чином:

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{розр}_{\Gamma 3}}}{2 \cdot \pi \cdot l_2} \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot l_2^2}{b_{\Gamma} \cdot t_{\Gamma}} \right) = \frac{105}{2 \cdot \pi \cdot 64} \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 64^2}{0.05 \cdot 0.7} \right) = 3.228 \text{ Ом.}$$

Для визначення еквівалентного опору струму розтікання штучного заземлювача необхідно, щоб фактичний коефіцієнт екранування горизонтальних заземлювачів $\eta_{\text{еф}_{\Gamma}} = 0.5$, тоді:

$$R_{\text{шт}}' = \frac{R_{\text{в1}} \cdot R_{\Gamma}}{R_{\text{в1}} \cdot \eta_{\text{еф}_{\Gamma}} + R_{\Gamma} \cdot n \cdot \eta_{\text{еф}_{\text{в}}}} = \frac{4,196 \cdot 3,228}{4,196 \cdot 0,5 + 3,228 \cdot 17 \cdot 0,55} = 0,23 \text{ Ом.}$$

Можна зробити висновок, що отримане значення опору штучного не перевищує значення $R_{\text{шт}} = 0,5 \text{ Ом.}$

Висновки до розділу 4

Було досліджено небезпечні ситуації, що можуть статись під час ліквідації аварії на повітряних лініях та заходи для запобігання аварій, також було досліджено умови праці робітників.

Ремонті роботи на лініях проводяться лише за наявності наряду-допуску. За виконання робіт несе відповідальність керівник з V групою. Допускач з IV категорією проводить інструктаж з техніки безпеки перед початком ліквідаційних робіт.

Перед початком робіт необхідно вивісити плакат для приводів роз'єднувачів РГ-100 з текстом «Не вмикати! Робота на лінії». Цей плакат вивішується і знімається лише за вказівкою керівника. Після того як встановлено переносні заземлення, необхідно вивісити плакат «Заземлено!». Також допускається встановлення заземлень з обох боків повітряної лінії на якій ведуться роботи. Відстань між заземленнями має бути не більше ніж 2 км.

Працівник що буде проводити роботи на висоті має перевірити стійкість та міцність опори. Під час підйому на опору працівнику необхідно закріпити себе стропом запобіжного ременя. Окрім того, працівник має бути оснащеним засобами індивідуального захисту для роботах на висоті.

5 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ У ВУЗЛІ 5 РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

5.1 Опис вузла проекрованої підстанції районної електричної мережі

Проектована підстанція 110/35/10 кВ розміщена у вузлі 5 районної електричної мережі. До вузла 5 підходять чотири повітряні лінії електропередавання 110 кВ: 2-5 з проводом марки АС-70/11 довжиною 18 км, 3-5 з проводом марки АС-240/39 довжиною 10 км, 6-5 з проводом марки АС-240/39 довжиною 11 км та 7-5 з проводом марки АС-70/11 довжиною 18 км.

Проектована підстанція являється вузловою, з 2 паралельно діючими трансформаторами типу ТДТН-16000/110. Навантаження сторони СН є $S_{\text{СН}} = 4 - j2,48$ МВА з 6 приєднаннями. Навантаження сторони НН є $S_{\text{НН}} = 13 - j8,06$ МВА з 10 приєднаннями.

5.2 Опис головної схеми електричних з'єднань підстанції

Відкритий розподільчий пристрій (ВРП)-110 кВ виконано згідно схеми № 110-6 – одна працююча, секціонована вимикачем, і обхідна система шин. Ця схема використовується для вузлових підстанцій при кількості під'єднаних ліній не менше трьох та не більше шести з можливістю забезпечення резервування не більше однієї лінії.

ВРП-35 кВ виконано за схемою № 35-5 – одна працююча, секціонована вимикачем, система шин. Ця схема виконується з кількістю приєднань на секцію не менше двох.

Закритий розподільчий пристрій (ЗРП)-10 кВ реалізовано за схемою № 10-5 – одна працююча, секціонована вимикачем, система шин. Ця схема реалізовується з кількістю приєднань на секцію не менше двох, кожне приєднання конструктивно представляє собою окрему щільну комірку.

Для виокремлення струмів короткого замикання та забезпечення можливості ремонту збірних шин очікуватиметься секційний вимикач (СВ), який вимкнений в оптимальному режимі роботи. При відключенні одного з трансформаторів СВ

автоматично вмикається пристроєм автоматичного введення резерву. Переваги цієї схеми: економчність і простота. Недоліки схеми :

- а) вимкнення всієї секції на час ремонту збірних шин;
 - б) при ремонті вимикачів потрібно вимикати відповідне приєднання;
 - в) при короткому замиканні на збірних шинах вимикається одна секція.
- Тому споживачі I та II категорій мають житися від різних секцій РП.

5.3 Обрахунок струмів короткого замикання на підстанції

Обрахунок здійснюється, щоб визначити максимальне значення струмів короткого замикання для вибору знаряддя на підстанції. Обрахунковими точками є шини ВН, СН і НН підстанції 5.

За обрахунковою схемою районної електричної мережі складемо схему заміщення прямої послідовності (рис.5.1).

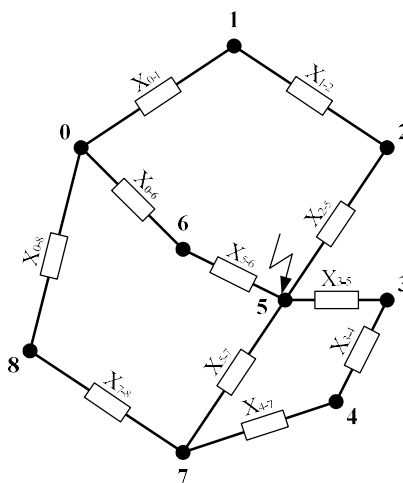


Рисунок 5.1 – Схема заміщення районної електричної мережі

Перетворення схеми заміщення прямої послідовності

Перетворимо параметри схеми заміщення до наступних типових умов:

$$S_6 = 1000 \text{ МВА};$$

$$U_6 = 115 \text{ кВ.}$$

Тоді типовий струм:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

Обрахуємо опори прямої послідовності для ЛЕП у відносних одиницях. Для ПЛ 0-1 отримаємо:

$$x_{0-1}^* = x_{л0-1} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 7,25 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,548 \text{ в. о.}$$

Обрахунок опорів інших ПЛ виконуємо так само. Результат обрахунку показано в табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – Індуктивні опори ПЛ

Ділянка (i-j)	Довжина ділянки, км	x_i , Ом	x_i^* , в.о.
0-1	18	7,25	0,548
0-6	14	5,64	0,426
0-8	21	8,46	0,64
1-2	18	7,25	0,548
2-5	18	7,97	0,603
5-6	11	4,43	0,335
3-5	10	4,03	0,305
3-4	11	4,87	0,368
5-7	18	7,97	0,603
4-7	16	6,8	0,514
7-8	18	7,25	0,548

Зробимо еквівалентування схеми відносно точки короткого замикання.

$$x_1^* = x_{0-1}^* + x_{1-2}^* + x_{2-5}^* = 0,548 + 0,548 + 0,603 = 1,699 \text{ в. о. ;}$$

$$x_2^* = x_{0-6}^* + x_{5-6}^* = 0,426 + 0,335 = 0,761 \text{ в. о. ;}$$

$$x_3^* = x_{3-5}^* + x_{3-4}^* + x_{4-7}^* = 0,305 + 0,368 + 0,514 = 1,187 \text{ в. о. ;}$$

$$x_4^* = x_{0-8}^* + x_{7-8}^* = 0,64 + 0,548 = 1,188 \text{ в. о.}$$

Етап еквівалентування наведено на рис. 5.2.

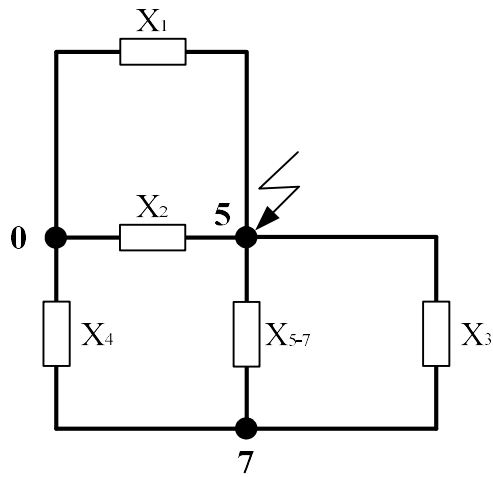


Рисунок 5.2 – Схема на етапі еквівалентування

$$x_5^* = \frac{x_3^* \cdot x_{5-7}^*}{x_3^* + x_{5-7}^*} = \frac{1,187 \cdot 0,603}{1,187 + 0,603} = 0,4 \text{ в. о.};$$

$$x_6^* = x_4^* + x_5^* = 1,188 + 0,4 = 1,588 \text{ в. о.}$$

Етап еквівалентування наведено на рис. 5.3.

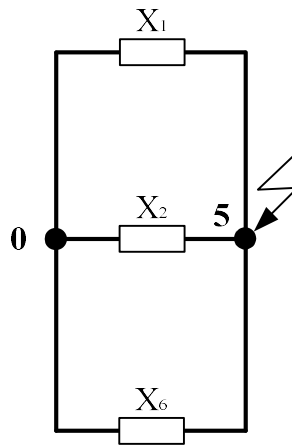


Рисунок 5.3 – Схема на етапі еквівалентування

Еквівалентний опір прямої послідовності:

$$x_{\text{екв.1}}^* = \frac{1}{\frac{1}{x_1^*} + \frac{1}{x_2^*} + \frac{1}{x_6^*}} = \frac{1}{\frac{1}{1,699} + \frac{1}{0,761} + \frac{1}{1,588}} = 0,395 \text{ в. о.}$$

Еквівалентна схема заміщення прямої послідовності розміщена на рис. 5.4.

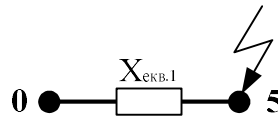


Рисунок 5.4 – Еквівалентна схема заміщення прямої послідовності

Перетворення схеми заміщення нульової послідовності

При з'єднанні обмоток ВН-СН-НН трансформатора за схемою Y_n-Y-D обмотка СН струмом нульової послідовності не обтікається. Триобмотковий трансформатор для струмів нульової послідовності виглядає як двообмотковий і вноситься до схеми заміщення опором X_{B-H} [1].

Знайдемо приведені значення опорів нульової послідовності для трансформаторів. Для трансформаторів пункту 1 отримаємо:

$$x_{T1}^* = \frac{U_{к\text{ВН}1} \% \cdot S_6}{n \cdot 100 \cdot S_{H1}} = \frac{17 \cdot 1000}{2 \cdot 100 \cdot 16} = 5,313 \text{ в. о.}$$

Обрахунок приведених опорів нульової послідовності інших трансформаторів проводимо так само. Результат обрахунку показано в табл. 5.2.

Таблиця 5.2 – Індуктивні опори трансформаторів

№ пункту	Тип трансформатора	X_{i*} , в.о.
1	ТДТН-16000/110	5,313
2	ТДН-16000/110	3,281
3	ТДТН-16000/110	5,313
4	ТДТН-16000/110	5,313
5	ТДТН-16000/110	5,313
6	ТДТН-16000/110	5,313
7	ТДТН-16000/110	5,313
8	ТДН-16000/110	3,281

Знайдемо приведені опори нульової послідовності. Для ПЛ 0-1 отримаємо:

$$x_{0\text{ }0-1}^* = 2 \cdot x_{0-1}^* = 2 \cdot 0,548 = 1,096 \text{ в. о.}$$

Результати обрахунку опорів ПЛ показано в табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Опори нульової послідовності ЛЕП

Ділянка (i-j)	$X_{i*}, \text{В.О.}$	Ділянка (i-j)	$X_{i*}, \text{В.О.}$
0-1	1,096	3-5	0,609
0-6	0,853	3-4	0,736
0-8	1,279	5-7	1,205
1-2	1,096	4-7	1,028
2-5	1,205	7-8	1,096
5-6	0,67		

Схему заміщення нульової послідовності наведено на рис. 5.5.

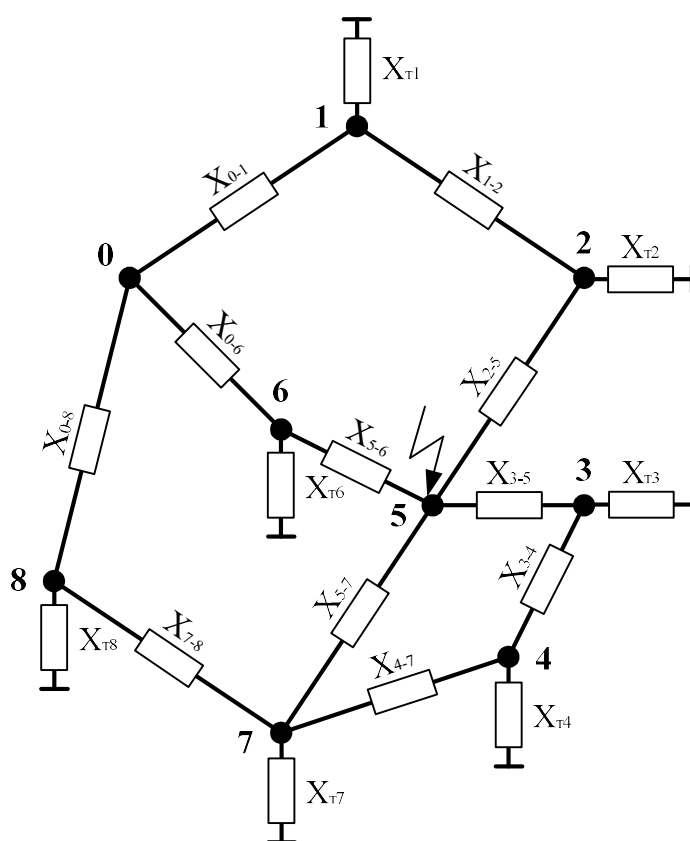


Рисунок 5.5 – Схема заміщення нульової послідовності

Проведемо еквівалентування схеми відносно точки короткого замикання:

$$X_1^* = \frac{X_{T1}^* \cdot X_{T2}^*}{X_{T1}^* + X_{T2}^* + X_{0\ 1-2}^*} = \frac{5,313 \cdot 3,281}{5,313 + 3,281 + 1,096} = 1,799 \text{ в. о.};$$

$$X_2^* = \frac{X_{T1}^* \cdot X_{0\ 1-2}^*}{X_{T1}^* + X_{T2}^* + X_{0\ 1-2}^*} = \frac{5,313 \cdot 1,096}{5,313 + 3,281 + 1,096} = 0,601 \text{ в. о.};$$

$$X_3^* = \frac{X_{T2}^* \cdot X_{0\ 1-2}^*}{X_{T1}^* + X_{T2}^* + X_{0\ 1-2}^*} = \frac{3,281 \cdot 1,096}{5,313 + 3,281 + 1,096} = 0,371 \text{ в. о.};$$

$$X_4^* = \frac{X_{T3}^* \cdot X_{T4}^*}{X_{T3}^* + X_{T4}^* + X_{0\ 3-4}^*} = \frac{5,313 \cdot 5,313}{5,313 + 5,313 + 0,736} = 2,484 \text{ в. о.};$$

$$X_5^* = \frac{X_{T3}^* \cdot X_{0\ 3-4}^*}{X_{T3}^* + X_{T4}^* + X_{0\ 3-4}^*} = \frac{5,313 \cdot 0,736}{5,313 + 5,313 + 0,736} = 0,344 \text{ в. о.};$$

$$X_6^* = \frac{X_{T4}^* \cdot X_{0\ 3-4}^*}{X_{T3}^* + X_{T4}^* + X_{0\ 3-4}^*} = \frac{5,313 \cdot 0,736}{5,313 + 5,313 + 0,736} = 0,344 \text{ в. о.};$$

$$X_7^* = \frac{X_{T7}^* \cdot X_{T8}^*}{X_{T7}^* + X_{T8}^* + X_{0\ 7-8}^*} = \frac{5,313 \cdot 3,281}{5,313 + 3,281 + 1,096} = 1,799 \text{ в. о.};$$

$$X_8^* = \frac{X_{T8}^* \cdot X_{0\ 7-8}^*}{X_{T7}^* + X_{T8}^* + X_{0\ 7-8}^*} = \frac{3,281 \cdot 1,096}{5,313 + 3,281 + 1,096} = 0,371 \text{ в. о.};$$

$$X_9^* = \frac{X_{T7}^* \cdot X_{0\ 7-8}^*}{X_{T7}^* + X_{T8}^* + X_{0\ 7-8}^*} = \frac{5,313 \cdot 1,096}{5,313 + 3,281 + 1,096} = 0,601 \text{ в. о.};$$

$$X_{10}^* = X_{0\ 0-6}^* + X_{0\ 5-6}^* + \frac{X_{0\ 0-6}^* \cdot X_{0\ 5-6}^*}{X_{T6}^*} = 0,853 + 0,67 + \frac{0,853 \cdot 0,67}{5,313} = 1,63 \text{ в. о.};$$

$$X_{11}^* = X_{T6}^* + X_{0\ 0-6}^* + \frac{X_{T6}^* \cdot X_{0\ 0-6}^*}{X_{0\ 5-6}^*} = 5,313 + 0,853 + \frac{5,313 \cdot 0,853}{0,67} = 12,929 \text{ в. о.};$$

$$X_{12}^* = X_{T6}^* + X_{0\ 5-6}^* + \frac{X_{T6}^* \cdot X_{0\ 5-6}^*}{X_{0\ 0-6}^*} = 5,313 + 0,67 + \frac{5,313 \cdot 0,67}{0,853} = 10,155 \text{ в. о.}$$

Етап еквівалентування продемонстровано на рис. 5.6.

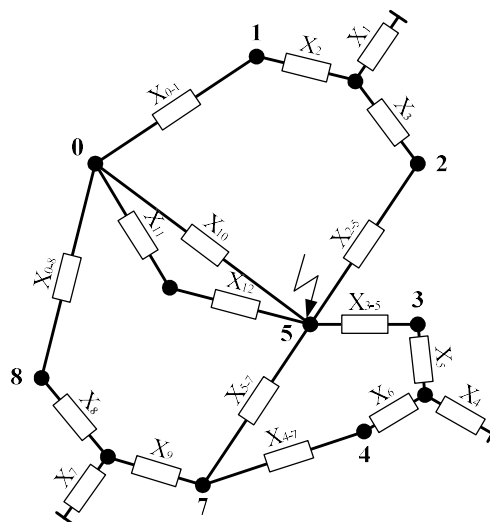


Рисунок 5.6 – Схема на етапі еквівалентування

$$x_{13}^* = x_2^* + x_{0\ 0-1}^* = 0,601 + 1,096 = 1,697 \text{ в. о.};$$

$$x_{14}^* = x_3^* + x_{0\ 2-5}^* = 0,371 + 1,205 = 1,577 \text{ в. о.};$$

$$x_{15}^* = x_5^* + x_{0\ 3-5}^* = 0,344 + 0,609 = 0,954 \text{ в. о.};$$

$$x_{16}^* = x_6^* + x_{0\ 4-7}^* = 0,344 + 1,028 = 1,373 \text{ в. о.};$$

$$x_{17}^* = x_8^* + x_{0\ 0-8}^* = 0,371 + 1,279 = 1,651 \text{ в. о.};$$

$$x_{18}^* = x_{11}^* + x_{12}^* = 12,929 + 10,155 = 23,084 \text{ в. о.};$$

$$x_{19}^* = \frac{x_{10}^* \cdot x_{18}^*}{x_{10}^* + x_{18}^*} = \frac{1,63 \cdot 23,084}{1,63 + 23,084} = 1,523 \text{ в. о.}$$

Етап еквівалентування продемонстровано на рис. 5.7.

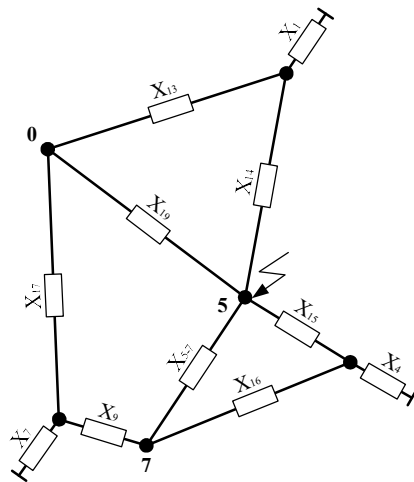


Рисунок 5.7 – Схема на етапі еквівалентування

$$x_{20}^* = x_{13}^* + x_{14}^* + \frac{x_{13}^* \cdot x_{14}^*}{x_1^*} = 1,697 + 1,577 + \frac{1,697 \cdot 1,577}{1,799} = 4,762 \text{ в. о.};$$

$$x_{21}^* = x_1^* + x_{12}^* + \frac{x_1^* \cdot x_{13}^*}{x_{14}^*} = 1,799 + 1,697 + \frac{1,799 \cdot 1,697}{1,577} = 5,433 \text{ в. о.};$$

$$x_{22}^* = x_1^* + x_{14}^* + \frac{x_1^* \cdot x_{14}^*}{x_{13}^*} = 1,799 + 1,577 + \frac{1,799 \cdot 1,577}{1,697} = 5,046 \text{ в. о.};$$

$$x_{23}^* = x_{15}^* + x_{16}^* + \frac{x_{15}^* \cdot x_{16}^*}{x_4^*} = 0,954 + 1,373 + \frac{0,954 \cdot 1,373}{2,484} = 2,854 \text{ в. о.};$$

$$x_{24}^* = x_4^* + x_{15}^* + \frac{x_4^* \cdot x_{15}^*}{x_{16}^*} = 2,484 + 0,954 + \frac{2,484 \cdot 0,954}{1,373} = 5,164 \text{ в. о.};$$

$$x_{25}^* = x_4^* + x_{16}^* + \frac{x_4^* \cdot x_{16}^*}{x_{15}^*} = 2,484 + 1,373 + \frac{2,484 \cdot 1,373}{0,954} = 7,432 \text{ в. о.};$$

$$x_{26}^* = x_9^* + x_{17}^* + \frac{x_9^* \cdot x_{17}^*}{x_7^*} = 0,601 + 1,651 + \frac{0,601 \cdot 1,651}{1,799} = 2,803 \text{ в. о.};$$

$$x_{27}^* = x_7^* + x_{17}^* + \frac{x_7^* \cdot x_{17}^*}{x_9^*} = 1,799 + 1,651 + \frac{1,799 \cdot 1,651}{0,601} = 8,39 \text{ в. о.};$$

$$x_{28}^* = x_7^* + x_9^* + \frac{x_7^* \cdot x_9^*}{x_{17}^*} = 1,799 + 0,601 + \frac{1,799 \cdot 0,601}{1,651} = 3,055 \text{ в. о.}$$

Етап еквівалентування продемонстровано на рис. 5.8.

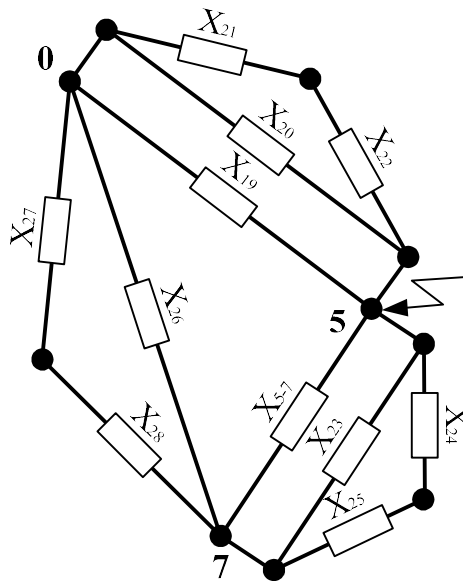


Рисунок 5.8 – Схема на етапі еквівалентування

$$x_{29}^* = x_{21}^* + x_{22}^* = 5,433 + 5,046 = 10,479 \text{ в. о.};$$

$$x_{30}^* = \frac{1}{\frac{1}{x_{29}^*} + \frac{1}{x_{20}^*} + \frac{1}{x_{19}^*}} = \frac{1}{\frac{1}{10,479} + \frac{1}{4,762} + \frac{1}{1,523}} = 1,039 \text{ в. о.};$$

$$x_{31}^* = x_{24}^* + x_{25}^* = 5,164 + 7,432 = 12,596 \text{ в. о.};$$

$$x_{32}^* = \frac{1}{\frac{1}{x_{0\ 5-7}^*} + \frac{1}{x_{23}^*} + \frac{1}{x_{31}^*}} = \frac{1}{\frac{1}{1,205} + \frac{1}{2,854} + \frac{1}{12,596}} = 0,794 \text{ в. о.};$$

$$x_{33}^* = x_{27}^* + x_{28}^* = 8,39 + 3,055 = 11,445 \text{ в. о.};$$

$$x_{34}^* = \frac{x_{26}^* \cdot x_{33}^*}{x_{26}^* + x_{33}^*} = \frac{2,803 \cdot 11,445}{2,803 + 11,445} = 2,252 \text{ в. о.}$$

Етап еквівалентування продемонстровано на рис. 5.9.

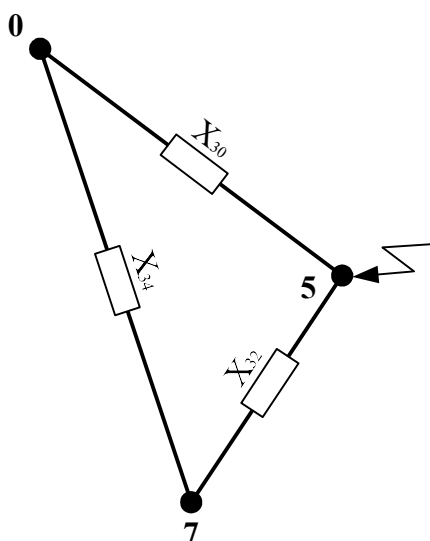


Рисунок 5.9 – Схема на етапі еквівалентування

$$x_{35}^* = x_{32}^* + x_{34}^* = 0,794 + 2,252 = 3,046 \text{ в. о.}$$

Еквівалентний опір нульової послідовності:

$$x_{\text{екв.0}}^* = \frac{x_{30}^* \cdot x_{35}^*}{x_{30}^* + x_{35}^*} = \frac{1,039 \cdot 3,046}{1,039 + 3,046} = 0,775 \text{ в. о.}$$

Еквівалентна схема заміщення нульової послідовності продемонстрована на рис. 5.10.

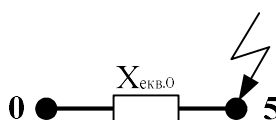


Рисунок 5.10 – Еквівалентна схема заміщення нульової послідовності

Розрахунок струмів короткого замикання на шинах 110 кВ

Однолінійна схема підстанції для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис. 5.11.

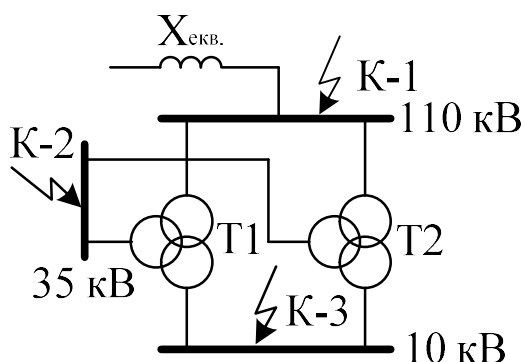


Рисунок 5.11 – Однолінійна схема ПС

Трифазне коротке замикання на шинах 110 кВ

Періодична складова струму короткого замикання в точці К-1:

$$I_{п0}^{(3)} = \frac{I_6}{x_{екв.1}} = \frac{5,02}{0,395} = 12,71 \text{ кА.}$$

Значення ударного струму короткого замикання в точці К-1:

$$i_y^{(3)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 12,71 = 28,94 \text{ кА,}$$

де $k_y = 1,61$ – ударний коефіцієнт.

Значення повного струму короткого замикання в точці К-1:

$$I_{п}^{(3)} = I_{п0}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 12,71 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 16,786 \text{ кА.}$$

Двофазне коротке замикання на шинах 110 кВ

Коефіцієнт пропорційності при двофазному короткому замиканні:

$$m^{(2)} = \sqrt{3}.$$

Періодична складова струму короткого замикання в точці К-1:

$$I_{п0}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{I_6}{x_{екв.1} + x_{екв.2}} = \sqrt{3} \cdot \frac{5,02}{0,395 + 0,395} = 11,008 \text{ кА.}$$

Значення ударного струму короткого замикання в точці К-1:

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(2)} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 11,008 = 25,063 \text{ кА.}$$

Значення повного струму короткого замикання в точці К-1:

$$I_{п}^{(2)} = I_{п0}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 11,008 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 14,537 \text{ кА.}$$

Однофазне коротке замикання на шинах 110 кВ

Коефіцієнт пропорційності при однофазному короткому замиканні:

$$m^{(1)} = 3.$$

Періодична складова струму короткого замикання в точці К-1:

$$I_{п0}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{I_6}{x_{екв.1} + x_{екв.2} + x_{екв.0}} = 3 \cdot \frac{5,02}{0,395 + 0,395 + 0,775} = 9,624 \text{ кА}.$$

Значення ударного струму короткого замикання в точці К-1:

$$i_y^{(1)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(1)} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,624 = 21,914 \text{ кА}.$$

Значення повного струму короткого замикання в точці К-1:

$$I_{п}^{(1)} = I_{п0}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 9,624 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 12,711 \text{ кА}.$$

Обрахунок струмів короткого замикання на шинах 35 кВ

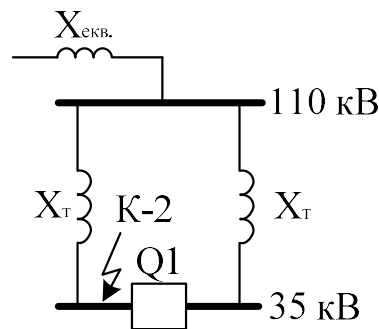


Рисунок 5.12 – Коротке замикання на шинах 35 Кв

Опір силового трансформатора, встановленого в пункті 5 в нормальних одиницях, що відповідає опору зворотної та прямої послідовності:

$$x_{т5} = \frac{U_{к(в-с)5} \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{н5}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,563 \text{ в. о.}$$

Двофазне коротке замикання на шинах 35 кВ

а) СВ Q1 увімкнений.

Періодична складова струму короткого замикання в точці К-2:

$$I_{п0}^{(2)} = \frac{I_6}{\left(\left(x_{екв.1} + \frac{x_{т5}}{2} \right) + \left(x_{екв.2} + \frac{x_{т5}}{2} \right) \right) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1} \right)^2} =$$

$$= \frac{5,02}{\left(\left(0,395 + \frac{6,563}{2} \right) + \left(0,395 + \frac{6,563}{2} \right) \right) \cdot \left(\frac{38,5}{115} \right)^2} = 6,092 \text{ кА.}$$

Значення ударного струму короткого замикання в точці К-2:

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(2)} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,092 = 13,871 \text{ кА.}$$

Значення повного струму короткого замикання в точці К-2:

$$I_{п}^{(2)} = I_{п0}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 6,092 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 8,046 \text{ кА.}$$

б) СВ Q1 вимкнений.

Періодична складова струму короткого замикання в точці К-2:

$$I_{п0}^{(2)} = \frac{I_6}{\left((x_{екв.1} + x_{Т5}) + (x_{екв.2} + x_{Т5}) \right) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1} \right)^2} =$$

$$= \frac{5,02}{\left((0,395 + 6,563) + (0,395 + 6,563) \right) \cdot \left(\frac{38,5}{115} \right)^2} = 3,219 \text{ кА.}$$

Значення ударного струму короткого замикання в точці К-2:

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(2)} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,219 = 7,329 \text{ кА.}$$

Значення повного струму короткого замикання в точці К-2:

$$I_{п}^{(2)} = I_{п0}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 3,219 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 4,251 \text{ кА.}$$

Однофазне коротке замикання на шинах 35 кВ

а) СВ Q1 увімкнений.

Періодична складова струму короткого замикання в точці К-2:

$$I_{п0}^{(1)} = \frac{I_6}{\left(\left(x_{екв.1} + \frac{x_{Т5}}{2} \right) + \left(x_{екв.2} + \frac{x_{Т5}}{2} \right) + x_{екв.0} \right) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1} \right)^2} =$$

$$= \frac{5,02}{\left(\left(0,395 + \frac{6,563}{2} \right) + \left(0,395 + \frac{6,563}{2} \right) + 0,775 \right) \cdot \left(\frac{38,5}{115} \right)^2} = 5,511 \text{ кА.}$$

Значення ударного струму короткого замикання в точці К-2:

$$i_y^{(1)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(1)} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,511 = 12,549 \text{ кА.}$$

Значення повного струму короткого замикання в точці К-2:

$$I_{\pi}^{(1)} = I_{\pi 0}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 5,511 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 7,279 \text{ кА.}$$

б) СВ Q1 вимкнений.

Періодична складова струму короткого замикання в точці К-2:

$$I_{\pi 0}^{(1)} = \frac{I_{\delta}}{\left((x_{\text{екв.1}} + x_{\text{T5}}) + (x_{\text{екв.2}} + x_{\text{T5}}) + x_{\text{екв.0}} \right) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1} \right)^2} =$$

$$= \frac{5,02}{((0,395 + 6,563) + (0,395 + 6,563) + 0,775) \cdot \left(\frac{38,5}{115} \right)^2} = 3,049 \text{ кА.}$$

Значення ударного струму короткого замикання в точці К-2:

$$i_y^{(1)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\pi 0}^{(1)} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,049 = 6,943 \text{ кА.}$$

Значення повного струму короткого замикання в точці К-2:

$$I_{\pi}^{(1)} = I_{\pi 0}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 3,049 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 4,027 \text{ кА.}$$

Розрахунок струмів короткого замикання на шинах 10 кВ

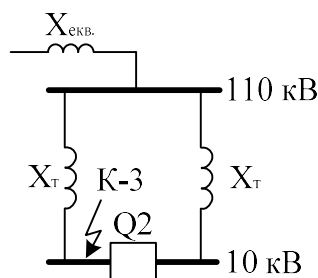


Рисунок 5.13 – Коротке замикання на шинах 10 кВ

Опір силового трансформатора, встановленого в пункті 5 в базисних одиницях, що відповідає опору прямої послідовності:

$$x_{\text{T5}} = \frac{U_{\text{к(в-н)5}} \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{н5}}} = \frac{17}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 10,625 \text{ в. о.}$$

Двофазне коротке замикання на шинах 10 кВ

а) СВ Q2 увімкнений.

Періодична складова струму короткого замикання в точці К-3:

$$I_{п0}^{(2)} = \frac{I_6}{\left(\left(x_{екв.1} + \frac{x_{Т5}}{2} \right) + \left(x_{екв.2} + \frac{x_{Т5}}{2} \right) \right) \cdot \left(\frac{U_3}{U_1} \right)^2} =$$

$$= \frac{5,02}{\left(\left(0,395 + \frac{10,625}{2} \right) + \left(0,395 + \frac{10,625}{2} \right) \right) \cdot \left(\frac{10,5}{115} \right)^2} = 52,757 \text{ кА.}$$

Значення ударного струму короткого замикання в точці К-3:

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(2)} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 52,757 = 120,123 \text{ кА.}$$

Значення повного струму короткого замикання в точці К-3:

$$I_{п}^{(2)} = I_{п0}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 52,757 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 69,676 \text{ кА.}$$

б) СВ Q2 вимкнений.

Періодична компонента струму короткого замикання в точці К-3:

$$I_{п0}^{(2)} = \frac{I_6}{\left((x_{екв.1} + x_{Т5}) + (x_{екв.2} + x_{Т5}) \right) \cdot \left(\frac{U_3}{U_1} \right)^2} =$$

$$= \frac{5,02}{\left((0,395 + 10,625) + (0,395 + 10,625) \right) \cdot \left(\frac{10,5}{115} \right)^2} = 27,324 \text{ кА.}$$

Значення ударного струму короткого замикання в точці К-3:

$$i_y^{(2)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(2)} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 27,324 = 62,214 \text{ кА.}$$

Значення повного струму короткого замикання в точці К-3:

$$I_{п}^{(2)} = I_{п0}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 27,324 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 36,087 \text{ кА.}$$

Однофазне коротке замикання на шинах 10 кВ

а) СВ Q2 увімкнений.

Періодична компонента струму короткого замикання в точці К-3:

$$I_{п0}^{(1)} = \frac{I_{\zeta}}{\left(\left(x_{екв.1} + \frac{x_{Т5}}{2} \right) + \left(x_{екв.2} + \frac{x_{Т5}}{2} \right) + \left(x_{екв.0} + \frac{x_{Т5}}{2} \right) \right) \cdot \left(\frac{U_3}{U_1} \right)^2} =$$

$$= \frac{5,02}{\left(\left(0,395 + \frac{10,625}{2} \right) + \left(0,395 + \frac{10,625}{2} \right) + \left(0,775 + \frac{10,625}{2} \right) \right) \cdot \left(\frac{10,5}{115} \right)^2}$$

$$= 34,408 \text{ кА.}$$

Значення ударного струму короткого замикання в точці К-3:

$$i_y^{(1)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(1)} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 34,408 = 78,343 \text{ кА.}$$

Значення повного струму короткого замикання в точці К-3:

$$I_{п}^{(1)} = I_{п0}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 34,408 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 45,442 \text{ кА.}$$

б) СВ Q2 вимкнений.

Періодична компонента струму короткого замикання в точці К-3:

$$I_{п0}^{(1)} = \frac{I_{\zeta}}{\left((x_{екв.1} + x_{Т5}) + (x_{екв.2} + x_{Т5}) + (x_{екв.0} + x_{Т5}) \right) \cdot \left(\frac{U_3}{U_1} \right)^2} =$$

$$= \frac{5,02}{\left((0,395 + 10,625) + (0,395 + 10,625) + (0,775 + 10,625) \right) \cdot \left(\frac{10,5}{115} \right)^2}$$

$$= 18,009 \text{ кА.}$$

Значення ударного струму короткого замикання в точці К-3:

$$i_y^{(1)} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(1)} = 1,61 \cdot \sqrt{2} \cdot 18,009 = 41,005 \text{ кА.}$$

Значення повного струму короткого замикання в точці К-3:

$$I_{п}^{(1)} = I_{п0}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 18,009 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 23,784 \text{ кА.}$$

Результати обрахунку струмів короткого замикання наведено в табл. 5.4.

Таблиця 5.4 – Результати обрахунку струмів короткого замикання

Місце та умови КЗ		Вид КЗ	$I_{п0}$, кА	i_y , кА	$I_{п}$, кА
ВРП-110 кВ, точка К-1		Трифазне	12,71	28,94	16,786
		Двофазне	11,008	25,063	14,537
		Однофазне	9,624	21,914	12,711
ВРП-35 кВ, точка К-2	СВ увімкнено	Двофазне	6,092	13,871	8,046
		Однофазне	5,511	12,549	7,279
	СВ вимкнено	Двофазне	3,219	7,329	4,251
		Однофазне	3,049	6,943	4,027
ЗРП-10 кВ, точка К-3	СВ увімкнено	Двофазне	52,757	120,123	69,676
		Однофазне	34,408	78,343	45,442
	СВ вимкнено	Двофазне	27,324	62,214	36,087
		Однофазне	18,009	41,005	23,784

5.4 Перевірка та вибір електричного знаряддя на підстанції

Електричне знаряддя підстанції обирається згідно з перевітками за такими критеріями:

Номінальна напруга обладнання повинна співпадати з номінальною напругою електроустановки, а робочий струм не має перевищувати номінальне значення для даного типу знаряддя:

$$\begin{aligned} U_{уст} &\leq U_{ном}; \\ I_{роб} &\leq I_{ном}; \end{aligned} \quad (5.1)$$

Перевірка на електродинамічну стійкість – ударне значення струму не може перевищувати значення струму динамічної стійкості знаряддя:

$$i_y \leq i_{дин}; \quad (5.2)$$

Перевірка на термічну стійкість – термічний вплив струму КЗ впродовж розрахункового часу не може перевищити вплив струму термічної стійкості знаряддя впродовж нормованого часу:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (5.3)$$

де $B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_{рза} + t_{вл} + T_a)$ – обрахункове значення теплового імпульсу;

I_T , t_T – прийнятний струм термічної стійкості і тривалість його протікання;

$t_{рза}$ – час спрацювання релейного захисту, $t_{рза}=0,05...1$ с;

$t_{вл}$ – власний час вимкнення комутатора;

T_a – стала згасання аперіодичної складової струму КЗ.

Перевірка на комутаційну здатність: повне значення струму КЗ не має перевищувати номінальний струм вимкнення:

$$I_{пт} \leq I_{відкл.ном.} \quad (5.4)$$

5.4.1 Розподільчий пристрій 10 кВ

ЗРП-10 кВ реалізовано комірками КРП-10 кВ. Вимірювальні трансформатори, роз'єднувачі, вимикачі, щитове вимірювальне устаткування вже вбудовано в кожную окрему комірку, тому не потребує додаткових перевірок.

Робочий струм приєднання є:

$$I_{роб.пр.} = 1,1 \cdot \frac{S_{нн}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн} \cdot n_{пр}} = 1,1 \cdot \frac{15,296 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10} = 92,516 \text{ А.}$$

Робочий струм збірних шин є:

$$I_{роб.ш.} = 1,1 \cdot \frac{S_{нн}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{нн}} = 1,1 \cdot \frac{15,296 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 462,58 \text{ А.}$$

Найбільше значення робочого струму є:

$$I_{нн} = \frac{S_{нн}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} = \frac{15,296 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 841,055 \text{ А.}$$

Отже, існує три окремі групи комірок: для секційного вимикача, для лінійного приєднання та для приєднання до трансформатора. У місці КЗ всі три типи вимикачів повинні відповідати вимогам динамічної, термічної стійкості та комутаційної здатності.

Максимальне значення ударного струму КЗ на стороні 10 кВ вважається 78,343 кА для двофазного КЗ.. КРП забезпечує струм динамічної стійкості 102 кА.

Термічний вплив струму:

$$W_K = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{рза}} + t_{\text{вл}} + T_a) = 27,324^2 \cdot (0,05 + 0,065 + 0,05) = 123,191 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

КРП забезпечує:

$$W_{\text{к ном}} = I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Максимальне значення повного струму вважається 36,087 кА для двофазного КЗ за номінального струму вимкнення 40 кА.

Збірні шини

Жорсткі шини 10 кВ перевіряються на термічну стійкість при КЗ, на динамічну стійкість та резонансну частоту коливань.

За обрахунковим значенням струму збірних шин $I_{\text{роб.ш.}} = 462,58 \text{ А}$ вважаються збірні алюмінієві шини розміром 50×6 із номінальним струмом $I_{\text{ном.ш.}} = 740 \text{ А}$.

За температури середовища всередині КРП-10 кВ 25°C, робоча температура шин є:

$$\theta_1 = \theta_0 + (\theta_{\text{доп.}} - \theta_0) \cdot \left(\frac{I_{\text{роб.ш.}}}{I_{\text{ном.ш.}}} \right)^2 = 25 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{462,58}{740} \right)^2 = 42,584 \text{ }^\circ\text{C},$$

де $\theta_0 = +25 \text{ }^\circ\text{C}$ – температура навколишнього середовища;

$\theta_{\text{доп.}} = +70 \text{ }^\circ\text{C}$ – прийнятна температура нагрівання шини в оптимальному режимі роботи.

За графіком нагріву однорідних провідників при протіканні струму КЗ, для визначеного θ_1 , величина $A_1 = 0,3 \cdot 10^4 \text{ А}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^4$. Друга точка, яка відповідає температурі при протіканні струму КЗ, є:

$$A_2 = A_1 + \frac{W_K}{S^2} = 0,3 \cdot 10^4 + \frac{123,191 \cdot 10^3}{(50 \cdot 6)^2} = 0,3 \cdot 10^4 \frac{\text{А}^2 \cdot \text{с}}{\text{мм}^4},$$

За графіком нагріву однорідних провідників при протіканні струму КЗ, для визначеного $A_2 = 0,3 \cdot 10^4 \text{ А}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^4$ температура $\theta_2 = 40 \text{ }^\circ\text{C}$, що є меншою за прийнятну для даного виду шин $\theta_{\text{доп.}} = 200 \text{ }^\circ\text{C}$.

Власна частота коливань шинної конструкції має бути до 30 Гц або понад 200 Гц.

У випадку одного листа в пакеті:

- момент інерції перерізу:

$$J = \frac{a \cdot b^3}{12} = \frac{0,050 \cdot 0,006^3}{12} = 9 \cdot 10^{-10} \text{ м}^4;$$

- момент опору перерізу:

$$W = \frac{a \cdot b^2}{6} = \frac{0,050 \cdot 0,006^2}{6} = 3 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3;$$

- частота коливань:

$$f = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{\rho \cdot S}} = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 1,15^2} \cdot \sqrt{\frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 9 \cdot 10^{-10}}{2698 \cdot 300 \cdot 10^{-6}}} = 28,391 \text{ Гц},$$

звідки l – відстань між опорними ізоляторами окремо взятої шини окремої фази, м; E – модуль Юнга, Па; J – момент інерції перерізу; ρ – густина матеріалу шини, кг/м³; S – переріз шини, м².

Динамічне зусилля при двофазному КЗ на шинах 10 кВ є:

$$F_q^{(2)} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_y^{(2)2} \cdot l}{a} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(62,214 \cdot 10^3)^2 \cdot 1,15}{1,3} = 684,796 \text{ Н}.$$

Динамічне зусилля при однофазному КЗ на шинах 10 кВ є:

$$F_q^{(1)} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_y^{(1)2} \cdot l}{a} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(41,005 \cdot 10^3)^2 \cdot 1,15}{1,3} = 297,477 \text{ Н},$$

звідки a – відстань між шинами сусідніх фаз, м.

Для ізоляторів повинна здійснюватися рівність:

$$F_q = 684,796 \text{ Н} \leq 0,6 \cdot N = 0,6 \cdot 3,75 \cdot 10^3 = 2250 \text{ Н},$$

звідки N – мінімальне розривне зусилля опорного ізолятора ІО(Р)-10-3,75.

Напруга в матеріалі шин. У випадку одного листа в пакеті:

$$\sigma = \frac{F_q \cdot l^2}{12 \cdot 2 \cdot W} = \frac{684,796 \cdot 1,15^2}{12 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 10^{-7}} = 1,258 \cdot 10^8 \text{ Па} = 125,784 \text{ МПа}.$$

Шина буде динамічно стійкою, оскільки здійснюється нерівність:

$$\sigma = 125,784 \text{ МПа} < [\sigma_a] = 127,196 \text{ МПа}.$$

Оскільки всі умови вибору здійснюються, беремо алюмінієві шини прямокутного перерізу $S = 50 \times 6 \text{ мм}$ з номінальним струмом $I_{\text{ном.ш.}} = 740 \text{ А}$.

До встановлення у ввідні комірки передбачаються вакуумні вимикачі ВВ-10/1000 та трансформатори струму ТШЛ-10-1000/5, у секційну та лінійні комірки – вакуумні вимикачі ВВ-10/630 та трансформатори струму ТШЛ-10-1000/5.

Для захисту ліній здійснюються обмежувачі перенапруги ОПНп-10/12/10 УХЛ1.

Заземлювачі рублячого типу ЗР-10 НУЗ розраховані на номінальну напругу 10 кВ електродинамічною стійкістю 235 кА, термічною стійкістю впродовж 1 с 90 кА.

Також повинні бути трансформатори напруги DNT-12 та запобіжники ПКТ 103 УЗ.

5.4.2 Розподільчий пристрій 35 кВ

Робочий струм приєднання є:

$$I_{\text{роб.пр.}} = \frac{S_{\text{сн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сн}} \cdot n_{\text{пр}}} = \frac{4,706 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 38,5 \cdot 6} = 11,763 \text{ А.}$$

Робочий струм збірних шин є:

$$I_{\text{роб.ш.}} = \frac{S_{\text{сн}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{сн}}} = \frac{4,706 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 38,5} = 35,289 \text{ А.}$$

Найбільше значення робочого струму є:

$$I_{\text{сн}} = \frac{S_{\text{сн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сн}}} = \frac{4,706 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 70,578 \text{ А.}$$

Отже, є три окремих типи знаряддя: «вимикач – роз'єднувач – вимірювальний трансформатор струму» – для лінійного приєднання, для секціонування та для приєднання безпосередньо до трансформатора. В місці КЗ всі три типи знаряддя проходять однакову перевірку.

Максимальне значення ударного струму КЗ на стороні 35 кВ є 13,871 кА для двофазного КЗ.

Термічний вплив струму:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{рза}} + t_{\text{вл}} + T_{\text{а}}) = 6,092^2 \cdot (0,05 + 0,065 + 0,2) = 11,692 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Перевірку групи обладнання підстанції мережі 110 кВ, а саме обладнання «вимикач – роз'єднувач – вимірювальний трансформатор струму» для лінійного приєднання показано в табл. 5.5-5.7.

Таблиця 5.5 – Перевірка вимикача ВГБ-35/630

Розрахункові параметри	Параметри вимикача
$I_{\text{роб.пр.}} = 11,763 \text{ А}$	$I_{\text{ном.}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 6,092 \text{ кА}$	$I_{\text{гр.с.}} = 12,5 \text{ кА}$
$i_y = 13,871 \text{ кА}$	$i_{\text{гр.с.}} = 35 \text{ кА}$
$B_k = 11,692 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{пт}} = 8,046 \text{ кА}$	$I_{\text{відкл.ном.}} = 12,5 \text{ кА}$

Таблиця 5.6 – Перевірка роз'єднувача РДЗ-2-35/1000 УХЛ1

Розрахункові параметри	Параметри роз'єднувача
$I_{\text{роб.пр.}} = 11,763 \text{ А}$	$I_{\text{ном.}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 6,092 \text{ кА}$	$I_{\text{гр.с.}} = 16 \text{ кА}$
$i_y = 13,871 \text{ кА}$	$i_{\text{гр.с.}} = 40 \text{ кА}$
$B_k = 11,692 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 5.7 – Перевірка трансформатора струму ТОЛ-35-III-II 150/5

Розрахункові параметри	Параметри трансформатора струму
$I_{\text{роб.пр.}} = 11,763 \text{ А}$	$I_1 = 150 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 6,092 \text{ кА}$	$I_{\text{гр.с.}} = 8,8 \text{ кА}$
$i_y = 13,871 \text{ кА}$	$i_{\text{гр.с.}} = 39 \text{ кА}$
$B_k = 11,692 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 8,8^2 \cdot 3 = 232,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Перевірку групи обладнання «вимикач – роз'єднувач – вимірювальний трансформатор струму» для секціонування показано в табл. 5.8-5.10.

Таблиця 5.8 – Перевірка вимикача ВГБ-35/630

Розрахункові параметри	Параметри вимикача
$I_{роб.ш.} = 35,289 \text{ А}$	$I_{ном.} = 630 \text{ А}$
$I_{п0} = 6,092 \text{ кА}$	$I_{гр.с.} = 12,5 \text{ кА}$
$i_y = 13,871 \text{ кА}$	$i_{гр.с.} = 35 \text{ кА}$
$B_k = 11,692 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{пт} = 8,046 \text{ кА}$	$I_{відкл.ном.} = 12,5 \text{ кА}$

Таблиця 5.9 – Перевірка роз'єднувача РДЗ-2-35/1000 УХЛ1

Розрахункові параметри	Параметри роз'єднувача
$I_{роб.ш.} = 35,289 \text{ А}$	$I_{ном.} = 1000 \text{ А}$
$I_{п0} = 6,092 \text{ кА}$	$I_{гр.с.} = 16 \text{ кА}$
$i_y = 13,871 \text{ кА}$	$i_{гр.с.} = 40 \text{ кА}$
$B_k = 11,692 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 5.10 – Перевірка трансформатора струму ТОЛ-35-III-II 150/5

Розрахункові параметри	Параметри трансформатора струму
$I_{роб.ш.} = 35,289 \text{ А}$	$I_1 = 150 \text{ А}$
$I_{п0} = 6,092 \text{ кА}$	$I_{гр.с.} = 8,8 \text{ кА}$
$i_y = 13,871 \text{ кА}$	$i_{гр.с.} = 39 \text{ кА}$
$B_k = 11,692 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 8,8^2 \cdot 3 = 232,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Перевірку групи обладнання «вимикач – роз'єднувач – вимірювальний трансформатор струму» для приєднання від силового трансформатора наведено в табл. 5.11-5.13.

Таблиця 5.11 – Перевірка вимикача ВГБ-35/630

Розрахункові параметри	Параметри вимикача
$I_{сн} = 70,578 \text{ А}$	$I_{ном.} = 630 \text{ А}$
$I_{п0} = 6,092 \text{ кА}$	$I_{гр.с.} = 12,5 \text{ кА}$
$i_y = 13,871 \text{ кА}$	$i_{гр.с.} = 35 \text{ кА}$
$B_k = 11,692 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{пт} = 8,046 \text{ кА}$	$I_{відкл.ном.} = 12,5 \text{ кА}$

Таблиця 5.12 – Перевірка роз'єднувача РДЗ-2-35/1000 УХЛ1

Розрахункові параметри	Параметри роз'єднувача
$I_{сн} = 70,578 \text{ А}$	$I_{ном.} = 1000 \text{ А}$
$I_{п0} = 6,092 \text{ кА}$	$I_{гр.с.} = 16 \text{ кА}$
$i_y = 13,871 \text{ кА}$	$i_{гр.с.} = 40 \text{ кА}$
$B_k = 11,692 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 5.13 – Перевірка трансформатора струму ТОЛ-35-III-II 150/5

Розрахункові параметри	Параметри трансформатора струму
$I_{сн} = 70,578 \text{ А}$	$I_1 = 150 \text{ А}$
$I_{п0} = 6,092 \text{ кА}$	$I_{гр.с.} = 8,8 \text{ кА}$
$i_y = 13,871 \text{ кА}$	$i_{гр.с.} = 39 \text{ кА}$
$B_k = 11,692 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 8,8^2 \cdot 3 = 232,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

5.4.3 Розподільчий пристрій 110 кВ

Найбільше значення робочого струму є:

$$I_{вн} = \frac{S_{вн}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}} = \frac{20,002 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 100,42 \text{ А.}$$

Максимальне значення ударного струму КЗ на стороні 110 кВ є 28,94 кА для трифазного КЗ.

Термічний вплив струму:

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_{рза} + t_{вл} + T_a) = 12,71^2 \cdot (0,05 + 0,065 + 0,02) = 21,81 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Перевірку основного обладнання показано в табл. 5.14-5.16.

Таблиця 5.14 – Перевірка вимикача ВБП-110/2000

Розрахункові параметри	Параметри вимикача
$I_{вн} = 100,42 \text{ А}$	$I_{ном.} = 2000 \text{ А}$
$I_{п0} = 12,71 \text{ кА}$	$I_{гр.с.} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y = 28,94 \text{ кА}$	$i_{гр.с.} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 21,81 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{пт} = 16,786 \text{ кА}$	$I_{відкл.ном.} = 31,5 \text{ кА}$

Таблиця 5.15 – Перевірка роз'єднувача РНДЗ-110/1000 У1

Розрахункові параметри	Параметри роз'єднувача
$I_{BH} = 100,42 \text{ А}$	$I_{ном.} = 1000 \text{ А}$
$I_{п0} = 12,71 \text{ кА}$	$I_{гр.с.} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y = 28,94 \text{ кА}$	$i_{гр.с.} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 21,81 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 5.16 – Перевірка трансформатора струму ТФЗМ-110 Б-І У1 400/5

Розрахункові параметри	Параметри трансформатора струму
$I_{BH} = 100,42 \text{ А}$	$I_1 = 400 \text{ А}$
$I_{п0} = 12,71 \text{ кА}$	$I_{гр.с.} = 16 \text{ кА}$
$i_y = 28,94 \text{ кА}$	$i_{гр.с.} = 42 \text{ кА}$
$B_k = 21,81 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Візьмемо до встановлення заземлювачі нейтралі трансформаторів ЗОН-110М-І УХЛ1, розраховані на номінальну напругу 110 кВ, номінальним струмом 400 А, електродинамічною стійкістю 15,75 кА, термічною стійкістю впродовж 3 с 6,3 кА.

Для захисту елементів розподільчого пристрою від грозових та комутаційних перенапруг обираються обмежувачі перенапруги типу ОПНп-110/73/10/500-ІІІ-УХЛ1.

Передбачено трансформатори напруги НКФ-110-ІІ У1, високочастотні загороджувачі ВЗ-630-0,5 У1 та конденсатори зв'язку СМП-110/3-6,4 У1.

5.5 Навантаження та вимірювання вимірювальних трансформаторів

Навантаження вимірювальних трансформаторів з'ясуємо для сторони 110 кВ та 35 кВ. Для сторони 10 кВ використовуються комірки КРП-10 кВ, там вже встановлено й обрано вимірювальні трансформатори, а також вимірювальне щитове обладнання.

На стороні 110 кВ вимірювальні трансформатори струму розташовуються в кожній фазі на кожному приєднанні лінії, на приєднанні трансформатора, на секційному і на обхідному вимикачах.

Таблиця 5.17 – Потужність трансформатора струму 110 кВ

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
Приєднання лінії 110 кВ				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Ваттварметр	СК3021	5	5	0
Лічильник	ЦЕ 6850М	0,1	0,1	0,1
Всього на приєднання лінії:		7,6	7,6	2,6
Секційний вимикач				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Приєднання трансформатора 110 кВ				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Обхідний вимикач				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5

Навантаження на провідники та контакти є:

$$S_{\text{пров.}} = S_{\text{ВТ}} - S_{\text{прил.}} = 30 - 7,6 = 22,4 \text{ ВА.}$$

Опір провідників:

$$R_{\text{пров.}} = \frac{S_{\text{пров.}}}{I_{2\text{н}}^2} - R_{\text{конт.}} = \frac{22,4}{5^2} - 0,1 = 0,796 \text{ Ом.}$$

Довжина алюмінієвого провідника, перерізом 2,5 мм² є:

$$l_{\text{пров.}} = \frac{R_{\text{пров.}} \cdot S_{\text{Al}}}{\rho_{\text{Al}}} = \frac{0,796 \cdot 2,5}{0,0295} = 67,458 \text{ м.}$$

Отже, обрані трансформатори струму ТФЗМ-110 Б-І У1 пройшли перевірку на прийнятну величину вторинного навантаження.

Таблиця 5.18 – Потужність трансформатора напруги 110 кВ

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
Вольтметр	Н 3093	—	—	5
Частотомір	СС3021	—	—	5
Вольтметр	СВ3021	2,5	2,5	2,5
Ваттварметр	СК3021	4×5	4×5	—
Лічильник	ЦЕ 6850М	4×4	4×4	4×4
Сумарне навантаження:		38,5	38,5	28,5

Максимальне навантаження становить 38,5 ВА, що є менше номінального вторинного навантаження 100 ВА трансформатора напруги НКФ-110-II У1 в межах класу точності 0,2.

На стороні 35 кВ вимірювальні трансформатори струму розташовуються в кожній фазі на кожному приєднанні лінії, на приєднанні трансформатора і на секційному вимикачі.

Таблиця 5.19 – Потужність трансформатора струму 35 кВ

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
Приєднання лінії 35 кВ				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Лічильник	ЦЕ 6850М	0,1	0,1	0,1
Всього на приєднання лінії:		2,6	2,6	2,6
Секційний вимикач				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Приєднання трансформатора 35 кВ				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Ваттварметр	СК3021	5	5	0
Лічильник	ЦЕ 6850М	0,1	0,1	0,1
Всього на приєднання трансформатора:		7,6	7,6	2,6

Навантаження на провідники та контакти є:

$$S_{\text{пров.}} = S_{\text{ВТ}} - S_{\text{прил.}} = 15 - 7,6 = 7,4 \text{ ВА.}$$

Опір провідників:

$$R_{\text{пров.}} = \frac{S_{\text{пров.}}}{I_{2\text{н}}^2} - R_{\text{конт.}} = \frac{7,4}{5^2} - 0,1 = 0,196 \text{ Ом.}$$

Довжина алюмінієвого провідника, перерізом 6 мм²є:

$$l_{\text{пров.}} = \frac{R_{\text{пров.}} \cdot S_{\text{Al}}}{\rho_{\text{Al}}} = \frac{0,196 \cdot 6}{0,0295} = 39,864 \text{ м.}$$

Отже, обрані трансформатори струму ТОЛ-35-III-II пройшли перевірку на прийнятну величину вторинного навантаження.

Таблиця 5.20 – Потужність трансформатора напруги 35 кВ

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
Вольтметр	СВ3021	2,5	2,5	2,5
Ваттварметр	СК3021	5	5	–
Лічильник	ЦЕ 6850М	4	4	4
Ваттварметр	СК3021	–	3×5	3×5
Лічильник	ЦЕ 6850М	3×4	3×4	3×4
Сумарне навантаження:		23,5	38,5	33,5

Максимальне навантаження становить 38,5 ВА, що є менше номінального вторинного навантаження 100 ВА трансформатора напруги DNT-36 в межах класу точності 0,5/3Р.

5.6 Освітлення та оперативний струм

Джерелом постійного оперативного струму – це стаціонарна акумуляторна батарея, що допускає короткочасний режим розряду, типу СК. Усіх споживачів, які користуються акумуляторною батареєю (АБ), можна розділити на такі табори:

- а) постійно увімкнене навантаження (пристрої керування, блокування, сигналізації, релейного захисту, постійно увімкнена частина аварійного освітлення);
- б) тимчасове навантаження, яке виникає під час зникнення змінного струму в аварійному режимі (аварійне освітлення);
- в) короткочасне навантаження, що триває не більше 5 с (струми увімкнення та вимкнення приводів вимикачів, струми навантаження апаратів керування, сигналізації релейних захистів, в яких короткочасно протікає струм).

Тривалість аварійного режиму для засобів зв'язку та телемеханіки становить 1-2 с, для інших приймачів оперативного струму – 0,5 год. Обираємо підзарядний пристрій ВАЗП-380/260-40/80 напругою 380/260 В і струмом 40/80 А. Потужність в режимі зарядки та живлення установок становить 23 кВА, $\cos(\varphi) = 0,86$.

На підстанції 110/35/10 кВ, що проектується, використовується природне та штучне освітлення.

Для освітлення території підстанції замовляємо прожектори ЖО-04В-1000-71 з натрієвими лампами, які генеруються на порталах. Живлення мережі зовнішнього освітлення території підстанції та керування освітленням реалізується від щитка ЯУО-01-1.

Освітлення приміщень ЗРП-10 кВ та ЗПК здійснюється світильниками з люмінесцентними лампами та лампами розжарювання.

Напруга мережі робочого освітлення 220 В змінного струму, ремонтного – 12 В змінного струму, аварійного 220 В від блоку аварійного освітлення (БАО).

Вмикання прожекторів реалізується обслуговуючим персоналом за допомогою вимикача. Аварійне освітлення вмикається автоматично за умови зникнення робочого. Живлення аварійного освітлення відбувається від акумуляторних батарей. Вмикання освітлення приміщень ЗПК відбувається вимикачами, розташованими всередині споруди.

5.7 Блискавкозахист підстанції

Знайдемо параметри зони блискавкозахисту, що забезпечує рівень надійності понад 95%, а також унеможливило рівень ураження прямим ударом блискавки об'єктів підстанції 110/35/10 кВ, що проектується у вузлі 5.

Підстанцію оздоблено 6 блискавковідводами, встановленими окремо та на порталах. Кількість грозових годин за рік для України сягає $n=60$ год.

На підстанції ($a \times b = 149 \times 88$ м) розміщено наступні об'єкти електроенергетики: високовольтне обладнання ВРП-110 кВ ($h_{x1} = 11$ м), силові трансформатори та ЗПК ($h_{x2} = 7$ м) та високовольтне обладнання ВРП-35 кВ ($h_{x3} = 7,85$ м).

Максимальна відстань між сусідніми блискавковідводами сягає $l_1 = 71,2$ м, а мінімальна - $l_2 = 60$ м, а також $l_3 = 48,2$ м та $l_4 = 62,8$ м. Для кожної попарно взятої групи блискавковідводів максимальна відстань між блискавковідводами сягає:

$$L_1 = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} = \sqrt{71,2^2 + 60^2} = 93,11 \text{ м.}$$

$$L_2 = \sqrt{l_3^2 + l_4^2} = \sqrt{48,2^2 + 62,8^2} = 79,165 \text{ м.}$$

Перевищення висоти блискавковідводу над об'єктом, що вимагає захисту, обраховується зі співвідношення:

$$h_a \geq \frac{L_1}{8} = \frac{93,11}{8} = 11,639 \text{ м.}$$

$$h_a \geq \frac{L_2}{8} = \frac{79,165}{8} = 9,896 \text{ м.}$$

Повна стандартна висота блискавковідводу сягає:

$$h_1 = h_{x1} + h_a = 11 + 11,639 = 22,639 \text{ м (стандартна величина 22 м);}$$

$$h_2 = h_{x2} + h_a = 7 + 11,639 = 18,639 \text{ м (стандартна величина 20 м);}$$

$$h_3 = h_{x3} + h_a = 7,85 + 9,896 = 17,746 \text{ м (стандартна величина 18 м).}$$

Висота вершини конусу окремого блискавковідводу сягає:

$$h_{02} = 0,92 \cdot h_2 = 0,92 \cdot 20 = 18,4 \text{ м;}$$

$$h_{03} = 0,92 \cdot h_3 = 0,92 \cdot 18 = 16,56 \text{ м.}$$

Радіус зони захисту на рівні землі r_0 та об'єкту, що вимагає захисту r_x сягає:

$$r_{x1} = 1,5 \cdot \left(h_1 - \frac{h_{x1}}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left(22 - \frac{11}{0,92} \right) = 15,065 \text{ м;}$$

$$r_{01} = 1,5 \cdot h_1 = 1,5 \cdot 22 = 33 \text{ м;}$$

$$r_{x2} = 1,5 \cdot \left(h_2 - \frac{h_{x2}}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left(20 - \frac{7}{0,92} \right) = 18,587 \text{ м;}$$

$$r_{02} = 1,5 \cdot h_2 = 1,5 \cdot 20 = 30 \text{ м;}$$

$$r_{x3} = 1,5 \cdot \left(h_3 - \frac{h_{x3}}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left(18 - \frac{7,85}{0,92} \right) = 14,201 \text{ м;}$$

$$r_{03} = 1,5 \cdot h_3 = 1,5 \cdot 18 = 27 \text{ м.}$$

Висота середньої частини зони захисту попарно взятих блискавковідводів для максимальної відстані l_1 є:

$$h_{\max l_1} = h_{01} - 0,14 \cdot (l_1 - h_1) = 20,24 - 0,14 \cdot (71,2 - 22) = 13,352 \text{ м.}$$

Висота середньої частини зони захисту попарно взятих блискавковідводів для мінімальної відстані l_2 є:

$$h_{\min l_2} = h_{02} - 0,14 \cdot (l_2 - h_2) = 18,4 - 0,14 \cdot (60 - 20) = 12,8 \text{ м.}$$

Висота середньої частини зони захисту попарно взятих блискавковідводів для мінімальної відстані l_3 є:

$$h_{\min l_3} = h_{03} - 0,14 \cdot (l_3 - h_3) = 16,56 - 0,14 \cdot (48,2 - 18) = 12,332 \text{ м.}$$

Висота середньої частини зони захисту попарно взятих блискавковідводів для максимальної відстані l_4 є:

$$h_{\max l_4} = h_{02} - 0,14 \cdot (l_4 - h_2) = 18,4 - 0,14 \cdot (62,8 - 20) = 12,408 \text{ м.}$$

Радіуси на рівні висоти об'єкту, який вимагає захисту, для зазначених висот є:

$$r_{l_1} = r_{01} \cdot \frac{h_{\max l_1} - h_{x1}}{h_{\max l_1}} = 33 \cdot \frac{13,352 - 11}{13,352} = 5,813 \text{ м;}$$

$$r_{l_2} = r_{02} \cdot \frac{h_{\min l_2} - h_{x2}}{h_{\min l_2}} = 30 \cdot \frac{12,8 - 7}{12,8} = 13,594 \text{ м;}$$

$$r_{l_3} = r_{03} \cdot \frac{h_{\min l_3} - h_{x3}}{h_{\min l_3}} = 27 \cdot \frac{12,332 - 7,85}{12,332} = 9,813 \text{ м;}$$

$$r_{l_4} = r_{02} \cdot \frac{h_{\max l_4} - h_{x2}}{h_{\max l_4}} = 30 \cdot \frac{12,408 - 7}{12,408} = 13,075 \text{ м.}$$

Кількість прямих вражень блискавкою за рік підстанції 110/35/10 є:

$$N = 0,06 \cdot n \cdot (a + 10 \cdot \max\{h_x\}) \cdot (b + 10 \cdot \max\{h_x\}) \cdot 10^{-6} = \\ = 0,06 \cdot 60 \cdot (149 + 10 \cdot 11) \cdot (88 + 10 \cdot 11) \cdot 10^{-6} = 0,185.$$

Кількість відключень підстанції через пряме враження блискавкою:

$$\gamma = N \cdot \Psi_i \cdot \Psi_g = 0,185 \cdot 10^{-3} \cdot 0,68 \cdot 0,7 = 8,788 \cdot 10^{-5}.$$

Показник грозостійкості – це обернена величина до кількості річних відключень підстанції 110/35/10 у вузлі 5:

$$m = \frac{1}{\gamma} = \frac{1}{8,788 \cdot 10^{-5}} = 11379,563 \text{ років.}$$

Висновок до розділу 5

У даному розділі було складено головну схему електричних з'єднань підстанції 110/35/10 кВ у вузлі 5 районної електричної мережі. ВРП-110 кВ виконано за схемою № 110-6 – одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна - системи шин. ВРП-35 кВ виконано за схемою № 35-5 – одна робоча, секціонована вимикачем, система шин, ЗРП-10 кВ – за схемою № 10-5 – одна робоча, секціонована вимикачем, система шин.

Рекомендовано роботу РП в оптимальному режимі з вимкненим секційним вимикачем.

Максимальні ударні струми короткого замикання сягають 28,94 кА для шин 110 кВ, 13,871 кА для шин 35 кВ і 62,214 кА для шин 10 кВ, окремо до яких обрано основне обладнання підстанції.

Знайдено тип системи оперативного струму на підстанції та пораховано її технічні характеристики. Сформовано інструкції з приводу виконання систем сигналізації, автоматики, вимірювань та освітлення.

6 АНАЛІЗ ТАРИФУ НА ЕЛЕКТРИЧНУ ЕНЕРГІЮ В УКРАЇНІ

6.1 Ринок електричної енергії в Україні

На виконання зобов'язань України щодо Третього енергетичного пакета ЄС у квітні 2017 р. був прийнятий закон «Про ринок електричної енергії», яким з 01.07.2019 р. запроваджується нова модель ринку. Передбачається ліквідація єдиного покупця та продавця електроенергії — Енергоринку, натомість продаж електричної енергії за новими правилами відбувається на підставі двосторонніх угод між виробниками електроенергії з однієї сторони та постачальниками або споживачами з іншої. Нова модель ринку електроенергії включає низку сегментів: ринок двосторонніх договорів (позабіржова торгівля), ринок «на добу наперед», внутрішньодобовий ринок, балансуєчий ринок і ринок допоміжних послуг (біржі з продажу електроенергії). Законом запроваджені норми Третього енергетичного пакета ЄС, в тому числі щодо питання поділу компаній за напрямками розподілу та передачі електроенергії.

Нова модель ринку електроенергії розподіляє компанії на такі, що генерують електроенергію, які її транспортують, а також продають безпосередньо споживачу. Відокремлення діяльності з розподілу та постачання електроенергії означає, що відтепер обленерго не зможуть розподіляти електроенергію та постачати її споживачам. Постачання електроенергії виділяють в окремий бізнес. На думку аналітиків, це відповідає європейським стандартам та створює умови для конкуренції.

Експерти вважають, що впровадження конкурентного ринку електроенергії має поліпшити механізм руху коштів від споживача до виробника, а отже, виробник зможе краще планувати свої наступні грошові потоки на підставі прямих довготермінових контрактів, що дозволить збільшити інвестиції в оновлене обладнання. Зрозуміло, що у зв'язку з постійним зростанням обсягів споживання електричної енергії цей сектор економіки потребуватиме серйозного інвестування.

Концепція нової моделі ринку полягає в тому, що система має закуповувати найдорожчу електроенергію в останню чергу, тому виробники змагатимуться як за ціну, так і за обсяг. Відповідно, нова модель ринку передбачає його функціонування на конкурентних засадах, тоді як окремі позиції підлягатимуть державному

регулюванню. Зокрема, тарифи на послуги з передачі електричної енергії, тарифи на послуги з розподілу електричної енергії, «зелені» тарифи, інші тарифи та ціни в межах забезпечення функціонування ринку електроенергії відповідно до Закону «Про ринок електричної енергії».

Позабіржова торгівля електроенергією за двосторонніми договорами передбачає, що електроенергія купується на підставі довгострокових контрактів, які укладаються безпосередньо між виробниками та споживачами електроенергії.

На етапі «за добу до доби постачання» Закон передбачає організацію централізованого ринку. Ринок «на добу наперед» виступає сегментом ринку електроенергії, на якому здійснюється її купівля-продаж на наступну за днем проведення торгів добу за вільними конкурентними цінами. На внутрішньодобовому ринку купівля-продаж електроенергії здійснюється безперервно після завершення торгів на ринку «на добу наперед» та впродовж доби фізичного постачання електричної енергії.

Запровадження таких інструментів як ринок «на добу наперед» та внутрішньодобовий ринок забезпечує альтернативний доступ на ринок для тих, хто не уклав довгострокові контракти, а також відіграє важливу роль у процесі ціноутворення, в тому числі у процесі укладення довгострокових контрактів та кореляції попиту. Безперервний внутрішньодобовий ринок організований з метою забезпечення хеджування (страхування від небалансів). Учасники таких ринків вбачаються більш захищеними, оскільки можуть розраховувати на додаткові гарантії виконання їхніми контрагентами своїх фінансових зобов'язань.

Такі інструменти як балансуєчий ринок та ринок допоміжних послуг передбачені для цілей забезпечення достатніх обсягів електричної енергії, необхідних для балансування в реальному часі обсягів виробництва та імпорту електричної енергії, споживання та експорту електричної енергії, врегулювання системних обмежень в об'єднаній енергетичній системі України, а також фінансового врегулювання небалансів електричної енергії.

05.06.2019 р. уряд постановив проводити торги електричною енергією в межах нової моделі ринку на «Українській енергетичній біржі» та зобов'язав створити

аналогічний майданчик на базі «Prozorro. Продажі». Станом на сьогодні учасники ринку та аналітики порівнюють ефективність кожного з майданчиків. Варто зазначити, що запроваджена ринкова модель передбачає регулювання мінімальної участі НКРЕКП на централізованому ринку для забезпечення достатнього рівня ліквідності.

Завдяки впровадженню механізмів та інструментів, закріплених у Законі, на ринку електроенергії мають бути створені сприятливі умови для розширення кола постачальників та здійснення інвестицій. За приблизними підрахунками експорт електроенергії із запровадженням нової моделі ринку повинен зрости в чотири рази до 2030 р.

Сьогоднішні тенденції свідчать про те, що ринок дійсно починає змінюватися внаслідок впливу чинників попиту і пропозиції. Водночас не варто забувати, що чималу роль у формуванні нинішніх ринкових цін відіграють кліматичні умови, адже з настанням холодів ціни на електроенергію зростають.

Фактично, з моменту запуску нової моделі ринку ціна на електроенергію почала поступово знижуватися як в ОЕС України, так і на Бурштинському енергоострові. Це умовна територія, на якій розташовані електричні мережі Бурштинської електростанції, разом з прилеглою до неї електромережею та власними споживачами електроенергії в межах Закарпатської, Івано-Франківської та Львівської областей. Бурштинський енергоострів, на відміну від решти електромереж України, під'єднаний до електромереж країн ЄС і дозволяє експортувати українську електроенергію за кордон. Хоча на території Бурштинського енергоострова відсутні великі промислові підприємства, там широко представлений малий і середній бізнес та різноманітні об'єкти інфраструктури.

Восени 2019 р. ціна 1 кВт електроенергії на Бурштинському енергоострові знизилася на 15% у порівнянні із ситуацією станом на момент запуску нової моделі енергоринку, а в ОЕС України за той самий період вона знизилася на 20%. Такі показники свідчать на користь того, що механізми та інструменти, запроваджені в Законі «Про ринок електричної енергії», дійсно працюють.

Що стосується ринку електроенергії, виробленої з відновлювальних джерел, то тут ситуація виглядає інакше, адже реальна конкуренція між виробниками електроенергії у ВЕД почнеться із закінченням епохи «зелених» тарифів і запровадженням аукціонів. Наразі триває розробка та прийняття норм законодавства, що регулюватиме ці процеси. Відтоді стануть зрозумілими нові правила гри, яких чекають всі учасники цього ринку.

Серед ризиків впровадження нової моделі ринку електричної енергії є здійснення учасниками ринку антиконкурентних узгоджених дій з метою утримання цін на високому рівні, а також гра держави на боці монополій. Однак якщо оцінити роботу ринку електричної енергії за останні пів року, то за результатами моніторингу ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку за 2019 р. (починаючи з липня) вбачається, що наприкінці року кількість активних учасників ринку зросла до 338 у порівнянні з 259 у липні; збільшилася ліквідність ринку «на добу наперед», кількість пропозицій на продаж зросла, що призвело до конкуренції з боку продавців електричної енергії; середньозважена ціна купівлі-продажу електроенергії знизилася на 24,61%

6.2 Види тарифів на електричну енергію та їх складові

Тарифи електричної енергії поділяються на:

- тарифи для споживачів;
- тарифи для бізнесу.

Тарифи для населення в свою чергу можна поділити на тариф універсальної послуги, двох та трьох зонні, пільгові тарифи, тощо. В подальшому, через недоцільність розгляду даних тарифів для бізнесу, не будемо звертатись до них.

Тарифи для бізнесу в основному поділяються на дві основні категорії:

- універсальна послуга;
- вільні ціни.

В разі відсутності договору по одній із цих категорій, постачання споживачів відбувається "постачальниками останньої надії", ціна на електроенергію котрих є, як правило, на 25-40% більшою.

Кожна з категорій при, формуванні тарифу на електричну енергію, включає в себе такі складові, як:

- ціна закупівлі електричної енергії;
- тариф оператора системи передачі, котрим являється «НЕК «УКРЕНЕРГО» ;
- тариф на розподіл електричної енергії (обленерго);
- тариф постачальника.
- Для прикладу наведемо такий розподіл для деяких обленерго на жовтень 2020 року в табл. 6.1.

Таблиця 6.1 - Складові тарифу на електричну енергію в жовтні 2020

Обленерго	Постачальники УП	Ціна закупки	ОСП	ОСР	Постачальник	Тариф, грн. без ПДВ
АТ «ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО»	ТОВ «ЕНЕРА ВІННИЦЯ»	1,1218	0,24023	0,8987	0,07998	2,34071
ПРАТ «ВОЛИНЬОБЛЕНЕРГО»	ТОВ «ВОЛИНЬЕЛЕКТРОЗБУТ»	1,08459	0,24023	0,75407	0,06448	2,14337
АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	ТОВ «ДНІПРОВСЬКІ ЕНЕРГЕТИЧНІ ПОСЛУГИ»	1,09559	0,24023	0,55046	0,12149	2,00777
АТ «ДТЕК ДОНЕЦЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	ТОВ «ДОНЕЦЬКІ ЕНЕРГЕТИЧНІ ПОСЛУГИ»	1,08881	0,24023	0,94321	0,10694	2,37919
АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО»	ТОВ «ЖИТОМИРСЬКА ОБЛАСНА ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНА КОМПАНІЯ»	1,09513	0,24023	0,89342	0,12092	2,3497
ПрАТ «Закарпаттяобленерго»	ТОВ «ЗАКАРПАТТЯЕНЕРГ ОЗБУТ»	1,59322	0,24023	0,97101	0,10694	2,9114
ПАТ «ЗАПОРІЖЖЯОБЛЕНЕРГО»	ТОВ «ЗАПОРІЖЖЯЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ»	1,0823	0,24023	0,6538	0,06721	2,04354
ПРАТ «ДТЕК КИЇВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	ТОВ «КИЇВСЬКІ ЕНЕРГЕТИЧНІ ПОСЛУГИ»	1,08905	0,24023	0,28584	0,05101	1,66613
ПрАТ «Київобленерго»	ТОВ «КИЇВСЬКА ОБЛАСНА ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНА КОМПАНІЯ»	1,09159	0,24023	0,59913	0,09015	2,0211
ПрАТ «Кіровоградобленерго»	ТОВ «КІРОВОГРАДСЬКА ОБЛАСНА ЕК»	1,10452	0,24023	0,87904	0,11741	2,3412

6.3 Універсальна послуга

Відповідно до положень статті 63 Закону України "Про ринок електричної енергії" від 13.04.2017р. №2019-VIII (далі – Закон), універсальні послуги надаються постачальником таких послуг виключно побутовим та малим непобутовим споживачам.

Побутовий споживач – це індивідуальний побутовий споживач (фізична особа, яка використовує електричну енергію для забезпечення власних побутових потреб, що не включають професійну та/або господарську діяльність) або колективний побутовий споживач (юридична особа, створена шляхом об'єднання фізичних осіб - побутових споживачів, яка розраховується за електричну енергію за показами загального розрахункового засобу обліку в обсязі електричної енергії, спожитої для забезпечення власних побутових потреб таких фізичних осіб, що не включають професійну та/або господарську діяльність).

Малими непобутовими споживачами вважаються суб'єкти малого підприємництва, які не є побутовими споживачами і купують електричну енергію для власного споживання, електроустановки яких приєднані до електричних мереж з договірною потужністю до 50 кВт (з 01.01.21р.).

Відповідно до ст. 63 Закону України "Про ринок електричної енергії" універсальна послуга з постачання електричної енергії надається за економічно обґрунтованими, прозорими та недискримінаційними цінами, що формуються постачальником відповідно до методики (порядку), затвердженої Регулятором, а саме – відповідно до Постанови НКРЕКП від 05.10.2018 року № 1176 "Про затвердження Методики розрахунку тарифу на послуги постачальника універсальних послуг" формула 6.1. Тариф на універсальну послугу включає ціну купівлі електричної енергії на ринку електричної енергії, ціну (тариф) на послуги постачальника універсальних послуг, ціни (тарифи) на послуги оператора системи передачі та оператора системи розподілу відповідно до укладених договорів про надання відповідних послуг.

$$C_{\text{пр}}^{\text{Закуп}} = \frac{\sum_l \sum_i (C_{li_ф}^{\text{РДН_ОЕС}} \cdot W_{li_ф}^{\text{УП_ОЕС}}) + \sum_l \sum_i (C_{li_ф}^{\text{РДН_БуОс}} \cdot W_{li_ф}^{\text{УП_БуОс}})}{\sum_l \sum_i W_{li_ф}^{\text{УП}}} + \frac{\Delta C_{\text{р-з}}}{W_{\text{пр}}^{\text{УП}}}, \text{ грн/МВт}\cdot\text{г} \quad (6.1)$$

- де $C_{li_ф}^{\text{РДН_ОЕС}}$ - ціна електричної енергії на ринку «на добу наперед» у торговій зоні «ОЕС України» в і-ту годину 1-тої доби місяця, що передував двом місяцям перед розрахунковим, що визначається та оприлюднюється оператором ринку на його офіційному вебсайті в мережі Інтернет, грн/МВт•год;
- $W_{li_ф}^{\text{УП_ОЕС}}$ - обсяг електричної енергії, спожитої малими непобутовими споживачами постачальника універсальних послуг в і-ту годину 1-тої доби місяця, що передував двом місяцям перед розрахунковим, на території торгової зони «ОЕС України», МВт•год;
- $C_{li_ф}^{\text{РДН_БуОс}}$ - ціна електричної енергії на ринку «на добу наперед» у торговій зоні «Острів Бурштинської ТЕС» в і-ту годину 1-тої доби місяця, що передував двом місяцям перед розрахунковим, що визначається та оприлюднюється оператором ринку на його офіційному вебсайті в мережі Інтернет, грн/МВт•год;
- $W_{li_ф}^{\text{УП_БуОс}}$ - обсяг електричної енергії, спожитої малими непобутовими споживачами постачальника універсальних послуг в і-ту годину 1-тої доби місяця, що передував двом місяцям перед розрахунковим, на території торгової зони «Острів Бурштинської ТЕС», МВт•год;
- $W_{li_ф}^{\text{УП}}$ - обсяг електричної енергії, спожитої малими непобутовими споживачами постачальника універсальних послуг в і-ту годину 1-тої доби місяця, що був за два місяці перед розрахунковим, МВт•год;

При розрахунку тарифу УП ціна купівлі електричної енергії на ринку електричної енергії розраховується за тарифом ринку на добу наперед, що передував двом місяцям перед розрахунковим відповідно до обсягу споживання за відповідний період. Тобто, відстає від реального ринку на розрахунковий період в один квартал. Також в розрахунковій формулі проводиться коригування відхилення величини

сплати за куповану електричну енергію. Коригування тарифу розраховується як різниця тарифу минулого кварталу і позаминулого відповідно до об'ємів споживання і помножене на коефіцієнт відношення споживання у минулому кварталі та прогнозованого споживання розрахункового кварталу.

За допомогою аналітичних засобів, бізнес має можливість прогнозування ціни універсальної послуги наперед для формування бюджету купівлі та оцінки можливості переходу на інший тариф.

6.4 Вільна ціна

На даний момент тариф вільної ціни поділяється на тариф групи Б та тариф групи А.

Сам тариф складається з ціни закупки на ринках ВДР, РДН, РДД та балансууючому, тарифу ОСП, ОСР та прибутку постачальника. На сьогодні, як правило, договір між постачальником та споживачем заключається на умовах використання ціни закупки РДН, а небаланси покриваються з винагороди постачальника.

Якщо порівнювати групи А та Б, тут з'являється ще один важливий момент: якщо підприємство має системи погодинного обліку електроенергії (АСКОЕ або ЛУЗОД), тобто є споживачем так званої категорії "А", то воно має можливість впливати на вартість електроенергії щодня.

Такі системи погодинно фіксують реальні обсяги споживаної електроенергії конкретного споживача та щоденно відправляють дані до операторів системи.

У такому випадку вартість електроенергії залежить від графіку споживання протягом доби: наприклад, вночі електроенергія буде коштувати дешевше.

Тому для підприємств з переважно нічним або цілодобовим графіком роботи вартість електроенергії буде значно нижчою.

Також на ціну електричної енергії споживачів категорії "А" будуть впливати відхилення попередньо замовлених обсягів від фактично спожитих, а не усереднених по області.

Підприємства без систем АСКОЕ або ЛУЗОД, тобто споживачі категорії "Б", закуповують електроенергію переважно з денним навантаженням, тобто навантаженням, коли електроенергія дорога. А точніше, по залишковому графіку, тобто графіку без споживачів групи А. Такий графік має піки в періоди часу, котрі характеризуються найбільшою ціною електроенергії.

Також на кінцеву вартість електроенергії для будь якого підприємства впливатимуть два регульованих державою тарифи: тариф на передачу електричної енергії (єдиний для всієї країни, спрямований на обслуговування магістральних мереж Укренерго), та тариф на розподіл електричної енергії (зادля обслуговування регіональних мереж), що встановлюється державою окремо для кожного облenerго.

Новий ринок електроенергії дає споживачам можливість обирати постачальника з оптимальними для такого споживача умовами, а також, за наявності систем погодинного обліку, економічно мотивує чітко прогнозувати власне споживання та переносити споживання з денних годин на нічні, відходячи від моделі середніх у енергосистемі показників на користь персональних для кожного підприємства.

Для прикладу візьмемо дані по ОСР АТ "ПОЛТАВАОБЛЕНЕРГО". Група Б по залишковому графіку, котрий можна знайти для кожного ОСР на сайті ППКО, коштувала в жовтні 2020 року 1,3265 грн за кВт·год. Група А в свою чергу, по графіку на рис. 6.1, коштувала 1,26011 грн за кВт·год. Тому важливим моментом вибору тарифу є дослідження власного характеру споживання електроенергії і при його постійності, можливо отримати більш економічно вигідну ціну.

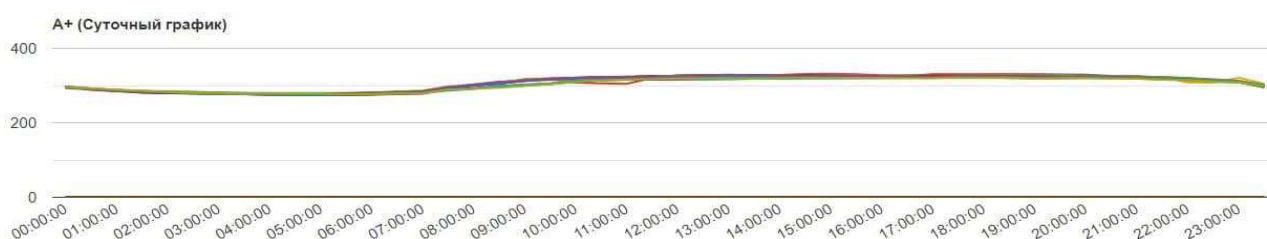


Рисунок 6.1 – Графік споживання споживача для розрахунку тарифу групи А

6.5 Оператор системи передачі

НЕК «Укренерго» як оператор системи передачі забезпечує передачу електроенергії магістральними та міждержавними мережами, виконує функції диспетчерського (оперативно-технологічного) управління об'єднаною енергосистемою України.

Зокрема, в частині диспетчерського управління та передачі електроенергії Укренерго забезпечує:

- передачу електроенергії магістральними мережами напругою 110-750 кВ від генерації до мереж операторів систем розподілу з дотриманням критеріїв якості електроенергії та безпеки передачі;
- технічне обслуговування, реконструкцію та розвиток системи передачі;
- централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління ОЕС України для забезпечення балансу виробництва та споживання електроенергії з дотриманням вимог з операційної безпеки;
- паралельну роботу основної частини енергосистеми з енергооб'єднанням країн СНД і Балтії та західної частини ОЕС України («острів Бурштинської ТЕС») – з ENTSO-E.
- можливість імпорту/експорту електроенергії відповідно до погоджених комерційних графіків з урахуванням дотримання вимог з операційної безпеки;
- запобігання порушенням режимів роботи енергосистеми, аварій системного значення, забезпечує цілісність енергосистеми України.

Тариф на послуги з передачі електричної енергії та тариф на послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління об'єднаною енергосистемою України для Укренерго встановлює Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг.

Складно проаналізувати зміну тарифу ОСП через значні борги перед виробниками ВДЕ.

Наведемо в табл.6.2 значення тарифу ОСП за останній рік.

Таблиця 6.2 - Значення тарифу ОСП

Період	Тариф ОСП (грн/кВт·год)
Жовтень 2019р.	0,11654
Січень 2020р.	0,15540
Серпень 2020р.	0,24023
Грудень 2020р.	0,31276

6.6 Оператор системи розподілу

На роздрібному ринку електричної енергії споживання електричної енергії для потреб електроустановки споживача без укладення договору про розподіл заборонене. Договір споживача з оператором системи укладається з кожним споживачем, електроустановки якого приєднані на території діяльності оператора системи розподілу (ОСР).

Результатом розподілу електричної енергії на роздрібному ринку є забезпечення можливості отримання споживачем необхідного обсягу електричної енергії та рівня електричної потужності із забезпеченням параметрів якості електропостачання, які відповідають установленим стандартам, та категорії надійності електрозабезпечення відповідно до договору в точках приєднання електроустановок споживачів.

Слід зазначити, що оплата послуг, наданих оператором системи, здійснюється за тарифами, які встановлюються НКРЕКП відповідно до затвердженої ним методики.

Оператор системи покриває всі витрати, пов'язані з транспортуванням електричної енергії в точку розподілу електричної енергії, а також має право на відшкодування всіх витрат, пов'язаних із транспортуванням електричної енергії в точку розподілу електричної енергії, за рахунок тарифу на розподіл електричної енергії. Саме через це тариф на розподіл електричної енергії значно вище від тих, що існували до 01.01.2019.

26 серпня 2020 року Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг («НКРЕКП»), остаточно затвердила нову методику щодо стимулюючого тарифоутворення (RAB-регулювання) для операторів

систем розподілу («ОСР»). На даний час в Україні використовується система тарифоутворення «витрати плюс» для ОСР, що призводить до негативних наслідків для стану електричних мереж.

Цілі реформи:

- стимулювання ОСР щодо інвестування в модернізацію електричних мереж;
- покращення показників якості електричних мереж;
- зробити приватизацію Обленерго більш привабливою для іноземних та вітчизняних інвесторів.

НКРЕКП очікує, що запровадження стимулюючого тарифоутворення сприятиме будівництву нових електричних мереж та підстанцій, що знизить вартість та строк приєднання до електричних мереж для нових споживачів.

Порівняємо стару та нову системи формування тарифів ОСР. Дохід ОСР за системою «витрати плюс» встановлюється НКРЕКП як сума дозволених витрат такого ОСР плюс регуляторна норма прибутку. Ця сума встановлюється НКРЕКП окремо для кожного ОСР щорічно та формує тарифи для споживачів. Капітальні витрати ОСР містяться в їхніх щорічних інвестиційних програмах, які затверджуються НКРЕКП окремо для кожного ОСР. Основною проблемою системи «витрати плюс» була відсутність стимулів для інвестицій та модернізації електромереж. ОСР були зацікавлені у збільшенні витрат, а не в підвищенні ефективності, оскільки таким чином вони отримували вищий тариф та більший регуляторний дохід. Також існувала проблема щодо погашення довгострокових кредитів на модернізацію мереж, оскільки коли ОСР підвищував свою ефективність, тариф на наступний рік знижувався.

Отже, в рамках системи тарифоутворення «витрати плюс» ОСР не мав стимулів для підвищення операційної ефективності або інвестування в підтримку своїх мереж та підвищення якості послуг понад затверджену інвестиційну програму.

Водночас, головні риси стимулюючого тарифоутворення полягають у тому, що:

- тарифи встановлюються на заздалегідь відомий період у декілька років;
- тарифи містять складові заохочення за дотримання заздалегідь відомих планових показників якості послуг та фінансові санкції за їх порушення.

Нова методика стимулюючого тарифоутворення передбачає норму прибутку у розмірі 16,74% на нову базу активів та норму прибутку у розмірі 3% на стару базу активів.

Такі норми прибутку діятимуть протягом першого регуляторного періоду, який становить 3 роки, після переходу на стимулююче тарифоутворення. Наступний регуляторний період становитиме 5 років. ОСР зможуть перейти на стимулююче тарифоутворення з 2021 року. Такий перехід є добровільним, тому ОСР самостійно вирішуватимуть, чи переходити на систему стимулюючого тарифоутворення, чи залишатись на системі «витрати плюс».

Регулятори у сфері енергетики в європейських країнах встановлюють різні системи стимулюючого тарифоутворення для ОСР, які зазвичай мають на меті встановлення певних цілей для ОСР для зменшення загальних операційних та капітальних витрат.

Стимулююче тарифоутворення, якщо воно реалізовано належним чином, заохочує ОСР знижувати свої витрати та модернізувати електричні мережі.

Досвід високорозвинених країн демонструє ефективність стимулюючого тарифоутворення.

Наприклад, Великобританія за 15 років вдвічі зменшила витрати ОСР та тарифи на послуги з передачі електроенергії. У Румунії знос активів зменшився із 75% до 48% протягом 2004-2011 років, а рівень втрат електроенергії в електричних мережах зменшився майже вдвічі.

Проте, така реформа призводить до значного підвищення цін для бізнесу, на даний момент ця цифра складає приблизно 30% , а якщо додати до цього підвищення цін ОСП, котре викликане значними боргами по оплаті потужностей ВДЕ можна отримати негативний фундамент для подальшого розвитку промисловості в цілому.

Нова методика передбачає, що протягом першого регуляторного періоду (3 роки) після переходу на стимулююче тарифоутворення ОСР матиме такі зобов'язання:

- повне виконання плану заходів із забезпечення достовірності даних для здійснення моніторингу якості послуг (зокрема шляхом створення систем реєстрації відключень в електричних мережах 6-150 кВ);

- щорічне інвестування повинно здійснюватися в обсягах не менше ніж річна сума амортизації та доходу від плати за реактивну енергію, а також 50% від прибутку на регуляторну базу активів ОСР, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання (стара база активів), згідно з затвердженою інвестиційною програмою.

Необхідність переоцінки активів базується не лише на низькій вартості активів, які були недостатньо проіндексовані в періоди високої інфляції, але і на необхідності узгодження розрахунку вартості активів у різних компаніях. Згідно з новою методикою, регуляторна база активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, повинна включати активи, які безпосередньо використовуються для здійснення діяльності з розподілу електроенергії.

Для перегляду тарифів при переході на стимулююче регулювання, звіт про незалежну оцінку активів ОСР повинен складатися відповідно до Методики оцінки активів суб'єктів природних монополій, суб'єктів господарювання на суміжних ринках у сфері комбінованого виробництва електричної та теплової енергії, затвердженої Фондом державного майна України.

Приведемо в табл.6.3 значення тарифу ОСР на початку 2020 та 2021 років

Таблиця 6.3 - Значення тарифу ОСР для споживачів 2-го класу напруги

Енергорозподільчі компанії	2 клас напруги, грн/МВт·год (без ПДВ)	2 клас напруги, грн/МВт·год (без ПДВ)	Зростання, %
	на 01.01.2020.	на 01.01.2021.	
ТОВ «ДТЕК ВИСОКОВОЛЬТНІ МЕРЕЖІ»	597,44	1508,28	152,5
ДПЕМ ПРАТ «АТОМСЕРВІС»	723,04	1137,63	57,3
ТОВ «ЛУГАНСЬКЕ ЕНЕРГЕТИЧНЕ ОБ'ЄДНАННЯ»	955,64	1495,98	56,5
ДП «РЕГІОНАЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ»	256,92	371,31	44,5
АТ «ПРИКАРПАТТЯОБЛЕНЕРГО	935,98	1276,22	36,4
ПРАТ «ВОЛИНЬОБЛЕНЕРГО»	763,08	1020,03	33,7
ПРАТ «КІРОВОГРАДОБЛЕНЕРГО»	887,04	1179,59	33,0
АТ «ХАРКІВОБЛЕНЕРГО»	618,78	820,39	32,6
ВАТ «ТЕРНОПІЛЬОБЛЕНЕРГО»	914,58	1211,75	32,5
ПРАТ «ДТЕК КИЇВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	283,36	374,28	32,1
ПРАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»	577,8	759,88	31,5
ПРАТ «ЛЬВІВОБЛЕНЕРГО»	726,72	955,36	31,5
АТ«ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО»	903,8	1188,01	31,4
ПРАТ «РІВНЕОБЛЕНЕРГО»	708,01	926,21	30,8
ПАТ «ЗАПОРІЖЖЯОБЛЕНЕРГО	646,35	843,9	30,6
АТ «УКРЗАЛІЗНИЦЯ»	695,69	907,44	30,4
АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	535,6	697,92	30,3
ПАТ «СУМІОБЛЕНЕРГО»	944,72	1226,67	29,8
АТ «ХЕРСОНОБЛЕНЕРГО»	794	1028,86	29,6
ПРАТ «ЗАКАРПАТТЯОБЛЕНЕРГО»	982,38	1266,75	28,9
АТ «МИКОЛАЇВОБЛЕНЕРГО»	777,58	987,35	27,0
АТ «ОДЕСАОБЛЕНЕРГО»	703,22	890,28	26,6
АТ «ЧЕРНІВЦІОБЛЕНЕРГО»	783,49	991,84	26,6
АТ «ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО»	909,89	1150,4	26,4
АТ «ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО»	952,89	1188,69	24,7
АТ «ХМЕЛЬНИЦЬКОБЛЕНЕРГО»	905,5	1121,43	23,8
ПРАТ «КИЇВОБЛЕНЕРГО»	610,08	754,79	23,7
ПАТ «ЧЕРКАСИОБЛЕНЕРГО»	759,12	928,33	22,3
АТ «ДТЕК ДОНЕЦЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	961,75	1121,27	16,6
ПАТ «ПОЛТАВАОБЛЕНЕРГО»	825,4	932,73	13,0
ПРАТ «ДТЕК ПЕМ-ЕНЕРГОВУГІЛЛЯ»	577,62	245,09	-57,6

6.7 Ринки електричної енергії

Ринок двосторонніх договорів. Тут електроенергія купується за довгостроковими, двосторонніми контрактами, які між собою укладають виробники і споживачі струму.

На цьому ринку продаж ресурсу здійснюється на довгостроковий період: тиждень, місяць, квартал або рік. Електроенергія тут, як правило, продається за заздалегідь зафіксованою ціною на весь період такого Договору.

На ринку "на добу наперед" купівля-продаж електроенергії здійснюється з періодом покриття – наступна доба. Фактично це повноцінна енергетична біржа, яка є найбільш ліквідним сегментом конкурентного ринку, і для більшості учасників є індикативом вартості електроенергії.

Ще один сегмент – внутрішньодобовий ринок, де продають електроенергією протягом доби, після укладення всіх контрактів на ринку "на добу вперед". Тут ресурс є дорожчим за попередні два ринки.

І останній – балансуєчий ринок, на якому постачальник докуповує відсутні обсяги електроенергії для збалансування рівня виробництва та імпорту з рівнем споживання. Він є найдорожчим і в ідеалі повинен включатися рідше, ніж решта, – у випадках форс-мажорних обставин на кшталт аварій на блоках генеруючих компаній.

Але зупинимось більш детально на ринку "на добу наперед", назва якого в європейській редакції звучить як day-ahead market. Саме він виступає ключовим майданчиком для торгівлі електроенергією та служить індикативом для всього ринку.

Ринок "на добу наперед" (або РДН) повноцінно запрацював в Україні 1 липня 2019 року – у день старту реформи ринку електроенергії.

За організацію купівлі-продажу е/е на цьому ринку відповідає "Оператор ринку", який є таким собі адміністратором ринку на добу наперед та відповідає за роботу програмного забезпечення, розрахунки між учасниками.

"Оператор ринку" працює за принципом біржі та забезпечує купівлю-продаж близько 40% від усього обсягу е/е, що споживається Україною.

Ціна електричної енергії на даних ринках залежить від частки АЕС, ТЕС, ТЕЦ, ГЕС, ГАЕС та ВДЕ в покритті графіків навантаження і кривих попиту та пропозиції.

Таким чином, при закупівлі більшої частини базису навантаження на ринках ДД та ДН у АЕС, в результаті отримаємо мінімальний тариф.

Проте, через погане технічне оснащення і застаріле обладнання останнім часом доля генерації АЕС у виробництві електроенергії поступово зменшується. Це відбувається, як через неспроможність продати всю згенеровану потужність на ринках, планові ремонти та аварії, так і через політичне втручання у розподілення часток генерації електроенергії між виробниками.

За перше півріччя 2019 року атомні електростанції (АЕС) України виробили 42,776 млрд кВт·год - 53,6% всієї електроенергії в Україні. Про це повідомляє прес-служба НАЕК “Енергоатом”, оператора атомних електростанцій України.

Виробництво електроенергії за видами генерації розділились наступним чином: 53,6% - атомні станції, 36,8% - теплоелектростанції (ТЕС) та теплоелектроцентралі (ТЕЦ), 5,6% - гідро- (ГЕС) та гідроакумуючі електростанції (ГАЕС), 4% - решта.

При цьому, АЕС перевиконали план з виробництва та відпуску електроенергії на 101% та 101,4% відповідно. Виробництво склало 42,776,4 млрд кВт·год, а відпуск - 40,259,5 млрд кВт·год.

Вартість відпущеної електроенергії у першому півріччі склала 27,834 млрд грн - на 12,2% більше, ніж за аналогічний період 2018 року. Проте розрахунки склали всього 87,2% від товарної продукції - 24,285 млрд грн. Недоплата за відпущену в першому півріччі 2019 року електроенергію (станом на 1 липня 2019 року) склала 3,549 млрд грн.

А загальна заборгованість ДП “Енергоринок” перед “Енергоатомом”, станом на кінець червня, склала 11,729 млрд грн.

Сама ціна електроенергії на ринках розраховується перемноженням матриць погодинного споживання та ціни електроенергії на тому, чи іншому ринку.

Отже, роблячи висновки, існує декілька шляхів зменшення витрат підприємства на закупівлю електричної енергії. В першу чергу, споживачі з встановленою потужністю більше 50 кВт і приблизно рівномірним графіком навантаження повинні встановити систему обліку АСКОЕ/ЛУЗОД для переходу на групу А. що дозволить отримати тариф, котрий розрахований відповідно до власного графіку.

Другий варіант розрахований для побутових споживачів до 50 кВт, котрі можуть заключати договори як з ПУП, так і переходити на вільні ціни. Для зниження вартості купівлі електроенергії необхідно розрахунковим шляхом прогнозувати ціну e/e на наступний квартал відповідно до розрахункових формул тарифів ПУП та ціни РДН (чи іншого ринку, котрий вказаний у договорі з постачальником)

Для великих споживачів ринок надає можливість провести тендерну закупівлю і обрати постачальника, котрий своєю комерційною пропозицією задовільнить потреби споживача (зменшення винагороди постачальника, відсутність лімітів, штрафних санкцій за розірвання договору, розрахунок тарифу за цінами певного ринку та інші вимоги на розсуд споживача).

Також є можливість реєстрації власного постачальника електричної енергії, що дозволяє мінімізувати витрати на частку постачальника в тарифі. Проте такий спосіб потребує ґрунтовних знань в даній області, вміння прогнозувати власне споживання, проводити закупівлі на ринках електричної енергії і в цілому виникає необхідність в певному штаті співробітників. Для дослідження економічного ефекту необхідно провести розрахунки та зробити висновки щодо доцільності таких затрат.

Зменшення тарифу ОСР можливе шляхом приєднання до мережі 1-го класу напруги або напряму до мереж ОСП. Проте такий спосіб потребує персоналу, обладнання, фінансових можливостей та відповідних дозволів на експлуатацію мереж такої напруги.

Для споживачів кількість точок комерційного обліку яких більше одного десятка, економічно доцільним може бути варіант реєстрації власної системи АСКОЕ, як оператора ППКО. Таке рішення дозволить віднести таких споживачів до групи А та виключити витрати на зчитування даних, котрі є не регульованими і значно перевищують економічну вигоду з переходу на групу А, якщо споживання є відносно невисоким.

Висновок до розділу 6

Розділ присвячено аналізу тарифу на електричну енергію в Україні, його складових. Встановлені цінові значення кожної зі складових тарифу та показано можливості мінімізації затрат.

Показано, що для підприємств з переважно нічним або рівномірним протягом доби графіком споживанням роботи доцільним є встановлення системи обліку АСКОЕ/ЛУЗОД, оскільки кінцева ціна електричної енергії для такого підприємства буде значно нижчою.

ВИСНОВКИ

За результатами розрахунку показано оптимальну конфігурацію районної електричної мережі напругою 110 кВ. Розрахунковим методом встановлено, що в усіх режимах параметри електричної мережі знаходяться в межах технічних норм. Значення напруг не перевищують задано-допустимі 126 кВ.

В межах стартап-проекту, у ході проведення аналізу техніко-економічних показників електричної мережі, показано найбільш економічно вигідний спосіб живлення нового споживача, за умови будівництва в місці підключення ПС 35 кВ.

Встановлено, що розрахований диференційний захист трансформатора на основі цифрового реле фірми «ABB» типу RET670 та R EF615 дозволяє забезпечити надійну роботу та електропостачання споживачів мережі.

Показано дослідження небезпечних факторів під час експлуатації районної електричної мережі, що впливають на здоров'я працюючих та обрано необхідні засоби індивідуального захисту. Обраний контур заземлення опори дозволяє забезпечити безпечну експлуатацію мережі

Показано, що для підприємств з переважно нічним або рівномірним протягом доби графіком споживанням роботи доцільним є встановлення системи обліку АСКОВЕ/ЛУЗОД, оскільки кінцева ціна електричної енергії для такого підприємства буде значно нижчою.

За результатами дослідження встановлено, що прогнозування та аналіз тарифів на електричну енергію дозволяє досягти мінімізувати витрати. Показано основні напрямки та можливості для такої мінімізації на ринку електричної енергії.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Методичні вказівки до виконання курсового проекту «Районні електричні мережі» (Частина 1) з дисципліни «Електричні мережі та системи» для студентів 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» усіх форм навчання / Укладачі: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська. – К.: НТУУ «КПІ», 2009. – 96 с.
2. Методичні вказівки до виконання курсового проекту «Районні електричні мережі» (Частина 2) з дисципліни «Електричні мережі та системи» для студентів і студентів-іноземців напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» усіх форм навчання / Укладачі: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська. – К.: НТУУ «КПІ», 2009. – 92 с.
3. Методичні вказівки до оформлення та підготовки до захисту дипломних проектів та робіт для студ. і студентів-іноземців усіх форм навчання напряму підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» за Progr. проф. спрямування «Електричні системи і мережі» та спеціальності 7.05070102 «Електричні системи і мережі» / Укладачі: В.В. Кирик, В.В. Чижевський – К.: НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського», 2016. – 42 с.
4. «Правила роздрібного ринку електричної енергії» закон України № 1219 від 26.06.2020
5. «Про ринок електричної енергії» закон України № 832-IX від 01.09.2020
6. Рожкова Л. С., Кузьмин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. Москва, 1987. 648 с.
7. Рожкова Л. С., Кузьмин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. Москва, 1987. 648 с.
8. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П., Электрическая часть станций и подстанций. Москва, 1989. 608 с.
9. Костєрєв М. В., Бардик Є. І., Яновський В. П., Безбереж'єв Ю. В. Методичні вказівки до курсової роботи з дисципліни «Електромагнітні перехідні перехідні процеси» для студентів електроенергетичних спеціальностей усіх форм навчання та іноземних студентів. Київ, 2004. 32 с.

10. ГKD 340.000.001-95. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Загальні методичні положення. Затверджені наказом Міненерго України від 23.02.95. №1. Київ, 1995. 51 с.
11. ГKD 340.000.002-97. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми й електричні мережі. Затверджені наказом Міненерго України від 20.01.97 №1. Київ, 1997.
12. ГKD 341.004.003-94. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Київ, 1994.
13. ГKD 341.004.001-94. Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ. Київ, 1994.
14. ГKD 341.004. 002-94. Норми технологічного проектування повітряних ліній електропередач 0,38-750 кВ. Провода ліній електропередач 35-750 кВ. Київ, 1994.
15. Троценко Є. О., Маслюченко І. М. Методи розрахунку і аналізу електричних полів в високовольтних конструкціях і апаратах: метод. вказівки до виконання розрахункової роботи з дисц. для студ. напряму підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології». Київ, 2015. 36 с.
16. Бржезицький В. О., Сулейманов В. М., Троценко Є. О., Хомініч В. І., Кулакевич А. Г. Експериментальне дослідження електричного поля повітряної лінії електропередавання змінного струму класу 330 кВ. Енергетика. 2016. №2. С. 7-12.
17. СОУ 40.1-00013741-36. Рекомендації щодо проектування та будівництва багатоколових ліній електропередавання напругою від 35 кВ до 330 кВ. Настанова. Київ, 2010. 44 с.
18. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Москва, 2013. 296 с.
19. <https://yur-gazeta.com/> Вероніка Зарубицька«АМБЕР, ЮК» адвокат

ДОДАТОК А

Результати перевірки на плагіат



Ім'я користувача:
приховано налаштуваннями конфіденційності

ID перевірки:
1005468985

Дата перевірки:
16.12.2020 14:22:32 EET

Тип перевірки:
Doc vs My Database

Дата звіту:
16.12.2020 14:23:49 EET

ID користувача:
41934

Назва документа: ЕС-391МП МД Сілевич плагиат+

Кількість сторінок: 114 Кількість слів: 20316 Кількість символів: 136400 Розмір файлу: 935.30 KB ID файлу: 1005758785

2.31%
Схожість

Найбільша схожість: 0.8% з джерелом з Бібліотеки (ID файлу: EF-579021)

Пошук збігів з Інтернетом не проводився

0% Джерела з Бібліотеки 51

Сторінка 116

0.05% Цитат

Цитати 2

Сторінка 117

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнено

0.11%
Вилучень

Деякі джерела вилучено автоматично (фільтри вилучення: кількість знайдених слів є меншою за 15 слів та 0%)

Немає вилучених Інтернет-джерел

0% Вилученого тексту з Бібліотеки 99

Сторінка 117

Модифікації

Виявлено модифікації тексту. Детальна інформація доступна в онлайн-звіті.

Замінені символи 651