

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
Факультет електроніки та інформаційних технологій
Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту
Зав. кафедри електроенергетики
_____ І. Л. Лебединський
" ____ " _____ 2022 р.

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему:

Впровадження напруги 20 кВ в електричну мережу підстанції ПС-110/35/10 «Тростя-
нець»

Спеціальність: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав студент гр. ЕТ.м-11	_____ Д. В. Кучмій
Керівник, к.т.н., старший викладач	_____ С. М. Леbedка
Консультант	
з економічної частини, к.е.н., доцент	_____ О. М. Маценко
Нормоконтроль	_____ М. А. Никифоров

Суми – 2022

Сумський державний університет

Факультет ЕлІТ Кафедра електроенергетики
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ
Зав. кафедри електроенергетики
І.Л. Лебединський
“ ” 20 р.

ЗАВДАННЯ на магістерську роботу

Кучмія Дмитра Володимировича
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Впровадження напруги 20 кВ в електричну мережу підстанції ПС-110/35/10 «Тростянець»»

затверджена наказом по університету № від

2. Термін здачі студентом закінченої роботи 10.12.2022 р.

3. Вихідні дані до роботи:

1. Потужність.

2. Напруга.

3. Активна потужність.

4. Коефіцієнт завантаження.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити):

Вступ

1. Основна частина

2. Охорона праці

3. Економічна частина

Висновки

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):

1. Схема заміщення понижувальної підстанції

2. Схема заміщення відхідних ліній

6. Консультанти:

Розділ	Керівник	Завдання ви- дав	Завдання прийн- яв
Економічна частина	Маценко О. М.		

7. Дата видачі завдання 13.09.2022 р.

Керівник роботи _____ С.М. Лебедка

Завдання прийняв до виконання _____ Д.В. Кучмій

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи
1.	Збір вихідних даних для розрахунку	13.09 – 25.09
2.	Розрахунок електричної мережі на напрузі 10 кВ	26.09 – 05.10
3.	Розрахунок втрат електроенергії на напрузі 10 кВ	06.10 – 20.10
4.	Розрахунок електричної мережі при зміні напруги на 20 кВ	21.10 – 10.11
5.	Вибір обладнання та потужність силового трансформатора на підстанції «Півненківська»	11.11 – 15.11
6.	Оформлення пояснювальної записки	16.11 – 20.11
7.	Оформлення графічного матеріалу	21.11 – 30.11

Студент _____

(підпис)

Керівник роботи _____

(підпис)

РЕФЕРАТ

с. 102, рис.22, табл. 57.

Бібліографічний опис: Кучмій Д. В. Впровадження напруги 20 кВ в електричну мережу підстанції ПС-110/35/10 «Тростянець» [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістра; спец.: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Д. В. Кучмій; наук. керівник С.М. Лебедка. – Суми: СумДУ, 2022. – 102 с.

Ключові слова:

Модернізація електричної мережі, 20 кВ, технічні втрати електричної енергії, лінія електропередачі, модернізація підстанції, силовий трансформатор, силовий кабель, розподільча комірka, вибір силового обладнання, силовий вимикач, шинний та лінійний роз'єднувач, трансформатор струму, трансформатор напруги

Модернизация электрической сети, 20 кВ, технические потери электрической энергии, линия электропередачи, модернизация подстанции, силовой трансформатор, силовой кабель, распределительная ячейка, выбор силового оборудования, силовой выключатель, шинный и линейный разъединитель, трансформатор тока, трансформатор напряжения

Modernization of the electrical network, 20 kV, technical losses of electrical energy, power transmission line, modernization of the substation, power transformer, power cable, switchboard, selection of power equipment, circuit breaker, bus and line disconnecter, current transformer, voltage transformer.

Короткий огляд: У даній роботі проведено модернізацію електричної мережі міста Тростянець. Проведено розрахунок фактичних технічних втрат електричної енергії по підстанції Півненківська 35/10 кВ та її відхідних ліній Місто, Центр, Люджа, Док, Комбікорм ЮЖД та резерв. Проведено модернізацію підстанції Півненківська та Тростянець, так як, це пов'язано зі складністю розподілення електричної енергії в даній місцевості. Проведено заміну номінальної напруги з 10 на 20 кВ. В результаті, на ПС Тростянець необхідно замінити існуючий трансформатор 110/35/10 на 110/35/20 кВ та існуючу систему шин та обладнання на таке, яке задовольняє умові роботи при нарузі 20 кВ.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ВН – вища напруга

ЗРП – закритий РП

КЗ – коротке замикання

КРПЕ – комплектні розподільчі пристрої з елегазовою ізоляцією

КП – компенсуючий пристрій

НН – низька напруга

ПВБ – повітряні вимикачі з металевими гасильними камерами

ПВП – повітряний вимикач посилений за швидкістю відновлювальної напруги

ПЛ – повітряна лінія

ПС – понижувальна підстанція

ПУЕ – правила улаштування електроустановок

РЕМ – розподільні мережі

РП – розподільний пристрій

РПН – регулювання під навантаженням

СКЗ – струм короткого замикання

СН – середня напруга

ТВЕ – технічні втрати електроенергії

ТН – трансформатор напруги

ТС – трансформатор струму

ЗМІСТ

ВСТУП	8
1 ОСНОВНА ЧАСТИНА.....	10
1.1 Вихідні дані для розрахунку	10
1.2 Розрахунок електричної мережі. Теоретичні відомості.....	12
1.2.1 Особливості та завдання розрахунку районних електричних мереж	12
1.2.2 Вибір перерізу провідників повітряних і кабельних ліній	13
1.2.3 Розрахунок режиму розімкнених мереж двох номінальних напруг із двообмотковим трансформатором	16
1.2.4 Залежності між напругою й потужності початку й кінця ланки електричної мережі	17
1.2.5 Втрати потужності в елементах мережі.....	20
1.2.5.1 Втрати потужності в двообмотковому трансформаторі	20
1.2.5.2 Втрати потужності та електроенергії в мережі й трансформаторах	22
1.2.5.3 Втрати потужності в елементах електричних мереж....	23
1.3 Розрахунок електричної мережі на напрузі 10 кВ	24
1.3.1 Розрахунок перетоків потужності на КТП та ПЛ вихідних ліній	24
1.3.2 Розрахунок падіння напруги на лініях та КТП	27
1.3.2.1 Розрахунок напруги на лініях.....	27
1.3.2.2 Розрахунок напруги на КТП.....	28

					MP 3.8.141.445 ET.M-11 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата				
Розроб.		Кучмії			Впровадження напруги 20 кВ в електричну мережу підстанції ПС-110/35/10 «Тростянець»	Лит.	Аркуш	Листів
Перевір.		Лебеда					5	102
Реценз.						СумДУ ET.M-11		
Н. Контр.		Никифоров						
Затверд.		Лебединський						

1.3.3	Розрахунок втрат електроенергії при напрузі 10 кВ підстанції «Півненківська».....	29
1.4	Розрахунок електричної мережі при впровадження напруги на 20 кВ	29
1.5	Розрахунок обладнання підстанції «Тростянець»	31
1.5.1	Перевірна завантаженості силового трансформатора.....	31
1.5.2	Розрахунок струмів короткого замикання.....	37
1.5.3	Вибір високовольтної апаратури ПС Тростянець	39
1.5.3.1	Вибір вимикачів високої напруги	39
1.5.3.2	Вибір роз'єднувачів.....	42
1.5.4	Вибір вимірювальних трансформаторів	43
1.5.4.1	Вибір трансформатора струму	43
1.5.4.2	Вибір трансформатора напруги.....	46
1.5.5	Вибір трансформатора власних потреб	47
1.6	Розрахунок обладнання підстанції «Півненківська».....	48
1.6.1	Розрахунок струмів короткого замикання.....	49
1.6.2	Вибір високовольтної апаратури.....	50
1.6.2.1	Вибір вимикачів високої напруги	50
1.6.2.2	Вибір роз'єднувачів.....	52
1.6.3	Вибір вимірювальних трансформаторів	52
1.6.3.1	Вибір трансформатора струму	52
1.6.3.2	Вибір трансформатора напруги.....	53
2	ОХОРОНА ПРАЦІ	54
2.1	Розрахунок зони захисту блискавковідводів ВРП-110 кВ.....	54
2.2	Розрахунок опору заземлювального контуру ВРП.....	58
2.3	Висновок до розділу	61

3	ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	62
3.1	Показники фінансової ефективності	66
3.2	Вихідні дані.....	67
	ВИСНОВОК.....	70
	СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	71
	ДОДАТКИ.....	74
	ДОДАТОК А Вихідні дані до проектування.....	74
	ДОДАТОК Б	83
	ДОДАТОК В.....	93

					<i>MP 3.8.141.445 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

ВСТУП

Технічний стан зазначених об'єктів електричних мереж створює передумови до аварійних відключень із тривалим знеструмленням споживачів та населених пунктів. На сьогодні, розподільні електричні мережі напругою 10(6) кВ майже вичерпали резерв пропускної здатності, розгалужені та мають значну протяжність. Тому, тривалість перерв електропостачання в Україні сягає від 580 до 870 хвилин, тоді, як у країнах ЄС — до 40 хвилин. Витрати електроенергії в інших країнах світу орієнтовно вдвічі нижче, ніж в Україні.

Одним зі способів вирішення цього завдання є перехід напруги розподільчих мереж 6 (10) кВ на більш високу напругу. На сьогодні є велика різноманітність приладів іноземних зразків для їхнього застосування в розподільчих мережах високої напруги. Інвестування в розвиток мереж, зокрема, у впровадження обладнання рівня напруги 20кВ, дає змогу підвищити ефективність електропередачі, зменшити технічні втрати електроенергії, зменшити операційні витрати на обслуговування та експлуатацію обладнання без значного збільшення витрат на будівництво таких мереж.

Перехід на клас напруги 20 кВ зі зміною конфігурації та автоматизація розподільних мережі — необхідний та пріоритетний крок для підвищення ефективності роботи мережі та зменшення втрат, забезпечення SAIDI і SAIFI. Питання щодо перспективи переходу від триступеневої системи передачі та розподілу електричної енергії 110–35-(6)10 кВ на двоступеневу систему 110–20 кВ являється актуальним на сьогодні.

Ініціатори впровадження нового класу напруги вважають ефективність такого плану очевидною: більша напруга — менші втрати. Питання застосування напруги 20кВ у розподільчих мережах неодноразово розглядаються в наукових роботах спеціалізованих науково-дослідних інститутів і ніяких ствердних висновків для класу напруги 20 кВ у цих роботах не було.

По-перше, розроблення мереж буде актуальною під час розвитку нової території або з повною заміною нинішніх мереж.

					<i>MP 3.8.141.445 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

По-друге, поки не збудують нові мережі, необхідно забезпечувати споживання електроспоживачів, тому неможливо вивести всі мережі 10 кВ з експлуатації.

По-третє, заміна наявних мереж на 20 кВ для всієї країни буде коштувати, за приблизними розрахунками 300 млрд гривень, що являється значною сумою для економіки нашої країни. На думку експертів, більш доцільно сконцентрувати фінанси й увагу на модернізацію та розвиток мереж 0.4–10 кВ.

Одним із найперших проєктів переведення мережі з напруги 10 кВ на 20 кВ впровадили в Хмельницькій області. У 2017 році виготовили проєктно-кошторисну документацію з реконструкції електричних мереж. Оскільки у Віньковецькому районі одні з найдовших ліній 10 кВ, було прийнято рішення розпочати проведення реконструкції насамперед.

У заданій роботі, реалізація цього проєкту передбачає:

- зменшити втрати електричної енергії майже 5 %;
- забезпечити надійним і безпечним електропостачанням, завдяки впровадженню передових технологій, обладнання та матеріалів;
- підвищити соціальну функцію електропостачання з допомогою створення комфортних умов для життя населення.

Суть такого проєкту полягає в розрахунках переведення підстанції «Півненківська 35/10», що має живлення від підстанції «Тростянець 110/35/10», на напругу 20 кВ. Великим аргументом на користь проєкту переведення на 20 кВ є те, що велика частина трансформаторів, особливо ті, які живили заводи, великі підприємства, зараз мають завантаженість у кращому випадку 10–15 % через те, що підприємства наразі не функціонують.

Авжеж, обладнання яке наразі функціонує має значний знос, він сягає майже 60–70 % та відповідно незабаром потрібно його змінити.

					<i>MP 3.8.141.445 ПЗ</i>	Арк.
						9
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ОСНОВНА ЧАСТИНА

1.1 Вихідні дані для розрахунку

Новозбудовані (реконструйовані) підстанції (ПС) мусять відповідати таким вимогам [1]:

- можливість дистанційного керування й контролю обладнання ПС без постійного обслуговуючого персоналу;
- компактність і комплектність;
- надійність ПС під час роботи в різних кліматичних зонах;
- обґрунтоване застосування на ПС електроустаткування, призначеного для роботи в екстремальних кліматичних умовах (зокрема, вимикачів, заповнених сумішшю елегазу, що забезпечує можливість їхньої експлуатації за температури до мінус 55 °С);
- комплексна автоматизація, яка забезпечує створення інтегрованої системи управління технологічними процесами з підсистемами релейного захисту та автоматики (РЗА), комерційного обліку електроенергії, моніторингу стану устаткування, діагностики й керування устаткуванням;
- наявність резервних каналів зв'язку для передавання сигналів управління та контролю за станом електроустаткування на диспетчерський щит або монітор диспетчера РЕМ;
- сумісність із діючим устаткуванням РЕМ;
- низьке споживання електроенергії на власні потреби та зниження вимог до обсягу регламентних робіт із технічного обслуговування та ремонту;
- зручність проведення огляду, технічного обслуговування й ремонту (ТОіР);

— безпека експлуатації;

MP 3.8.141.445 ET.M-11 ПЗ

Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата	Лит.	Аркуш	Листів
Розроб.		Кучмій				10	102
Перевір.		Лебедка			СумДУ ET.M-11		
Реценз.							
Н. Контр.		Никифоров					
Затверд.		Лебединський					

Впровадження напруги 20 кВ в електричну мережу підстанції ПС-110/35/10 «Тростянець»

— екологічна безпека. Чимало уваги приділено питанням основних вимог до електричного обладнання 20 кВ, безпеки експлуатації електричних мереж на класі напруги 20 кВ, стимулювання споживачів-власників мереж 6 (10) кВ до виконання реконструкції мереж із переходом на клас напруги 20 кВ, автоматизації систем розподілу та впровадження комплексних заходів з автоматизації обліку електричної енергії.

Оцінювання ефективності заходів щодо реконструкції електричних мереж під час їхнього переведення на рівень напруги 20 кВ із будівництвом нової силової підстанції.

Ефективність заходів щодо реконструкції електричних мереж під час їхнього переведення на рівень напруги 20 кВ полягає в тому, що втрати електричної енергії в КЛ знизяться приблизно в 11 разів, порівнюючи з рівнем напруги 10кВ, пропускна спроможність на однаковій площі поперечного перерізу проводу збільшиться вдвічі за пропускну спроможність мереж 10 кВ, падіння напруги в лінії зменшиться вчетверо порівнюючи з напругою 10 кВ під час незмінного навантаження, що свідчить про покращення якості електроенергії.

Основними заходами щодо підвищення ефективності роботи розподільчих мереж треба вважати такими [1]:

- перехід на вищий рівень електропостачання споживачів із суттєвим зменшенням технологічних втрат;
- підвищення якості електроенергії, енергобезпеку й надійність функціонування систем електропостачання;
- створення резерву потужності для гарантованого надійного електропостачання споживачів;
- зниження технологічних витрат електроенергії під час її транспортування;
- зменшення недовипуску електричної енергії з допомогою автоматизації мереж;

					<i>MP 3.8.141.445 ПЗ</i>	Арк.
						11
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

— усунення дефіциту потужності в центрах живлення;

Для подальшого розрахунку наведені вихідні дані в табл. 1.1 — 1.8.

1.2 Розрахунок електричної мережі. Теоретичні відомості

1.2.1 Особливості та завдання розрахунку районних електричних мереж

У розрахунках кожен елемент схеми мережі подають і враховують у вигляді обраної схеми заміщення. При електричних розрахунках ставлять дві основні вимоги:

1) визначення напруг у всіх вузлах мережі, у результаті цього можуть бути зроблені висновки про можливість роботи споживачів з одержаними напругами;

2) обчислення потоків потужності (струмів) на окремих ділянках мережі, що дозволить оцінити допустимість таких потоків (струмів) за умовою нагрівання проводів ліній і жил кабелів.

Електричні розрахунки виконують перш за все [2,3]:

– для крайніх нормальних режимів найбільших і найменших завантажень,

– для післяаварійних режимів, у яких у результаті аварії вимкнений той чи інший елемент мережі.

Іноді потрібно проводити розрахунки також для ремонтних режимів у випадках виконання ремонтів на лініях або трансформаторах. Результати електричних розрахунків можуть використовуватися для [4]:

– здійснення необхідних заходів регулювання напруги;

– оцінювання; – аналізу втрат потужності та електроенергії;

– вибору заходів щодо їх зниження та ін.

Для виконання розрахунків потрібна вихідна інформація про параметри схеми мережі і про параметри режиму

До параметрів схеми відносять параметри ліній і трансформаторів.

					<i>MP 3.8.141.445 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

До параметрів режиму відносять інформацію про навантаження споживачів у вузлах мережі та про джерела енергії.

1.2.2 Вибір перерізу провідників повітряних і кабельних ліній

Вибір перерізу провідників повітряних і кабельних ліній, як правило, проводять виходячи з економічних умов, яким відповідають методи економічної густини струму й економічних струмових інтервалів. При цьому необхідно враховувати ряд технічних обмежень, що мають переважно конкретну область застосування.

Вибір перерізів з економічної густини струму ведеться для нормального робочого режиму максимальних навантажень розглянутої електричної мережі, для якого й визначається розрахунковий струм $I_{НБ}$. Далі, виходячи з передбачуваного конструктивного виконання лінії, марки проводу або кабелю і часу використання максимальних навантажень, вибирають значення економічної густини струму J_E .

Поперечний переріз провідника, визначений за формулою округлюють до стандартного за формулою (1.1) [3].

$$F_E = \frac{I_{НБ}}{J_E}, \quad (1.1)$$

У повітряних і кабельних лініях з проміжними відборами потужності для сусідніх ділянок допускається брати однаковий переріз провідника, відповідний економічному для найбільш протяжної ділянки, якщо їх розрахункові перерізи розрізняються на один ступінь за шкалою стандартних перерізів.

При визначенні розрахункового струму $I_{НБ}$ у замкнених мережах потрібно враховувати таке. Для мереж напругою 110 кВ і вище нормальним робочим режимом є замкнений. Розрахунок розподілу у них потужностей, за яким знаходять струми $I_{НБ}$, береться з припущенням однорідності мережі.

					МР 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

Для замкнених за конфігурацією мереж 6–35 кВ нормальним робочим режимом є розімкнений. При цьому розмикання здійснюють, як правило, на ділянці, що забезпечує мінімум втрат потужності у мережі, який визначають так. Знаходять розподіл потужностей у замкненому режимі мережі, вважаючи її однорідною. Потім виявляють лінію, за якою проходить найменша активна потужність, і вимикають її.

Вибір перерізів за економічною густиною струму береться у лініях із напругою не вище ніж 220 кВ. Із ліній цього класу напруги виняток становлять: мережі промислових підприємств до 1 кВ при часу використання найбільшого навантаження до 4 000–5 000 год; відгалуження до окремих електроприймачів напругою до 1 кВ й освітлювальні мережі; мережі тимчасових споруд, а також пристрої з терміном служби 3–5 років. Вибір перерізів проводів у повітряних лініях 35 кВ і вище пропонують проводити не за економічною густиною струму, а згідно економічних інтервалів струму (потужності).

Економічні інтервали струму для вибору перерізів подають у вигляді таблиць залежно від напруги, розрахункового навантаження струму I_p , району щодо ожеледі, матеріалу опор і кількості ланцюгів у лінії. Економічні інтервали струмів підраховані для перерізів, придатних за умовами корони. Тому перевіряти за умовою корони потрібно лише повітряні лінії 110 кВ і вище, що прокладаються на висоті понад 1 500 м над рівнем моря.

Для кабельних ліній, як правило $F_{I_{дон}} > F_{\Delta U}$. Для повітряних ліній із невеликими навантаженнями і відносно великими довжинами (сільські мережі) за формулою (1.2)

$$F_{\Delta U} > F_{I_{дон}} \quad (1.2)$$

Надійність роботи електричних мереж залежить від температури нагрівання проводів і кабелів. Тому у всіх без винятку електричних мережах проводи та кабелі повинні вибиратися або, якщо вони обрані за іншими умовами,

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

перевірятися за умовами допустимого нагрівання. Провідник підходить за допустимим нагріванням, якщо дотримується умова за формулою (1.3):

$$I_{НБ} \leq I_{доп} \quad (1.3)$$

де $I_{доп}$ – допустимий струм провідника, що враховує реальні умови його прокладання та охолодження й аварійного перевантаження;

$I_{НБ}$ – максимальний струм із нормального, післяаварійного і ремонтного режимів.

При розрахунку повітряних ліній $I_{доп}$ береться таким, що дорівнює допустимому табличному значенню для провідника розглянутого перерізу. Для кабельних ліній допустимий струм визначають за виразом (1.4) та (1.5):

$$I_{доп} = I_{доп.т} \cdot k_{П} \cdot k_{Т} \cdot k_{АВ} \quad (1.4)$$

де $I_{доп.т}$ – допустимий табличний струм для цього кабелю;

$k_{П}$ – поправковий коефіцієнт, що враховує число поруч прокладених працюючих кабелів;

$k_{Т}$ – поправковий коефіцієнт на температуру навколишнього середовища, виходячи з умов прокладання;

$k_{АВ}$ – коефіцієнт перевантаження у післяаварійному режимі

$$I_{доп} \geq \frac{I_{НОМ.ЗАХ.АП}}{k}, \quad (1.5)$$

де $I_{НОМ.ЗАХ.АП}$ – номінальний струм захисного апарата; k – коефіцієнт, що дорівнює 0,8 для міських мереж і 3 для промислових підприємств і силових установок. У мережах напругою 0,38 – 20 кВ вибраний чи такий, що вибирають переріз повинен задовольняти умові (1.6):

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

$$\Delta U_{\text{нв}} \leq \Delta U_{\text{доп}} \quad (1.6)$$

де $\Delta U_{\text{доп}}$ – допустима втрата напруги, що забезпечує необхідні відхилення напруги;

$\Delta U_{\text{нв}}$ – втрата напруги від джерела до найвіддаленішої точки мережі.

Необхідність перевірки цієї умови викликана:

- по-перше, вимогою забезпечення відхилень напруги у споживачів відповідно державного стандарту;
- по-друге, істотним впливом перерізу провідника на втрати напруги через те, що в розглянутих мережах $r_0 > x_0$.

При виборі перерізів за допустимою втратою напруги можуть братися до уваги додаткові умови: незмінність перерізу, але всієї лінії з декількома навантаженнями $F = \text{const}$, мінімум витрат металу $m_F = \min$ і мінімум втрат потужності $\Delta P = \min$.

1.2.3 Розрахунок режиму розімкнених мереж двох номінальних напруг із двообмотковим трансформатором

Розрахунок мережі різних номінальних напруг можна проводити двома способами.

Перший спосіб. Враховується ідеальний трансформатор, тобто враховуються коефіцієнти трансформації при визначенні напруг.

Трансформатор подається у вигляді двох елементів – опору трансформатора Z_T та ідеального трансформатора (коефіцієнта трансформації).

Розрахунок режиму мережі з декількома номінальними напругами може бути виконаний для будь-яких заданих умов і зведений до розрахунку або при заданій напрузі у кінці передачі, або при заданій напрузі на початку передачі.

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
						16
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Другий спосіб полягає у приведенні мережі до однієї базисної напруги. При цьому у схемі заміщення відсутні ідеальні трансформатори, а всі опори схеми заміщення зведені до однієї напруги через коефіцієнти трансформації трансформаторів. Наприклад, при зведенні до $U_{Вном}$ зведені опори розраховують за формулою (1.7):

$$Z_* = Z \cdot \left(\frac{U_{Вном}}{U_{Нном}} \right)^2, \quad (1.7)$$

де Z – дійсний опір елемента.

Розрахунок може бути виконаний і в іменованих одиницях, і у відносних одиницях.

Зведення мережі до однієї напруги часто використовується під час розрахунку струмів короткого замикання і рідко під час розрахунку усталених режимів електричних мереж.

Більш практичний інтерес становить розрахунок при заданій напрузі на початку передачі. У результаті розрахунку режиму визначають напруги у всіх вузлах схеми з боку вищої напруги трансформаторів. А далі для кожної трансформаторної підстанції розраховується напруга на шинах навантаження (на стороні нижчої напруги).

1.2.4 Залежності між напругою й потужності початку й кінця ланки електричної мережі

Під ланкою електричної мережі необхідно розуміти ділянку її схеми заміщення, наприклад лінії електропередачі або трансформатора (рис.1.1). Розглянемо найбільш характерні для практики випадки розрахунку.

					<i>MP 3.8.141.445 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

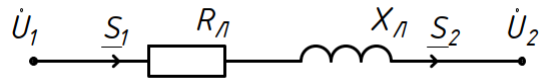


Рисунок 1.1 – Схема заміщення ланки електричної мережі лінії електропередач

Відомі потужність і напруга в кінці ланки за формулою (1.8):

$$S^2 = P^2 + jQ_2 = const$$

$$U_2^* = const \quad (1.8)$$

Потрібно визначити потужність S_1 і напругу U_1 на початку ланки. Цей випадок зустрічається на практиці тоді, коли, наприклад, задане навантаження споживача, і потрібно знайти напругу джерела живлення, за якого буде забезпечена необхідна напруга у споживача. Тут і далі розрахунок будемо вести в лінійних напругах. Поєднуючи вектор напруги U_2 з суттєвою віссю, запишемо

$$U_1^* = U_2 + \sqrt{3} I \underline{Z}_l \quad (1.9)$$

Запишемо вираз (1.10) для повної потужності

$$\underline{S}_2^* = P_2 - jQ_2 = \sqrt{3} U_2^* I. \quad (1.10)$$

Виразимо струм (1.11):

$$I^* = \frac{P_2 - jQ_2}{\sqrt{3} U_2} \quad (1.11)$$

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

Підставами вираз для струму в рівняння для напруги і отримаємо (1.12)

$$U_1^* = U_2 + \frac{P_2 - jQ_2}{U_2} (R_l + jX_l) = U_2 + \frac{P_2 R_l + jP_2 X_l - jQ_2 R_l + jQ_2 X_l}{U_2} \quad (1.12)$$

Після перетворень одержимо (1.13), (1.14):

$$U_1 = U_2 + \frac{P_2 R_l + Q_2 X_l}{U_2} + j \frac{P_2 X_l + Q_2 R_l}{U_2} \quad (1.13)$$

$$U_1^* = U_2 + \Delta U_2 + j\delta U_2 \quad (1.14)$$

де поздовжня складова падіння напруги, яка обчислена за даними кінця ланки, дорівнює (1.15):

$$\Delta U_2 = \frac{P_2 R_l + Q_2 X_l}{U_2}, \quad (1.15)$$

а поперечна складова падіння напруги дорівнює (1.16):

$$\delta U_2 = \frac{P_2 X_l + Q_2 R_l}{U_2} \quad (1.16)$$

Модуль напруги на початку ланки (1.17):

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_2)^2 + (\delta U_2)^2} \quad (1.17)$$

Втрати потужності визначимо за даними кінця ланки (1.18):

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

$$\Delta S_2 = 3I^2 \underline{Z} = \frac{S_2^2}{U_2^2} (R_{\Sigma} + jX_{\Sigma}) = \frac{S_2^2}{U_2^2} R_{\Sigma} + j \frac{S_2^2}{U_2^2} X_{\Sigma} = \Delta P_2 + j\Delta Q_2 \quad (1.18)$$

1.2.5 Втрати потужності в елементах мережі

При передачі електроенергії від електричних станцій до споживачів у всіх ланках електричних мереж є втрати активної потужності та енергії. Ці втрати виникають у повітряних і кабельних лініях різних напруг, трансформаторах підвищувальних і понижувальних підстанцій, джерелах реактивної потужності.

У середньому втрати в мережах електроенергетичної системи становлять близько 10 % від електроенергії, що відпускається у мережу.

Втрати потужності та енергії залежать від багатьох факторів і режимних характеристик електричної мережі. Для їх зниження в електричних мережах застосовують різні заходи. Однак в будь-якому разі для оцінювання ефективності заходів щодо зниження втрат необхідно вміти правильно оцінювати самі втрати, тобто вміти їх розраховувати. Важливо також знати структуру втрат, щоб, наприклад, виявити основні їх «вогнища».

Експлуатація електричних мереж вимагає певних витрат. Експлуатаційні витрати значною мірою визначаються втратами електроенергії при її передачі. Як правило, вони тим менші, чим більше витрати на спорудження електричної мережі, які залежать від перерізів провідників ліній. Значить, величина втрат потужності та електроенергії важлива як на стадії проектування, так і на стадії експлуатації електричних мереж.

1.2.5.1 Втрати потужності в двообмотковому трансформаторі

Втрати активної потужності в активному опорі R_T визначають за виразом (1.19):

					<i>MP 3.8.141.445 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

$$\Delta P = 3I^2 R_T = \frac{S^2}{U_{ном}^2} R_T = \frac{S^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{\Delta P_K U_{ном}^2}{S_{ном}^2} = \Delta P_K \left(\frac{S^2}{S_{ном}^2} \right), \quad (1.19)$$

а реактивної потужності в реактивному опорі X_T (1.20):

$$\Delta Q = 3I^2 X_T = \frac{S^2}{U_{ном}^2} X_T = \frac{S^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{U_K U_{ном}}{100} \cdot \frac{U_{ном}}{S_{ном}} = \frac{U_K S^2}{100 S_{ном}}. \quad (1.20)$$

У цьому разі, як і для ліній, значення потужності і напруги необхідно брати для однієї точки.

Сумарні активні та реактивні втрати з урахуванням втрат у провідності дорівнюватимуть (1.21), (1.22):

$$\Delta P_T = \frac{S^2}{U^2} R_T + \Delta P_X, \quad (1.21)$$

$$\Delta Q_T = \frac{S^2}{U^2} X_T + \Delta Q_X. \quad (1.22)$$

Втрати потужності можуть бути визначені й просто за каталожними даними трансформатора і потужності навантаження (1.23), (1.24):

$$\Delta P_T = \Delta P_K \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2 + \Delta P_X, \quad (1.23)$$

$$\Delta Q_T = \frac{U_K S^2}{100 S_{ном}} + \Delta Q_X. \quad (1.24)$$

Якщо на підстанції з сумарним навантаженням S працює паралельно n однакових трансформаторів, то їх еквівалентні опори в n разів менші, а провідності в n разів більші. Тоді, отримаємо (1.25) та (1.26):

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
						21
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta P_T = n \cdot \Delta P_X + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_K \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2, \quad (1.25)$$

$$\Delta Q_T = n \cdot \Delta Q_X + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{ном}}. \quad (1.26)$$

1.2.5.2 Втрати потужності та електроенергії в мережі й трансформаторах

Втрати активної і реактивної потужності в трансформаторах та автотрансформаторах поділяють на втрати:

- У сталі;
- Втрати в міді (навантажувальні втрати).

Втрати в сталі – це втрати в провідності трансформаторів. Вони залежать від прикладеної напруги. Втрати активної потужності в сталі трансформаторів – це втрати на:

- перемагнічування;
- вихрові струми.

Визначаються втратами холостого ходу трансформатора P_X , які подані в його паспортних даних.

Втрати реактивної потужності в сталі визначаються за струмом холостого ходу трансформатора, значення якого у відсотках подані в його паспортних даних (1.27):

$$\Delta Q_{СТ} = \Delta Q_X = \frac{I_X}{100} S_{ном}. \quad (1.27)$$

Навантажувальні втрати – це втрати в опорах трансформаторів. Вони залежать від струму навантаження.

					<i>MP 3.8.141.445 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

1.2.5.3 Втрати потужності в елементах електричних мереж

Втрати активної потужності у лініях найчастіше обумовлені активними опорами проводів і кабелів. У трифазовій лінії втрати потужності, що витрачаються на нагрівання провідників, визначають за виразом (1.28):

$$\Delta P = 3I^2 R_{\text{л}} = 3(I_a^2 + I_p^2) R_{\text{л}} = \frac{S^2}{U^2} R_{\text{л}} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R_{\text{л}} = \frac{P^2}{U^2 \cos^2 \varphi} R_{\text{л}}, \quad (1.28)$$

де I , $a I$, $p I$ – повний, активний і реактивний струми в лінії;

S , P , Q – повна, активна і реактивна потужності в лінії;

U – лінійна напруга;

$R_{\text{л}}$ – активний опір фази лінії;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності навантаження лінії. :

Під час розрахунку втрат за величинами потужності і напруги лінії, останні повинні братися для однієї і тієї самої точки (за потужністю і напругою на початку або кінці лінії). Якщо напруга в точці, де задано навантаження лінії, невідома, то втрати потужності знаходять за номінальною напругою.

Втрати активної потужності в провідності ЛЕП обумовлені недосконалістю ізоляції. У повітряних ЛЕП – появою корони і дуже незначною мірою, витоком струму по ізоляторах. У кабельних ЛЕП – появою струму провідності та його абсорбції. Розраховують втрати за формулою (1.29) [5]

$$\Delta P = U^2 G \quad (1.29)$$

де U – лінійна напруга на початку або кінці ЛЕП;

G – активна провідність ЛЕП.

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

Втрати реактивної потужності на ділянці ЛЕП обумовлені індуктивними опорами проводів і кабелів. Реактивна потужність, що втрачається в трифазовій ЛЕП, розраховується аналогічно потужності, що втрачається в активних опорах (1.30) [6]:

$$\Delta Q = 3I^2 X_L = 3(I_a^2 + I_p^2) X_L = \frac{S^2}{U^2} X_L = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X_L = \frac{P^2}{U^2 \cos^2 \varphi} X_L, \quad (1.30)$$

де X_L – індуктивний опір фази лінії. Одночасно сама лінія є джерелом реактивної потужності у вигляді зарядної потужності (1.31):

$$Q_b = U^2 B_n = U^2 b_0 l \quad (1.31)$$

де b_0 – питома ємнісна провідність, см/км.

Зарядна потужність зменшує реактивне навантаження мережі і тим самим знижує втрати потужності в ній.

1.3 Розрахунок електричної мережі на напрузі 10 кВ

1.3.1 Розрахунок перетоків потужності на КТП та ПЛ вихідних ліній

В даному розділі проводиться розрахунок мережі за формулами 2.1 – 2.32 на напрузі 10 кВ для розрахунку перетоків потужності на трансформаторах. Розрахунок для ділянки лінії «Док» за схемою заміщення на рис. 1.2 наступний:

					<i>MP 3.8.141.445 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

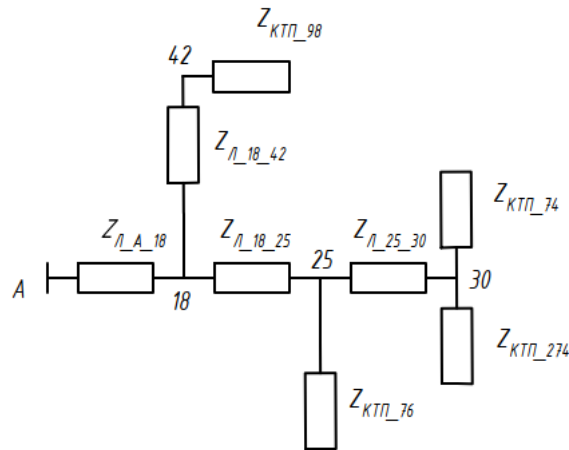


Рисунок 1.2 - Схема заміщення ділянки лінії «Док»

Перетоки потужності на КТП 74:

$$\underline{S}_{T_{74}}^k = 0 + j0 \quad (\text{кВА})$$

$$\Delta \underline{S}_{T_{74}} = \frac{(\underline{S}_{T_{74}}^k)^2}{U_{BH}^2} (R_{T_{74}} + jX_{T_{74}}) = \frac{(0)^2 + (0)^2}{10^2} (5,92 + j18) = 0 + j0 \quad (\text{кВА})$$

$$\underline{S}_{T_{74}}^h = \underline{S}_{T_{74}}^k + \Delta \underline{S}_{T_{74}} + S_{XX_{74}} = 1,05 + j5,75 \quad (\text{кВА})$$

Перетоки потужності на КТП 274:

$$\underline{S}_{T_{274}}^k = 5,7 + j3,5 \quad (\text{кВА})$$

$$\Delta \underline{S}_{T_{274}} = \frac{(\underline{S}_{T_{274}}^k)^2}{U_{BH}^2} (R_{T_{274}} + jX_{T_{274}}) = \frac{(5,7)^2 + (3,5)^2}{10^2} (5,92 + j18) = 3 + j8 \quad (\text{ВА})$$

$$\underline{S}_{T_{274}}^h = \underline{S}_{T_{274}}^k + \Delta \underline{S}_{T_{274}} + S_{XX_{274}} = 6,7 + j9,3 \quad (\text{кВА})$$

Ділянка лінії 25_30

$$\underline{S}_{Л}^k = \underline{S}_{T_{74}}^h + \underline{S}_{T_{274}}^h = 7,8 + j15,1 \quad (\text{кВА})$$

$$\Delta \underline{S}_{Л} = \frac{(\underline{S}_{Л}^k)^2}{U^2} (R_{Л} + jX_{Л}) = \frac{(7,8)^2 + (15,1)^2}{10^2} (0,029 + j0,019) = 0,08 + j0,05 \quad (\text{ВА})$$

$$\underline{S}_{Л}^h = \underline{S}_{Л}^k + \Delta \underline{S}_{Л} = 7,82 + j15,1 \quad (\text{кВА})$$

Перетоки потужності на КТП 76:

$$\underline{S}_{T_{76}}^k = 0 + j0 \quad (\text{кВА})$$

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

$$\Delta \underline{S}_{T_{-76}} = \frac{(\underline{S}_{T_{-76}}^k)^2}{U_{BH}^2} (R_{T_{-76}} + jX_{T_{-76}}) = \frac{(0)^2 + (0)^2}{10^2} (10,3 + j28,1) = 0 + j0 \quad (\kappa BA)$$

$$\underline{S}_{T_{-76}}^H = \underline{S}_{T_{-76}}^k + \Delta \underline{S}_{T_{-76}} + S_{XX_{-76}} = 0,56 + j3,8 \quad (\kappa BA)$$

Ділянка лінії 18_25

$$\underline{S}_{Л}^k = \underline{S}_{Л_{-25_{-30}}} + \underline{S}_{T_{-76}} = 8,38 + j18,9 \quad (\kappa BA)$$

$$\Delta \underline{S}_{Л} = \frac{(\underline{S}_{Л}^k)^2}{U^2} (R_{Л} + jX_{Л}) = \frac{(8,38)^2 + (18,9)^2}{10^2} (0,268 + j0,17) = 1,1 + j0,7 \quad (BA)$$

$$\underline{S}_{Л}^H = \underline{S}_{Л}^k + \Delta \underline{S}_{Л} = 8,38 + j18,9 \quad (\kappa BA)$$

Перетоки потужності на КТП 98:

$$\underline{S}_{T_{-98}}^k = 98 + j61 \quad (\kappa BA)$$

$$\Delta \underline{S}_{T_{-98}} = \frac{(\underline{S}_{T_{-98}}^k)^2}{U_{BH}^2} (R_{T_{-98}} + jX_{T_{-98}}) = \frac{(98)^2 + (61)^2}{10^2} (1,72 + j5,63) = 1,8 + j16,8 \quad (\kappa BA)$$

$$\underline{S}_{T_{-98}}^H = \underline{S}_{T_{-98}}^k + \Delta \underline{S}_{T_{-98}} + S_{XX_{-98}} = 100,5 + j78,6 \quad (\kappa BA)$$

Ділянка лінії 18_42

$$\underline{S}_{Л}^k = \underline{S}_{T_{-76}}^H = 100,5 + j78,56 \quad (\kappa BA)$$

$$\Delta \underline{S}_{Л} = \frac{(\underline{S}_{Л}^k)^2}{U^2} (R_{Л} + jX_{Л}) = \frac{(100,5)^2 + (78,56)^2}{10^2} (0,298 + j0,189) = 48,4 + j30,7 \quad (BA)$$

$$\underline{S}_{Л}^H = \underline{S}_{Л}^k + \Delta \underline{S}_{Л} = 100,6 + j78,59 \quad (\kappa BA)$$

Ділянка лінії А - 18

$$\underline{S}_{Л}^k = \underline{S}_{Л_{-18_{-25}}} + \underline{S}_{Л_{-18_{-42}}} = 108,9 + j97,5 \quad (\kappa BA)$$

$$\Delta \underline{S}_{Л} = \frac{(\underline{S}_{Л}^k)^2}{U^2} (R_{Л} + jX_{Л}) = \frac{(108,9)^2 + (97,5)^2}{10^2} (0,732 + j0,465) = 156 + j99 \quad (BA)$$

$$\underline{S}_{Л}^H = \underline{S}_{Л}^k + \Delta \underline{S}_{Л} = 109,1 + j97,6 \quad (\kappa BA)$$

Наглядний результат приведено в табл. 1.1 – 1.2.

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

Таблиця 1.1 – Розрахунок перетоків потужності на КТП по лінії «Док»

№ КТП	$P_{кін}, \text{кВт}$	$Q_{кін}, \text{кВАр}$	$\Delta P_{кін}, \text{кВт}$	$\Delta Q_{кін}, \text{кВАр}$	$P_{поч}, \text{кВт}$	$Q_{поч}, \text{кВАр}$
74	0	0	0	0	1,1	5,8
76	0	0	0	0	0,6	3,8
98	98,4	61	0,231	0,754	100,5	78,6
274	5,7	3,5	0,003	0,008	6,8	9,3

Таблиця 1.2 – Розрахунок перетоків потужності в лініях фідера «Док»

Ділянка лінії	$P_{кін}, \text{кВт}$	$Q_{кін}, \text{кВАр}$	$\Delta P_{кін}, \text{кВт}$	$\Delta Q_{кін}, \text{кВАр}$	$P_{поч}, \text{кВт}$	$Q_{поч}, \text{кВАр}$
25_30	7,8	15	0,086	0,054	7,8	15
K25_76	0,6	3,8	0,04	0,026	0,6	3,8
18_25	8,4	18,9	1,14	0,72	8,4	18,9
18_42	100,5	78,6	48,4	30,7	100,6	78,6
1_18	108,9	97,5	156,3	99,3	109,1	97,6

Схеми заміщення та результати розрахунків по вихідних лініях приведено в додатку Б.

1.3.2 Розрахунок падіння напруги на лініях та КТП

1.3.2.1 Розрахунок напруги на лініях

В даному розділі проводиться розрахунок падіння напруги на лініях за формулами 1.1 – 1.32 на напрузі 10 кВ лінії «Док».

Напруга в вузлі A

$$U_A = 10 \text{ (кВ)}$$

2. Напруга на кінцях лінії та її падіння:

$$U_{18} = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A_{18}}^H \cdot R_{A_{18}} + Q_{A_{18}}^H \cdot X_{A_{18}}}{U_A} \right)^2} = 9,987 \text{ (кВ)}$$

$$\Delta U_{A_{18}} = U_A - U_{18} = 10 - 9,98 = 0,012 \text{ (кВ)}$$

$$U_{42} = \sqrt{\left(U_{18} - \frac{P_{18_{42}}^H \cdot R_{18_{42}} + Q_{18_{42}}^H \cdot X_{18_{42}}}{U_{18}} \right)^2} = 9,983 \text{ (кВ)}$$

						Арк.
						27
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	MP 3.8.141.445 ПЗ	

$$\Delta U_{18_42} = U_{18} - U_{42} = 9,987 - 9,983 = 0,0045 \text{ (кВ)}$$

$$U_{25} = \sqrt{\left(U_{18} - \frac{P_{18_25}'' \cdot R_{18_25} + Q_{18_25}'' \cdot X_{18_25}}{U_{18}} \right)^2} = 9,987 \text{ (кВ)}$$

$$\Delta U_{18_25} = U_{18} - U_{25} = 9,987 - 9,987 = 0,0055 \text{ (кВ)}$$

$$U_{30} = \sqrt{\left(U_{25} - \frac{P_{25_30}'' \cdot R_{25_30} + Q_{25_30}'' \cdot X_{25_30}}{U_{25}} \right)^2} = 9,987 \text{ (кВ)}$$

$$\Delta U_{18_25} = U_{18} - U_{25} = 9,987 - 9,987 = 0,00008 \text{ (кВ)}$$

1.3.2.2 Розрахунок напруги на КТП

В даному розділі проводиться розрахунок реальної напруги на лініях за формулами 1.1 – 1.32 на напрузі 10 кВ для розрахунку Втрати напруги на КТП фідера «Док».

$$U_{74} = \sqrt{\left(U_{30} - \frac{P_{74}'' \cdot R_{74} + Q_{74}'' \cdot X_{74}}{U_{30}} \right)^2} \frac{0,4}{10} = 9,987 \frac{0,4}{10} \text{ (кВ)} = 399 \text{ (В)}$$

$$\Delta U_{74} = \frac{(U_{ном} - U_{74})}{U_{ном}} 100\% = \frac{(400 - 399)}{400} = 0,17 \%$$

$$U_{274} = \sqrt{\left(U_{30} - \frac{P_{274}'' \cdot R_{274} + Q_{274}'' \cdot X_{274}}{U_{30}} \right)^2} \frac{0,4}{10} = 9,987 \frac{0,4}{10} \text{ (кВ)} = 399 \text{ (В)}$$

$$\Delta U_{274} = \frac{(U_{ном} - U_{274})}{U_{ном}} 100\% = \frac{(400 - 399)}{400} = 0,13 \%$$

$$U_{76} = \sqrt{\left(U_{25} - \frac{P_{76}'' \cdot R_{76} + Q_{76}'' \cdot X_{76}}{U_{25}} \right)^2} \frac{0,4}{10} = 9,987 \frac{0,4}{10} \text{ (кВ)} = 399 \text{ (В)}$$

$$\Delta U_{76} = \frac{(U_{ном} - U_{76})}{U_{ном}} 100\% = \frac{(400 - 399)}{400} = 0,13 \%$$

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

$$U_{42} = \sqrt{\left(U_{42} - \frac{P_{98}^H \cdot R_{98} + Q_{98}^H \cdot X_{98}}{U_{42}} \right)^2 \frac{0,4}{10}} = 9,999 \frac{0,4}{10} (\kappa B) = 399,3 (B)$$

$$\Delta U_{42} = \frac{(U_{ном} - U_{42})}{U_{ном}} 100\% = \frac{(400 - 399,3)}{400} = 0,17 \%$$

Результати розрахунків по інших відхідних лініях приведено в додатку В.

1.3.3 Розрахунок втрат електроенергії при напрузі 10 кВ підстанції «Півненківська»

Загальні втрати потужності по відхідних лініях підстанції «Півненківська» приведені в табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Загальні втрати потужності по відхідних лініях підстанції «Півненківська»

Найменування фідера	$S_{заг}$, кВА	Технологічні втрати ЕЕ	
		ΔP , Вт * год	ΔP , %
Місто-резерв	60,7+j45,9	$0,378 \cdot 10^6$	0,837
Місто	552+j432,6	$11,1 \cdot 10^6$	2,704
ДОК	109+j97,6	$1,703 \cdot 10^6$	2,098
Комбікорм	454+j363	$8,5 \cdot 10^6$	2,531
Люджа	40,8+j42,1	$2,98 \cdot 10^6$	9,80
СХТ	32,8+j23,0	$0,497 \cdot 10^6$	2,037
Центр	107,6+j179,7	$7,28 \cdot 10^6$	9,089
ЮЖД	124,3+j93,5	$0,573 \cdot 10^6$	0,619

1.4 Розрахунок електричної мережі при впровадження напруги на 20 кВ

					<i>MP 3.8.141.445 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

Ефективність заходів щодо реконструкції електричних мереж при переведенні їх на рівень напруги 20 кВ буде полягати в тому, що втрати електричної енергії в КЛ знизяться в 4 рази порівняно з рівнем напруги 10 кВ, пропускна спроможність при однаковій площі поперечного перерізу проводу збільшиться у два рази за пропускну спроможність мереж 10 кВ, при цьому падіння напруги в лінії зменшиться в чотири рази порівняно з напругою 10 кВ при незмінному навантаженні, що свідчить про покращення якості електроенергії [7].

В даній мережі необхідно забезпечити заміну існуючих кабелів на інші. При проектуванні мережі 20 кВ необхідно замінити існуючі ізолятори на повітряних лініях на такі, що витримують напругу 20 кВ [6,8].

Заміна проводів наведена в табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Заміна існуючих кабелів на інші

Кабель існуючий	Кабель проєктований
ААШВ-120	АПвЭгПу-20 3x120
ААШВ-95	АПвЭгПу-20 3x95
АСБ-70	АПвЭгПу-20 3x70

Наступним чином проводимо розрахунки за формулами 1.1 – 1.32 на напрузі 20 кВ, аналогічним чином, що і для 10 кВ, при цьому замінюючи потужності КТП, в залежності від наявності номінальної потужності у виробника. Потужності реальних КТП наведено в Додатку А.

Враховуючи вихідні дані для розрахунку додатку А та тип кабелю в табл. 1.4 проводиться розрахунок із визначенням перетоків потужності та втрат напруги у кВ та відсотках в КТП і лініях електропередачі. Результати втрат потужності по лініях в цілому наведено в табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Результати втрат потужності після заміни КТП та проводів та збільшення напруги до 20 кВ

Найменування фідера	Технічні втрати ЕЕ при 10 кВ		Технічні втрати ЕЕ при 20 кВ	
	$\Delta P, \text{Вт} \cdot \text{год}$	$\Delta P, \%$	$\Delta P, \text{Вт} \cdot \text{год}$	$\Delta P, \%$
Місто-резерв	$0,378 \cdot 10^6$	0,837	$0,542 \cdot 10^6$	1,19
Місто	$11,1 \cdot 10^6$	2,704	$7,87 \cdot 10^6$	1,93
ДОК	$1,703 \cdot 10^6$	2,098	$2,02 \cdot 10^6$	2,47
Комбікорм	$8,5 \cdot 10^6$	2,531	$10,1 \cdot 10^6$	2,98
Люджа	$2,98 \cdot 10^6$	9,80	$0,741 \cdot 10^6$	2,41
СХТ	$0,497 \cdot 10^6$	2,037	$0,575 \cdot 10^6$	2,34
Центр	$7,28 \cdot 10^6$	9,089	$2,79 \cdot 10^6$	3,33
ЮЖД	$0,573 \cdot 10^6$	0,619	$1,32 \cdot 10^6$	1,41

1.5 Розрахунок обладнання підстанції «Тростянець»

1.5.1 Перевірна завантаженості силового трансформатора

В табл. 1.6 приведено основні вихідні дані для перевірки [9].

Таблиця 1.6 – Вихідні дані

$P_{НАВ}, \text{МВт}$	$\cos \varphi$	$T, ^\circ \text{C}$
23	0,85	+10

Спершу визначимо повну потужність навантаження:

$$S_{ном} = \frac{P_{НАВ}}{\cos \varphi} = \frac{23}{0,85} = 27,06 \text{ (МВА)}$$

Знаходимо потужність, яка повинна бути на трансформаторі $S_{тр}$:

$$S_{тр} = \frac{S_{ном}}{1,4} = \frac{27,06}{1,4} = 19,32 \text{ (МВА)}$$

Відповідно до номінального ряду потужності силових трансформаторів обираємо трансформатор потужністю:

					МР 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31

$$S_{ном.тр} = 25 (MBA)$$

Виходячи з добових навантажень споживачів за вимірами по стороні 10 кВ складаємо графік навантажень який зображено на рис. 1.3 та дані в табл.1.7 для трансформатора 1Т.

Таблиця 1.7 – Графік навантажень 1Т

Час	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
$S_{НАВ}, \%$	50	70	80	80	90	120	110	90	90	80	70	50
$S_{НАВ}, MBA$	13,5	18,9	21,6	21,6	24,3	32,4	29,7	24,3	24,3	21,6	18,9	13,5

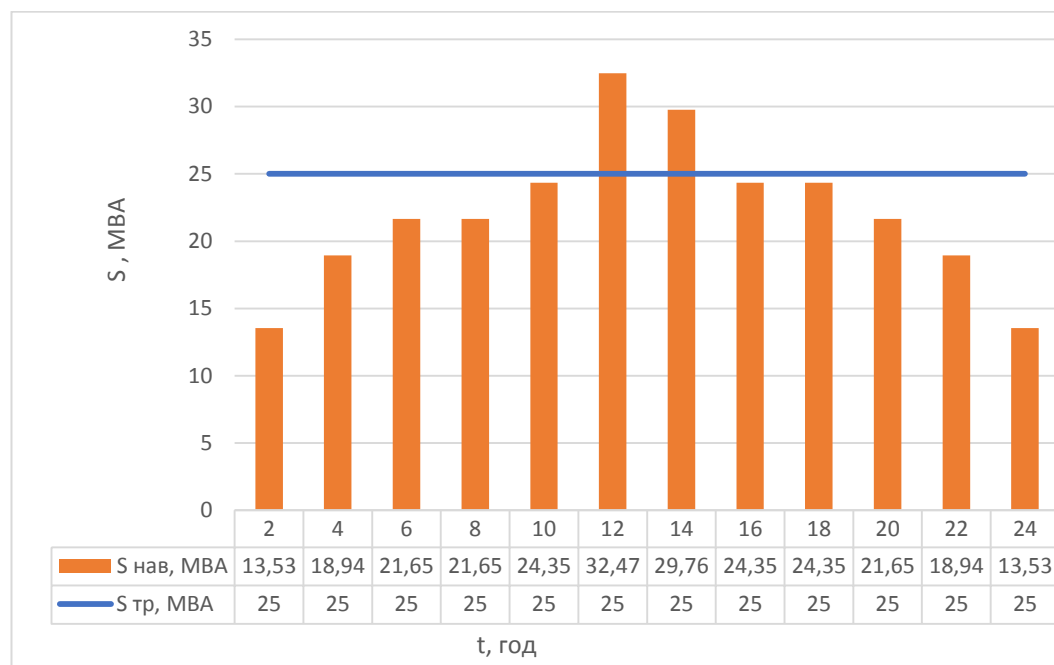


Рисунок 1.3 – Добовий графік навантаження 1Т

Як видно на графіку є точки перевантаження о 10-й, 12-й та 16-й годинах. Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантаження перетворимо в двоступінчастий. Початкове навантаження еквівалентного графіка визначається за формулою (1.32) [10]:

$$K_1 = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (1.32)$$

де S_1, S_2, \dots, S_n – власне навантаження першого, другого, n-го ступеня графіка навантаження, розміщеного нижче лінії номінальної потужності трансформатора;

t_1, t_2, \dots, t_n , тривалість ступеня.

$$K_1 = \frac{1}{25} \cdot \sqrt{\frac{13,5^2 \cdot 4 + 18,9^2 \cdot 4 + 21,7^2 \cdot 6 + 24,4^2 \cdot 6}{20}} = 0,826$$

Аналогічно визначаємо другий ступінь еквівалентного графіка, але при цьому беруться ступені, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформатора, як показано в (1.33):

$$K_2' = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (1.33)$$

де S_1, S_2, \dots, S_n – навантаження, розміщене вище лінії номінальної напруги.

$$K_2' = \frac{1}{25} \cdot \sqrt{\frac{32,5^2 \cdot 2 + 29,8^2 \cdot 2}{4}} = 1,246$$

Визначаємо максимальне перевантаження трансформатора:

$$K_{МАХ} = \frac{S_{МАХ}}{S_{НОМ}} = \frac{32,47}{25} = 1,299$$

Попереднє значення K_2' необхідно порівняти із значенням $K_{МАХ}$,

$$K_2 = 0,9 \cdot K_{МАХ} = 0,9 \cdot 1,298 = 1,169$$

Остаточно обираємо $K_2 = 1,246$

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

Наступним етапом знаходимо нормально допустиме значення $K_{2_{гост}}$ за нормативними документами [11], з урахуванням еквівалентної температури (+10 С), табл. 1.8.

Таблиця 1.8 – Нормативно допустимі значення допустимого навантаження трансформатора

	0,8	0,9
4	1,36	1,32

$$K_{2_{гост}} = 1,36 - \frac{1,36 - 1,32}{0,9 - 0,8} (0,826 - 0,8) = 1,3496$$

Як видно, значення $K_{2_{гост}}$ більше, аніж $K_2 = 1,3496$, тому можемо зробити висновок, що трансформатора 1Т задовольняє умові вибору.

Обравши перший трансформатор 1Т, обираємо трансформатор 2Т. На рис. 1.4 та табл. 1.9, приведену нижче, показано навантаження другого трансформатора [12]:

Таблиця 1.9 – Графік навантажень 2Т

t	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
S нав, %	60	70	70	90	100	120	100	80	70	90	60	50
S нав, МВА	16,2	18,9	18,9	24,3	27,0	32,4	27,0	21,6	18,9	24,3	16,2	13,5

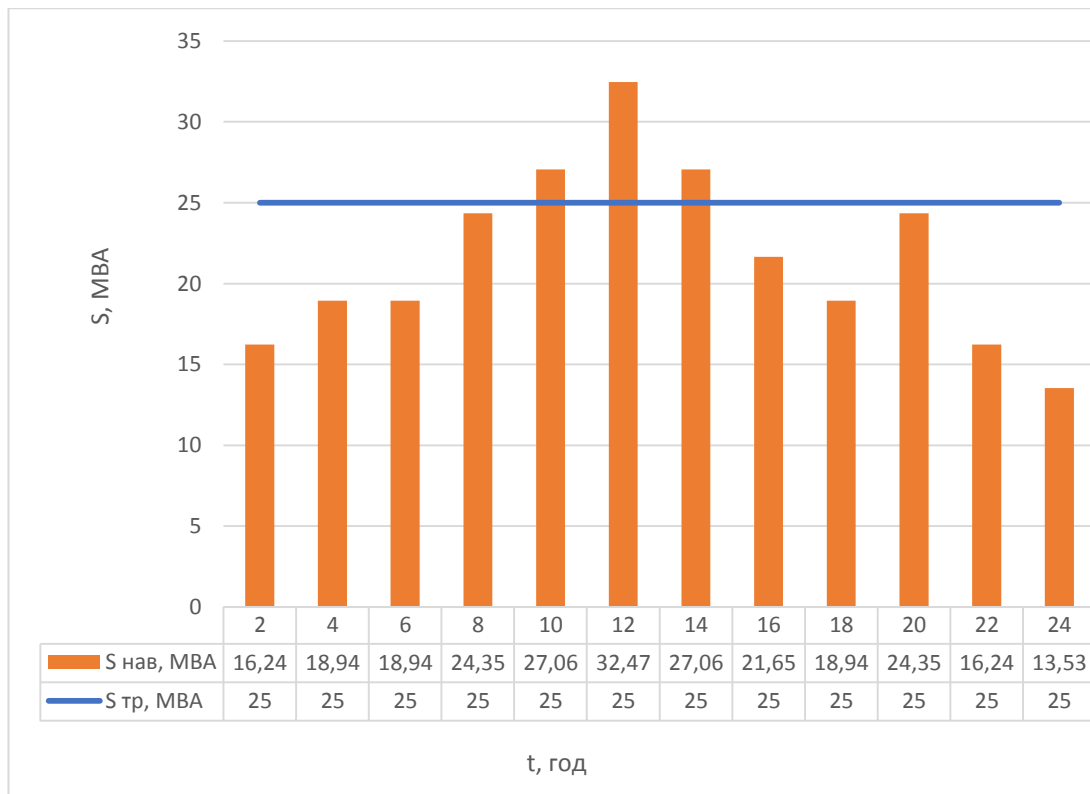


Рисунок 1.4 – Добовий графік навантаження 2Т

Як видно на графіку є точки перевантаження о 8-й, 10-й, 16-й, 18-й годинах. Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантаження перетворимо в двоступінчастий.

$$K_1 = \frac{1}{25} \cdot \sqrt{\frac{16,2^2 \cdot 4 + 18,9^2 \cdot 6 + 24,4^2 \cdot 4 + 21,7^2 \cdot 4}{18}} = 0,782$$

Аналогічно визначаємо другий ступінь еквівалентного графіка, але при цьому беруться ступені, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформатора:

$$K_2' = \frac{1}{25} \cdot \sqrt{\frac{27,1^2 \cdot 4 + 32,5^2 \cdot 2 + 27,1^2 \cdot 2}{6}} = 1,159$$

Визначаємо максимальне перевантаження трансформатора:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = 1,299$$

Попереднє значення K_2 необхідно порівняти із значенням K_{MAX} ,

$$K_2 = 0,9 \cdot K_{MAX} = 0,9 \cdot 1,299 = 1,169$$

Остаточно обираємо $K_2 = 1,169$

Наступним етапом знаходимо нормально допустиме значення $K_{2_{гост}}$, за нормативними документами [13], з урахуванням еквівалентної температури (+10 C), табл. 1.10.

Таблиця 1.10 – Нормативно допустимі значення допустимого навантаження трансформатора

	0,7	0,8
6	1,29	1,27

$$K_{2_{гост}} = 1,29 - \frac{1,29 - 1,27}{0,8 - 0,7} (0,782 - 0,7) = 1,2736$$

Як видно, значення $K_{2_{гост}}$ більше, ніж $K_2 = 1,274$, тому можемо зробити висновок, що трансформатор 2Т задовольняє вихідному графіку навантаження.

1.5.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 20 кВ. Схема заміщення наведена на рис. 1.5.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованих одиницях. Потужність короткого замикання на шинах 20 кВ центра живлення складає $S_c = 3200 \text{ МВА}$ [7].

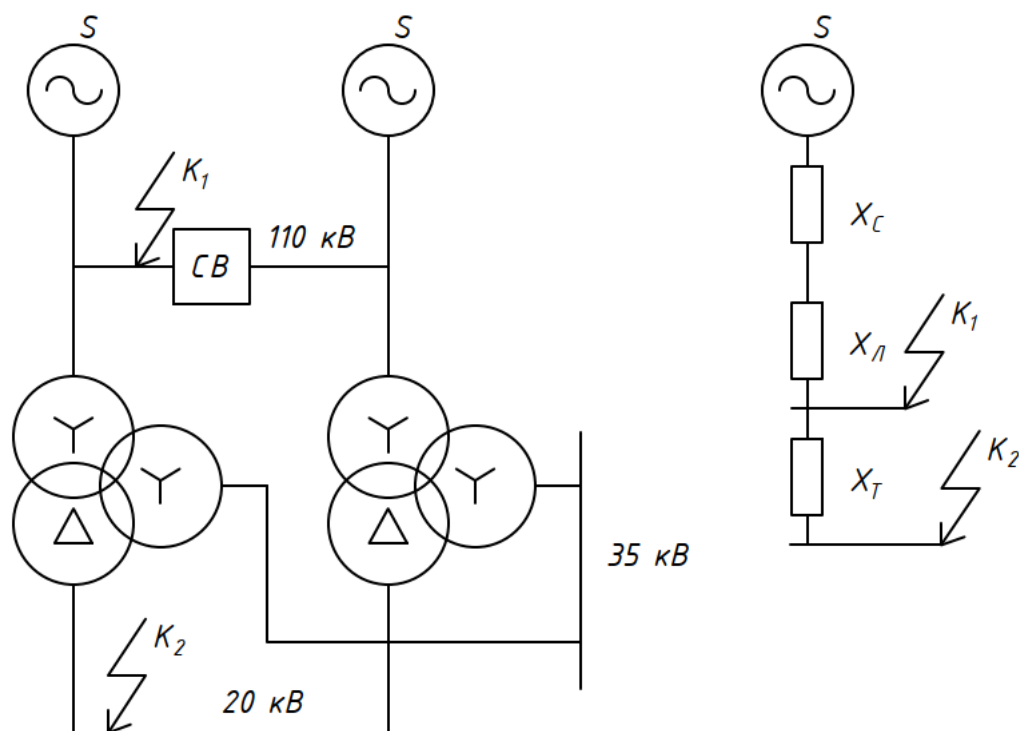


Рисунок 1.5 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює

$$X_c = \frac{U_{\text{Л}}^2}{S_c} = \frac{110^2}{3200} = 3,78 \text{ (Ом)}.$$

Загальний опір працюючих ліній

$$X_{\text{Л}} = \frac{X_{\text{Л1}} \cdot X_{\text{Л2}}}{X_{\text{Л1}} + X_{\text{Л2}}} = \frac{29,44 \cdot 25,51}{29,44 + 25,51} = 13,66 \text{ Ом}.$$

Розрахуємо опір трансформатора:

Потужність трансформатора $S_T = 25 \text{ (МВА)}$;

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

Результати розрахунку приведені в табл. 1.11.

Таблиця 1.11 – Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ у момент розмикання контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_k , $кА^2с$
Шини 110 кВ (K_1)	3,639	8,287	3,639	0,467	1,126
Шини 20 кВ (K_2)	8,150	18,556	8,150	1,560	9,963

1.5.3 Вибір високовольтної апаратури ПС Тростянець

1.5.3.1 Вибір вимикачів високої напруги

Вимикачі потужності вибираються за такими умовами:

- 1) за номінальною напругою за формулою (1.34) [5]:

$$U_{уст} \leq U_n \quad (1.34)$$

- 2) за робочим струмом за формулою (1.35):

$$I_{рmax} \leq I_n \quad (1.35)$$

- 3) за комутаційною здатністю на симетричний струм КЗ за формулою (1.36) [14]:

$$I_{II}(\tau) \leq I_{н.откл} \quad (1.36)$$

де $I_{II}(\tau)$ - чинне значення періодичної складової струму КЗ в момент часу τ після початку розбіжності дугогасних контактів вимикача;

$I_{н.откл}$ - номінальний струм при КЗ, який здатний відключити вимикач;

- 4) за комутаційною здатністю на асиметричний струм КЗ визначається за формулою (1.37):

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
						39
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\sqrt{2} \cdot I_{II}(\tau) + i_a(\tau) \leq \sqrt{2} \cdot I_{ПО.откл} \cdot (1 + \beta) \quad (1.37)$$

де $i_a(\tau)$ - аперіодична складова струму КЗ у момент розбіжності контактів і визначається за формулою.

β - номінальне значення відносного вмісту аперіодичної складової в який вимикається струм короткого замикання;

$I_{ПО.откл}$ - постійна часу згасання аперіодичної складової струму кз. (0,05 с)

τ - найменший час від початку короткого замикання до моменту розбіжності дугогасних контактів, яке розраховується за формулою (1.38) та (1.39) [14]:

$$i_a(\tau) = \sqrt{2} \cdot I_{II}(\tau) \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (1.38)$$

$$\tau = t_{рз.мін} + t_{с.в.} \quad (1.39)$$

де $t_{рз.мін}$ - мінімальний час дії релейного захисту, приймається рівним 0,01.

$t_{с.в.}$ - власний час відключення вимикача;

$$\tau = 0,01 + t_{с.в.}$$

5) за електродинамічною стійкістю, визначається за формулою (1.40):

$$i_y \leq i_{пр.скв} \quad (1.40)$$

де $i_{пр.скв}$ - амплітудне значення граничного наскрізного струму кз (за каталожними даними);

б) за термічною стійкістю, за виразом (1.41):

$$B_K \leq I_m^1 \cdot t_m \quad (1.41)$$

де B_K - тепловий імпульс з розрахунку;

I_m - граничний струм термічної стійкості за каталогом;

t_m - тривалість протікання струму термічної стійкості, с.

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

Обираємо елегазові вимикачі типу ВР35НС, зовнішній вигляд та габаритні розміри якого наведено на рис. 1.6 [15].



Рисунок 1.6 – Зовнішній вигляд та габаритні розміри вимикача ВР35НС

Номінальні параметри вимикача HD4/R 24 такі:

$$U_N = 24 \text{ кВ};$$

$$I_N = 1250 \text{ А};$$

$$I_{\text{відкл}} = 20 \text{ кА};$$

$$i_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА};$$

$$i_T = 20 \text{ кА};$$

$$t = 3 \text{ с};$$

$$c.v. = 0,035 \text{ с};$$

Проводимо його перевірку:

За напругою:

$$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ} = U_{\text{ном.м}} = 25 \text{ кВ}$$

За номінальним струмом:

$$I_{\text{ном}} = 1250 > I_{\text{розр}} = 1010 \text{ А}.$$

За струмом відключення:

$$I_{\text{відкл}} = 20 \text{ кА} > I_K = 8,15 \text{ кА}.$$

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

За величиною ударного струму к.з в мережі:

$$i_{пр.скв} = 40кА > i_{уд} = 18,5кА$$

$$I_{пр.скв} = 20кА > I_{к} = 8,15кА$$

Таким чином, вимикач задовольняє умовам вибору.

1.5.3.2 Вибір роз'єднувачів

Роз'єднувачі обираються за такими умовами:

1) за напругою (1.42):

$$U_{уст} \leq U_{н} \quad (1.42)$$

2) за конструкцією, роду установки;

3) за струму за виразом (1.43):

$$I_{р\max} \leq I_{н} \quad (1.43)$$

4) за значенням електродинамічній стійкості (1.44):

$$i_{у} \leq i_{пр\ скв} \quad (1.44)$$

5) за значенням термічній стійкості (1.45):

$$B_{к} \leq I_{т}^2 \cdot t_{т} \quad (1.45)$$

За основним параметрами – обрано роз'єднувач GW1-12 та його креслення на рис 1.7 [16].

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

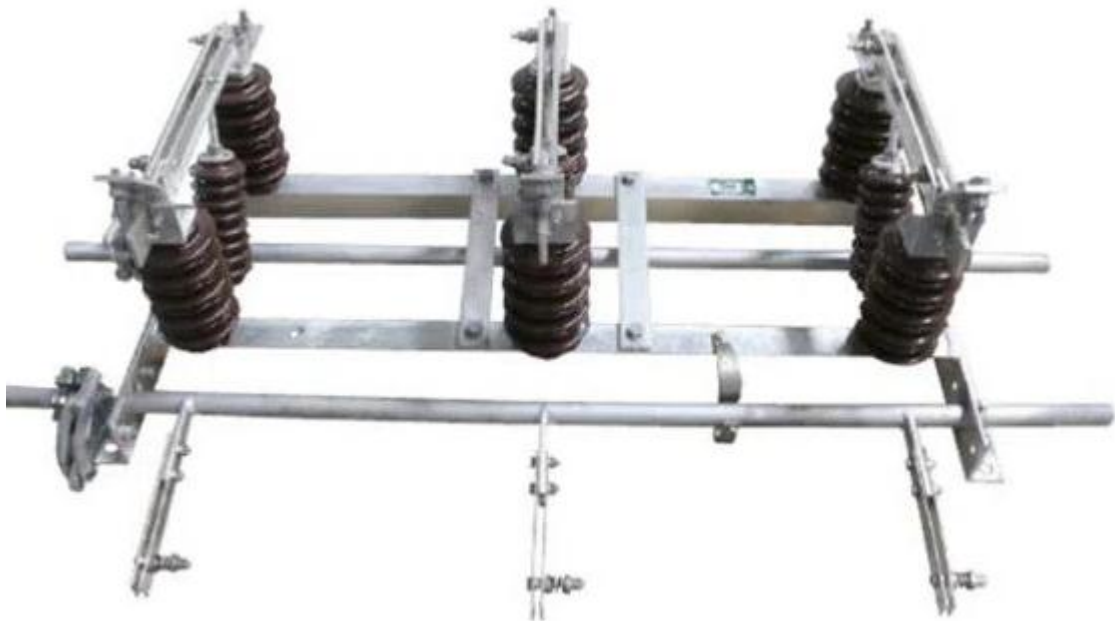


Рисунок 1.7 – Зовнішній вигляд роз'єднувача GW1-12

Номінальні параметри роз'єднувача наступні:

$$U_n = 20 \text{ кВ};$$

$$I_n = 630 \text{ А};$$

$$I_m = 20 \text{ кА};$$

$$I_{пр.скв} = 50 \text{ кА};$$

$$B_m = 3 \text{ с};$$

1.5.4 Вибір вимірювальних трансформаторів

1.5.4.1 Вибір трансформатора струму

Трансформатори струму вибираються за такими умовами:

- 1) за номінальною напругою за формулою (1.46) [10]:

$$U_{уст} \leq U_{1ном} \quad (1.46)$$

- 2) за значенням робочого струму (1.47):

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

$$I_{p\max} \leq I_n \quad (1.47)$$

3) за конструкцією та класу точності;

4) за значеннями електродинамічної стійкості за формулою (1.48):

$$i_y \leq i_{пр\ cкв} \quad (1.48)$$

де $i_{пр.cкв}$ – амплітудне значення граничного наскрізного струму к.з. (за каталогом);

б) за значеннями термічної стійкості (1.49):

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (1.49)$$

7) за значеннями опору навантаження за формулою (1.50):

$$Z_2 \leq Z_{2ном} \quad (1.50)$$

де $Z_{2ном}$ – опір вторинної обмотки відповідно до каталожних даних, розраховується за формулою (1.51):

$$Z_{2ном} = \frac{S}{I_{2ном}^2} \quad (1.51)$$

де Z_2 – розрахунковий опір вторинної обмотки трансформатора струму;

$Z_2 \approx r_2$, так як індуктивний опір вимірювальних ланцюгів невеликий, у свою чергу r_2 розраховується за формулою (1.52):

					<i>MP 3.8.141.445 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт}} \quad (1.52)$$

де $r_{\text{конт}}$ – опір контактів, приймається рівним 0,05 Ом;

$r_{\text{пр}}$ – опір приладів, який розраховується за формулою (1.53):

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} \quad (1.53)$$

де $S_{\text{пр}}$ – потужність споживана приладами;

$r_{\text{пр}}$ – допустимий опір проводів, розраховується за формулою (1.54):

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{конт}} - r_{\text{пр}} \quad (1.54)$$

Після розрахунку опору дроту знаходиться його переріз за формулою (1.55):

$$F = \frac{\rho \cdot 2 \cdot L}{r_{\text{пр}}} \quad (1.55)$$

де ρ – питомий опір матеріалу дроту Ом·м, для алюмінію $\rho=0,0283$ Ом·м, для міді $\rho=0,0175$ Ом·м;

L - довжина дротів від трансформаторів струму до приладів, м.

Обираємо трансформатори струму ТШЛ – 20 – 1, зовнішній вигляд якого зображено на рис.1.8 [17].

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

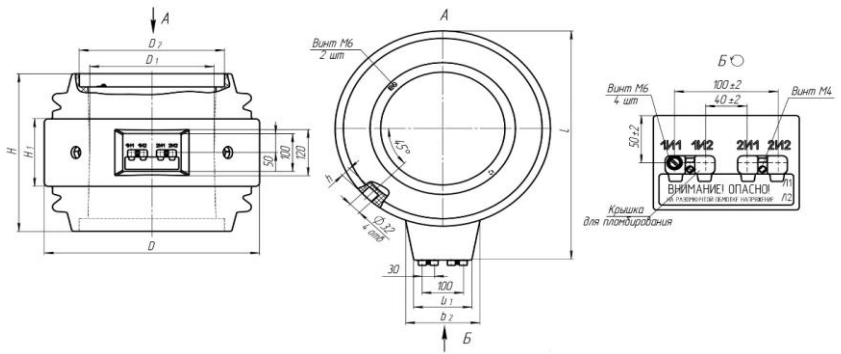


Рисунок 1.8 - Зовнішній вигляд та габаритні розміри трансформатора струму
ТШЛ - 20 - 1

Номінальні параметри трансформатора струму наступні:

$$U_N = 20 \text{ кВ};$$

$$I_N = 3000 \text{ А};$$

$$i_{2n} = 5 \text{ А};$$

$$i_m = 7 \text{ кА};$$

$$i_{\text{дин}} = 65 \text{ кА};$$

$$B_{23M} = 125 \text{ ВА};$$

1.5.4.2 Вибір трансформатора напруги

Обираємо трансформатори напруги за заданими значеннями напруги та за потужністю.

На боці високої напруги (110 кВ) обираємо трансформатори НКФ-110 табл. 1.12, на боці 20 кВ – ЗНОМ-20-63 табл. 1.13.

Таблиця 1.12 - Трансформатори напруги на боці високої напруги

Тип	Номінальна напруга обмоток			Номінальна потужність, В·А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	Пер-винної, кВ	Основної вторинної, В	Додат-кової, В	0,2	0,5	1	3	
НКФ-110-57У1	110000/ √3; 123000/ √3	100/√3	100	-	400	600	1200	2500

Таблиця 1.13 - Трансформатори напруги на боці низької напруги

Тип	Номинальна напруга обмоток			Номинальна потужність, В·А, в класі точності				Довжина, ширина, висота, мм
	Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
ЗНО М-20-63	15750/ $\sqrt{3}$; 15000/ $\sqrt{3}$; 13800/ $\sqrt{3}$;	100/ $\sqrt{3}$	100/3	-	75	150	300	600x600x675

1.5.5 Вибір трансформатора власних потреб

Споживачами власних потреб є оперативні ланцюги, системи охолодження силових трансформаторів, освітлення, електроопалення і т.ін. Розрахунок потужності приймачів власних потреб наведений у табл. 1.14.

Таблиця 1.14 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

Види споживачів	Встановлена потужність		cos φ	tg φ	Навантаження	
	одиниці, кВт*к-сть	Всього, кВт			P, кВт	Q, кВАр
Охолод. Sфz10-25000/110	15*2	5	0,89	0,51	30	38,4
Підігрів вимикачів на напрузі 110 кВ	3*1,8	5,4	1	0	5	0
Підігрів приводів роз'єднувачів, відключачів, короткозамикачів	10*0,6	6	1	0	6	0
Опалення, освітлення, вентиляція закритого РП	1	5	1	0	5	0
Освітлення РП	1	2	1	0	2	0
Всього					48	38,4

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб. Номинальна потужність вибирається з умови 1.56:

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

$$S_{TCH} \geq S_{CH},$$

Тет

де S_{TCH} - потужність трансформатора власних потреб, кВА.

S_{CH} - потужність споживачів власних потреб, кВА.

Оскільки, $S_{роз} = k_c \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \sqrt{48^3 + 38,4^2} = 61,5$ кВА, тому беремо потужність трансформатора власних потреб такою, що дорівнює 18,83 кВА. Приймаємо два трансформатора ТМ-64/20. При відключенні одного трансформатора другий буде навантажений на $61,5 / 120 = 0,75$, що допустимо.

1.6 Розрахунок обладнання підстанції «Півненківська»

У зв'язку з реконструкцією існуючої мережі 10 кВ та впровадження напруги 20 кВ, планується демонтаж існуючого обладнання та проектування нового розподільного пункту, яке розраховано роботу під напругою 20 кВ, з метою зниження втрат та оновлення обладнання.

Тому, необхідно провести наступні демонтажні роботи на 35 кВ:

1. Демонтаж силового трансформатора 1Т типу ТМ-6300/35 .
2. Демонтаж вимикача масляного ВТД-35-630-10У1 та С-35М-630-10АУ1
3. Демонтаж лінійного роз'єднувача РДНЗ-2-35/600.

Провести демонтажні роботи на 10 кВ розподільчі комірки КСО-272 з наступною комплектацією.

1. Вимикачі масляні.
2. Трансформатори струму.
3. Роз'єднувач лінійний.

Провести наступні роботи:

1. Адаптація ошиновки 35 та 10 кВ до нового трансформатора та заміна опорної ізоляції.

					<i>MP 3.8.141.445 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

2. Заміна існуючих силових і контрольних кабелів вторинної комутації.

3. Реконструкція першої черги доцільна з економічної точки зору. Зменшиться міжремонтний термін капітальних ремонтів, зменшиться термін їх проведення, зменшиться число аварійних відключень обладнання і, як наслідок, скоротиться недовипуск електроенергії споживачам.

1.6.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 20 кВ. Підстанція живиться за тупиковою лінією, схема заміщення наведена на рис 1.9.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованих одиницях. Потужність короткого замикання на шинах 20 кВ центра живлення складає $S_c = 2800 \text{ МВА}$

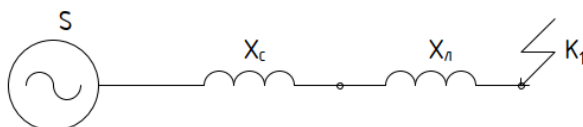


Рисунок 1.9 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює

$$X_c = \frac{U_{\text{Л}}^2}{S_c} = \frac{20^2}{2800} = 0,143 \quad (\text{Ом}).$$

Загальний опір працюючих ліній

$$X_{\text{Л}} = \frac{X_{\text{Л1}} \cdot X_{\text{Л2}}}{X_{\text{Л1}} + X_{\text{Л2}}} = \frac{29,44 \cdot 25,51}{29,44 + 25,51} = 13,66 \quad \text{Ом}.$$

Періодична складова СКЗ у точці K_1 :

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49

$$I_{K1} = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L)} = \frac{20}{\sqrt{3} \cdot (4,32 + 13,66)} = 0,142 \quad (\text{кА});$$

Ударний струм:

$$\text{у точці } K_1, I_y = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 0,1428 = 1,904 \quad (\text{кА});$$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

$$\text{для } K_1 i_a = \sqrt{2} \cdot 0,143 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,107 \quad (\text{кА});$$

Інтеграл Джоуля

$$\text{для } K_1 B_{K1} = I_{K1}^2 (t + T_a) = 0,143^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 0,059 \quad (\text{кА}^2\text{с})$$

Результати розрахунків приведено в табл. 1.15.

Таблиця 1.15 – Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу, кА	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ у момент розмикання контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля B_K , $\text{кА}^2\text{с}$
Шини 20 кВ (K_1)	0,836	1,904	0,836	0,107	0,059

1.6.2 Вибір високовольтної апаратури

1.6.2.1 Вибір вимикачів високої напруги

Обираємо елегазовий вимикач типу ВР35НС, зовнішній вигляд та габаритні розміри якого наведено на рис. 1.10 [15].

					МР 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50



Рисунок 1.10 – Зовнішній вигляд та габаритні розміри вимикача ВР35НС

Номінальні параметри вимикача HD4/R 24 такі:

$$U_N = 24 \text{ кВ};$$

$$I_N = 1250 \text{ А};$$

$$I_{\text{відкл}} = 20 \text{ кА};$$

$$i_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА};$$

$$i_T = 20 \text{ кА};$$

$$t = 3 \text{ с};$$

$$c.v. = 0,035 \text{ с};$$

Проводимо його перевірку:

За напругою:

$$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ} = U_{\text{ном.м}} = 25 \text{ кВ}$$

За номінальним струмом:

$$I_{\text{ном}} = 1250 > I_{\text{розр}} = 1010 \text{ А.}$$

За струмом відключення:

$$I_{\text{відкл}} = 20 \text{ кА} > I_k = 8,15 \text{ кА.}$$

За величиною ударного струму к.з в мережі:

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

$$i_{пр.скв} = 40кА > i_{уд} = 18,5кА$$

$$I_{пр.скв} = 20кА > I_{к} = 8,15кА$$

Таким чином, вимикач задовольняє умовам вибору.

1.6.2.2 Вибір роз'єднувачів

За основним параметрами – обрано роз'єднувач GW1-12 який зображено на рис.1.11 [16].

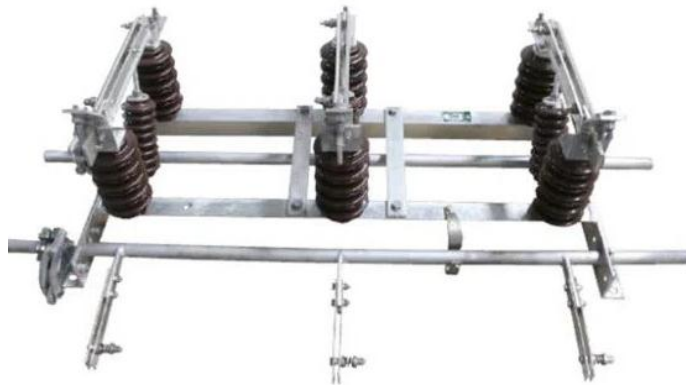


Рисунок 1.11 – Зовнішній вигляд роз'єднувача GW1-12

Номинальні параметри роз'єднувача наступні:

$$U_{н} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{н} = 630 \text{ А};$$

$$I_{т} = 20 \text{ кА};$$

$$I_{пр.скв} = 50 \text{ кА};$$

$$B_{т} = 3 \text{ с};$$

1.6.3 Вибір вимірювальних трансформаторів

1.6.3.1 Вибір трансформатора струму

Обираємо трансформатори струму ТШЛ – 20 – 1, зовнішній вигляд якого зображено на рис.1.12 [17].

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

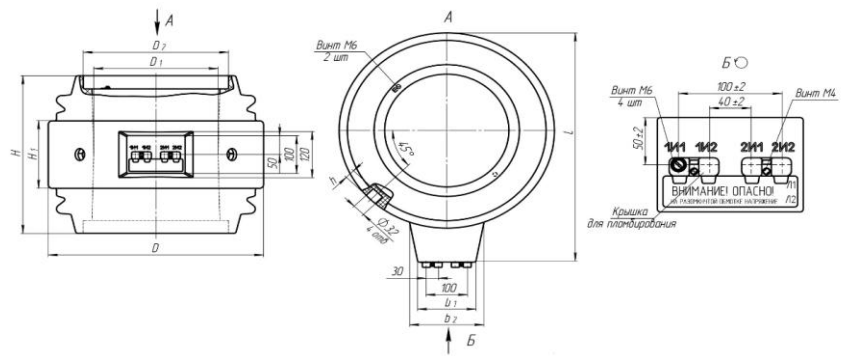


Рисунок 1.12 - Зовнішній вигляд та габаритні розміри трансформатора струму ТШЛ - 20 - 1

Номінальні параметри трансформатора струму наступні:

$$U_N = 20 \text{ кВ};$$

$$I_N = 3000 \text{ А};$$

$$i_{2n} = 5 \text{ А};$$

$$i_m = 7 \text{ кА};$$

$$i_{\text{дин}} = 65 \text{ кА};$$

$$B_{2\text{ЗМ}} = 125 \text{ ВА};$$

1.6.3.2 Вибір трансформатора напруги

Обираємо трансформатори напруги за заданими значеннями напруги та за потужністю [11] табл. 1.16 [18].

Таблиця 1.16 – Трансформатори напруги на стороні 20 кВ

Тип	Номінальна напруга обмоток			Номінальна потужність, В·А, в класі точності				Довжина, ширина, висота, мм
	Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
ЗНО М-20-63	15750/√3; 15000/√3; 13800/√3;	100/√3	100/3	-	75	150	300	600x600x675

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-------	------	----------	--------	------

MP 3.8.141.445 ПЗ

Арк.

53

2 ОХОРОНА ПРАЦІ

2.1 Розрахунок зони захисту блискавковідводів ВРП-110 кВ

Розрахувати висоту і зону захисту блискавковідводів ВРП-110 кВ, встановлених на двох порталах, рис 2.1 (поз. 1 і 2), і двох блискавковідводів, що стоять окремо, зазначених на рис. 2.1 (поз. 3 і 4), вважаючи, що блискавковідводи розташовані симетрично по відношенню до вузької сторони ВРП. Надійність зони захисту від уражень блискавки. Параметри розміщення блискавковідводів по площині ВРП наведені в табл. 2.1 [19].

Таблиця 2.1 – Вихідні дані

А, м	В, м	L ₁ , м	L ₂ , м	L ₃ , м	L ₄ , м	L ₅ , м	h _x , м
50	40	30	16	24	10	10	6

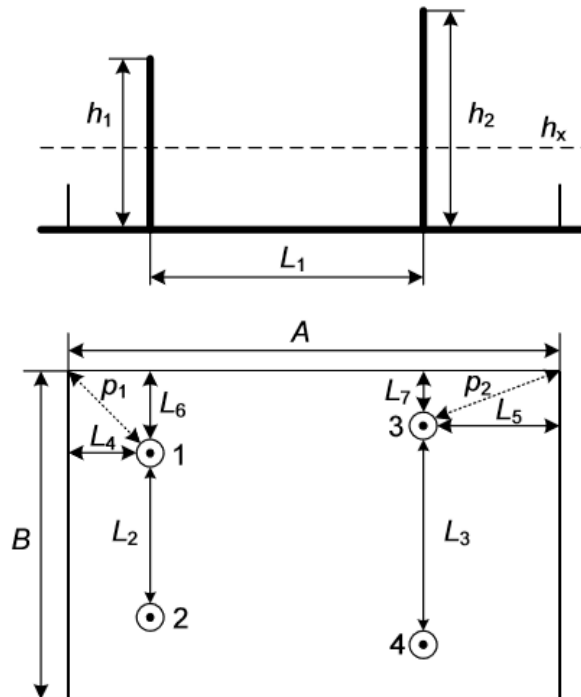


Рисунок 2.1 – Схема розміщення стрижневих блискавковідводів ВРП-110 кВ

MP 3.8.141.445 ET.M-11 ПЗ				
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата
Розроб.		Кучмії		
Перевір.		Лебедка		
Реценз.				
Н. Контр.		Никифоров		
Затверд.		Лебединський		
Впровадження напруги 20 кВ в електричну мережу підстанції ПС-110/35/10 «Тростянець»				
		Лит.	Аркуш	Листів
			54	102
СумДУ ET.M-11				

Захист будівель і споруд, що мають металеві несучі конструкції або металеву покрівлю, забезпечується шляхом заземлення металевих частин. Цегляні, бетонні та залізобетонні споруди, металеві опори, що підтримують провали на підстанції, захищають блискавковідводами, які встановлюють на зазначених спорудах, або окремо встановленими стрижневими блискавковідводами [19].

Зона захисту блискавковідводів повинна охоплювати всю територію підстанції. Тросові блискавковідводи (троси) на основній території підстанції застосовувати не рекомендується через небезпеку у випадку обриву троса закортити збірні шини і вивести з ладу всю підстанцію [7].

Кожний блискавковідвід складається з блискавкоприймача, заземлювача і струмовідвідних спусків, що з'єднують блискавкоприймач із заземлювачем. За типом розрізняють стрижневі і тросові блискавковідводи. Захисна дія блискавковідводу обумовлюється зоною захисту, тобто простором біля блискавковідводу, імовірність влучення в яке не перевищує визначеного досить малого значення. Вибір типу і висоти блискавковідводу проводиться виходячи зі значень необхідної ймовірності прориву блискавки $R_{пр}$. В усіх випадках система захисту від прямих ударів блискавки вибирається так, щоб максимально використовувалися природні блискавковідводи (наприклад, установлені на порталах підстанції), а якщо забезпечувана ними захищеність недостатня, то встановлюють додатково стрижневі блискавковідводи [20].

1. Визначаємо параметри L_6 і L_7

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{40 - 16}{2} = 12,0 \text{ м}$$

$$L_7 = \frac{B - L_3}{2} = \frac{40 - 24}{2} = 8,0 \text{ м}$$

2. Визначаємо параметри p_1 та p_2

$$p_1 = \sqrt{L_4^2 + L_6^2} = \sqrt{12^2 + 10^2} = 10,0 \text{ м}$$

$$p_2 = \sqrt{L_7^2 + L_5^2} = \sqrt{8,0^2 + 10^2} = 12,81 \text{ м}$$

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

3. Визначаємо висоту блискавковідводів виходячи за умови, що $r_{x1} = p_1$

$r_{x3} = p_2$ при висоті h_x

$$h_1 = \frac{0,7 \cdot p_1 + 0,6h_x}{0,42} = \frac{0,7 \cdot 15,6 + 0,6 \cdot 6}{0,42} = 34,57 \text{ м}$$

$$h_3 = \frac{0,7 \cdot p_2 + 0,6h_x}{0,42} = \frac{0,7 \cdot 12,81 + 0,6 \cdot 3}{0,42} = 29,92 \text{ м}$$

4. Розраховуємо зони захисту блискавковідводів 1 та 2:

$$L_{12} = L_2 = 22 \text{ м}$$

$$h_{01} = h_{02} = 0,7 \cdot h_1 = 0,7 \cdot 34,57 = 24,2 \text{ м}$$

$$r_{01} = r_{02} = 0,6 \cdot h_1 = 0,6 \cdot 34,57 = 20,74 \text{ м}$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01}(h_{01} - h_x)}{h_{01}} = \frac{20,74 \cdot (24,2 - 6)}{24,2} = 15,6 \text{ м}$$

$$L_{c12} = 2,25 \cdot 34,57 = 77,78 \text{ м}$$

$$L_{\max 12} = 4,25 \cdot 34,57 = 146,9 \text{ м}$$

$$h_{c12} = h_{01} = 24,2 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{01}(h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = \frac{20,74(24,2 - 6)}{24,2} = 15,6 \text{ м}$$

5. Розраховуємо зони захисту блискавковідводів 3 та 4:

$$L_{34} = L_3 = 24,0 \text{ м}$$

$$h_{03} = h_{04} = 0,7 \cdot h_3 = 0,7 \cdot 29,92 = 20,94 \text{ м}$$

$$r_{03} = r_{04} = 0,6 \cdot h_3 = 0,6 \cdot 29,92 = 17,95 \text{ м}$$

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03}(h_{03} - h_x)}{h_{03}} = \frac{17,95 \cdot (20,94 - 6)}{20,94} = 12,81 \text{ м}$$

$$L_{c34} = 2,25 \cdot 29,92 = 67,32 \text{ м}$$

$$L_{\max 12} = 4,25 \cdot 29,92 = 127,16 \text{ м}$$

$$h_{c34} = h_{03} = 20,94 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

$$r_{cx34} = \frac{r_{03}(h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = \frac{17,95 \cdot (20,94 - 6)}{20,94} = 12,8 \text{ м}$$

6. Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3:

– на висоті $h_1 = 34,57 \text{ м}$

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

$$L_{c13} = 2,25 \cdot 29,92 = 67,32 \text{ м}$$

$$L_{\max 13} = 4,25 \cdot 29,92 = 127,16 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 24,2 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13})$$

– на висоті $h_3 = 29,92 \text{ м}$

$$L_{c31} = 2,25 \cdot h_3 = 67,32 \text{ м}$$

$$L_{\max 31} = 2,25 \cdot h_3 = 127,16 \text{ м}$$

$$h_{c31} = h_{03} = 20,94 \text{ м}$$

$$h_{c \min 13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = \frac{24,2 + 20,94}{2} = 22,57 \text{ м}$$

$$r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{20,74 + 17,95}{2} = 19,34 \text{ м}$$

$$r_{cx13} = \frac{r_{c013}(h_{c \min 13} - h_x)}{h_{c \min 13}} = \frac{19,34 \cdot (22,57 - 6)}{22,57} = 14,2 \text{ м}$$

7. Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3:

$$L_{14} = \sqrt{L_1^2 + \left(L_2 + \frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = \sqrt{30^2 + \left(16 + \frac{24 - 16}{2}\right)^2} = 36,06 \text{ м}$$

– на висоті $h_1 = 28,1 \text{ м}$

$$L_{c14} = 2,25h_1 = 2,25 \cdot 34,57 = 77,78 \text{ м}$$

$$L_{\max 14} = 4,25h_1 = 4,25 \cdot 34,57 = 146,9 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 24,2 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13})$$

– на висоті $h_3 = 34,57 \text{ м}$

$$L_{c41} = 2,25 \cdot h_4 = 67,32 \text{ м}$$

$$L_{\max 41} = 4,25h_4 = 127,16 \text{ м}$$

$$h_{c41} = h_{04} = 24,2 \text{ м}$$

$$h_{c \min 14} = \frac{h_{c14} + h_{c41}}{2} = \frac{24,2 + 20,94}{2} = 22,57 \text{ м}$$

$$r_{c014} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{20,74 + 17,95}{2} = 19,34 \text{ м}$$

$$r_{cx14} = \frac{r_{c014}(h_{c \min 14} - h_x)}{h_{c \min 14}} = \frac{19,34 \cdot (22,57 - 6)}{22,57} = 14,2 \text{ м}$$

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

В результаті розрахунку отримали наступну зону захисту рис.2.2:

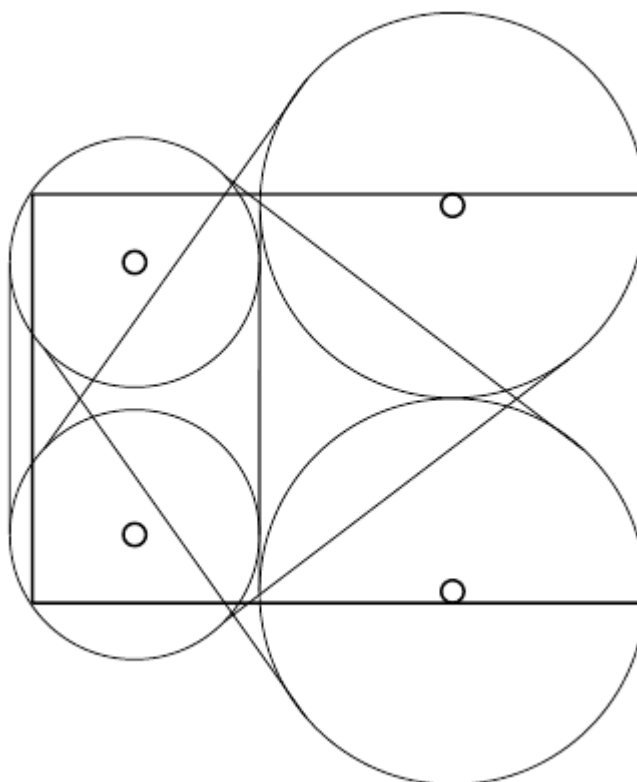


Рисунок 2.2 – Зона захисту підстанції на висоті h_x

2.2 Розрахунок опору заземлювального контуру ВРП

Розрахувати опір заземлювального контуру відкритого розподільчого пристрою (ВРП), який складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами табл. 2.2. Зобразити схему заземлювального контуру ВРП [21].

Таблиця 2.2 – Вихідні дані

a , м	b , м	$\rho_{\text{вим}}$, Ом·м	$n_{\text{тр}}$, шт	$l_{\text{тр}}$, м	Тип тросу
100	50	100	1	150	С-70

Заземлювальний контур виконуємо у вигляді сітки горизонтальних смуг із вертикальними електродами, розташованих у вузлах сітки по її периметру. Крок сітки беремо 10 м, довжину вертикальних електродів 10 м [6].

Розрахункове значення питомого опору ґрунту при сезонних змінах

$$\rho_{розр} = K \rho_{вим} = 1,4 \cdot 100 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

K – сезонний коефіцієнт. Для середньої вологості ґрунту при проведенні вимірів припускаємо, що $K=1,4$.

Опір заземлення системи трос-опора:

$$R_{тр-оп} = \sqrt{R_{тр} R_{он}}$$

$R_{тр}$ – опір троса між опорами;

$R_{он}$ – опір заземлення опори.

Опір троса:

$$R_{тр} = \frac{0,0024 l_{тр}}{n_{тр}} = \frac{0,0024 \cdot 150}{1} = 0,36 \text{ Ом}$$

Опір заземлення опори

При $100 < \rho_{розр} \leq 500$: $R_{он} \leq 15$

$$R_{тр-оп} = \sqrt{R_{тр} R_{он}} = \sqrt{0,36 \cdot 10} = 1,9 \text{ Ом}$$

Отриманий опір вважаємо опором заземлення природних заземлювачів ВРП:

$$R_{пр} = R_{тр-оп} = 1,9 \text{ Ом}$$

Допустимий опір штучного заземлення за наявності природних заземлювачів:

$$R_{дон} = \frac{R_0 R_{пр}}{R_{пр} - R_0} = \frac{0,5 \cdot 1,9}{1,9 - 0,5} = 0,679 \text{ Ом}$$

$R_{дон}$ – допустимий опір заземлення в мережах із заземленою нейтраллю

$$R_{дон} = 0,5 \text{ Ом}$$

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

$$\sqrt{S} = \sqrt{100 \cdot 50} = 70,7 \text{ м}^2$$

A – коефіцієнт, що залежить від $\frac{10}{70,7} = 0,141$.

$$A = 0,43 + \frac{(0,43 - 0,4)}{(0,02 - 0,05)}(0,141 - 0,02) = 0,309$$

Визначимо кількість вертикальних електродів:

$$n = 30$$

Сумарна довжина всіх горизонтальних електродів

$$L = a \cdot 19 + b \cdot 23 = 100 \cdot 19 + 50 \cdot 23 = 3050 \text{ м}$$

$$R_{з.р} = 140 \cdot \left(\frac{0,309}{70,7} + \frac{1}{3050 + 30 \cdot 10} \right) = 0,654 \text{ Ом}$$

Схема заземлювального контуру зображено на рис. 2.2

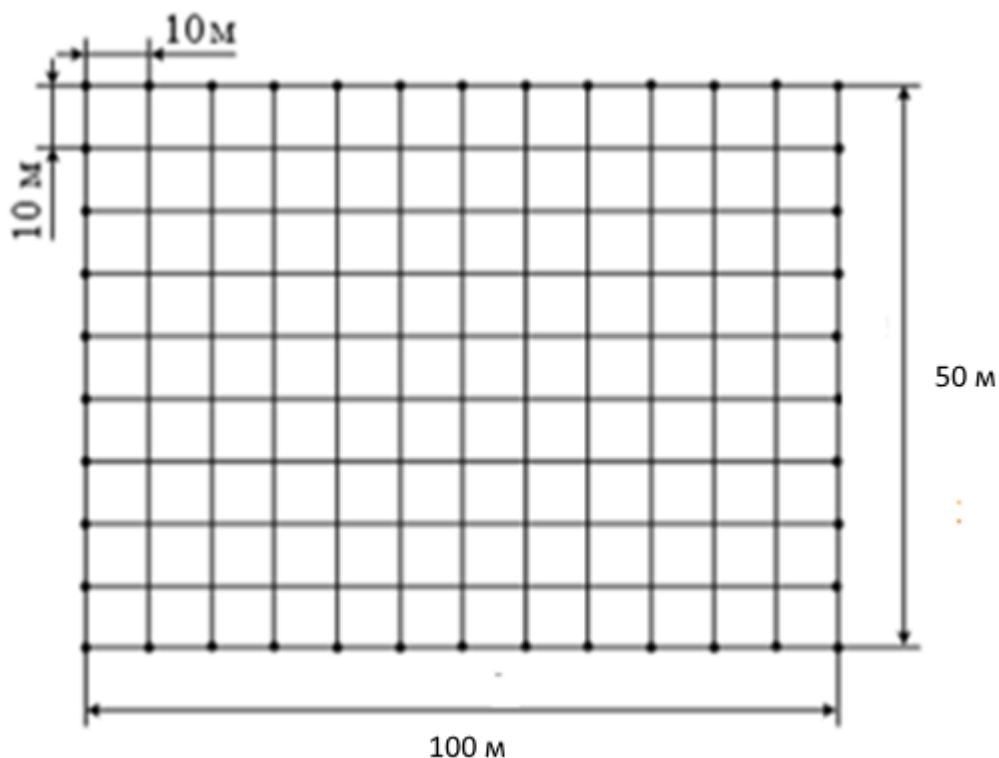


Рисунок 2.2 – Схема заземлювального контуру

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.8.141.445 ПЗ

Арк.

60

Так як розрахункове значення $R_{з.р.}$ менше, ніж допустима величина стаціонарного опору контуру заземлення $R_{з.р.} < R_з$, то обрані параметри заземлювача відповідають допустимим нормам.

2.3 Висновок до розділу

В даному розділі проведено розрахунки висоти зони захисту блискавковідводів ВРП-110 кВ, які встановлені на двох порталах і двох блискавковідводах, що стоять окремо. Накреслено горизонтальний перетин зони захисту блискавковідводів на висоті h_x та вертикальний перетин зони захисту блискавковідводів.

Також, проведено розрахунок опору заземлювального контуру відкритого розподільчого пристрою (ВРП), який складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами. Зображено схему заземлювального контуру ВРП. Так як розрахункове значення $R_{з.р.}$ менше, ніж допустима величина стаціонарного опору контуру заземлення $R_{з.р.} < R_з$, то обрані параметри заземлювача відповідають допустимим нормам.

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
						61
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Відповідно до галузевих методик визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику ГКД 340.000.001-95 та ГКД 340.000.002-97 економічний результат капітальних вкладень в енергетичні об'єкти складається з доходу, що отримується від виробництва, передачі й розподілу енергії, а також від зниження витрат, обумовленого скороченням енергетичних витрат, підвищенням надійності енергопостачання споживачів, зменшенням експлуатаційних витрат.

У загальному вигляді критерієм економічної ефективності є позитивне значення ефекту. На основі поняття економічного ефекту побудована система показників і критеріїв економічної ефективності капітальних вкладень в енергетичні об'єкти, що розподіляються на інтегральні та елементарні.

Інтегральні показники враховують сумарні дисконтовані (приведені до року, що передував початку будівництва) прибутки і витрати за весь розрахунковий період, елементарні – за його окремі роки (без дисконтування).

До інтегральних показників належать:

- інтегральний дисконтований чистий прибуток (інтегральний ефект) – Net present value (NPV);
- внутрішня норма рентабельності – Internal rate of return (IRR);
- період повернення капіталу – Payback period (PP);
- рентабельність за доходами – Results costs ratio (RCR).

До елементарних показників належать:

- рентабельність інвестицій (проста норма прибутку) – Profitability index (PI);
- термін окупності інвестицій – Payback period (PP);

					<i>MP 3.8.141.445 ET.M-11 ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Кучмії</i>			<i>Впровадження напруги 20 кВ в електричну мережу підстанції ПС-110/35/10 «Тростянець»</i>	<i>Лит.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Маценко</i>					62	102
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ ET.M-11</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров</i>						
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський</i>						

Економічні оцінки проводяться для підприємств (фірм), енергетичних об'єктів, що діють і для об'єктів, що знаходяться на стадії проектування. Для оцінки використовують методи в яких розраховуються різноманітні показники, такі як: нормативний термін окупності, нормативний коефіцієнт ефективності, банківські процентні позики і так далі. Всі методи економічних оцінок розділяються на традиційні (без врахування чинника часу) і сучасні (з врахуванням чинника часу).

Традиційні методи без врахування чинника часу розділяються на:

- метод порівняння термінів окупності додаткових капіталовкладень (інвестицій), які зроблені в більш капіталомісткий варіант в порівнянні з менш капіталомістким варіантом за рахунок економії різних експлуатаційних витрат, яких досягли шляхом додаткових капіталовкладень;
- метод оцінки по коефіцієнту ефективності тих же капіталовкладень;
- метод приведених витрат для різних варіантів капіталовкладень (інвестицій);
- метод оцінки економічного ефекту від додаткових капіталовкладень.

При використанні цих методів і показників для оцінки інвестування варіанти, які розглядаються, повинні відповідати певним умовам співставності, або якщо вони не відповідають технічній суті проектів, вони мають бути приведені у відповідний вигляд, який відповідає умовам співставності.

Необхідно дотримуватися таких умов:

- 1) однаковий виробничий ефект (у споживача). При будь-якому варіанті споживач повинен отримати одну і ту ж кількість продукції;
- 2) оптимальність порівнюваних варіантів. Варіанти, які порівнюються повинні мати порівняно однаковий сучасний технічний рівень;
- 3) варіанти порівняння варіантів повинні проводитися в співставних цінах;
- 4) однаковий екологічний ефект. Проведемо аналіз ефективності капіталовкладень традиційними методами оцінки. Розрахуємо порівняльний термін окупності для вимикачів.

					<i>MP 3.8.141.445 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

В даному проекті пропонується замінити масляні вимикачі, які вже відпрацювали свій ресурс на сучасні елегазові вимикачі. Витрати на вимикачі, якими планується замінити старі (3.1):

$$K_1 = n \cdot Ц \quad (3.1)$$

де n - кількість вакуумних вимикачів (5 шт.);

$Ц$ - вартість одного вимикача.

Витрати на масляні вимикачі приймемо $K_2 = 0$. Вартість вимикачів становитиме: $K_1 = 200$ тис. у.о. Щорічні витрати на матеріали і ремонт старих вимикачів представляє $B_2 = 40$ тис. у.о./рік. Нові вимикачі вимагають значно менших витрати на їх експлуатацію, $B_1 = 5$ тис у.о./рік. Також встановлення нових вимикачів дасть додатковий прибуток за рахунок зменшення недовідпуску електроенергії, яка представляє $\delta M = 12$ тис у.о./рік. Відношення капіталовкладень до витрат дасть розмірність (рік), а це означає, що визначений порівняльний термін часу, який вимірюється в роках.

Порівняльний термін T_{cp} окупності можна привести з нормативним терміном окупності T_n в наступне співвідношення (3.2):

$$T_{cp} = \frac{K_1 - K_2}{B_2 - B_1 + \delta M} \neq T_n \quad (3.2)$$

Показник T_{cp} показує за який час окупляться додаткові капіталовкладення на установку нових вакуумних вимикачів за рахунок економії експлуатаційних витрат і зменшення недовідпуску електроенергії, який ці додаткові капіталовкладення забезпечать.

Величина E_{int} (чистого дисконтованого доходу) обчислюється за формулою (3.3):

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
						64
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$E_{\text{инт}} = \text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \alpha_t - K \quad (3.3)$$

де R_t – результат (прибутки), досягаються на t -му етапі розрахунку;

Z_t – витрати (без капітальних), що здійснюються на t -му етапі розрахунку;

T – тривалість розрахункового періоду або обрїй розрахунку (приймається за погодженням з керівником проекту);

α_t – коефіцієнт дисконтування визначається за формулою (3.4);

E – норма дисконту, що дорівнює прийнятній для інвестора нормі доходу на капітал (приймається за рекомендацією консультанта);

t – номер кроку розрахунку, як правило, за роками, починаючи з моменту початку здійснення проекту;

$$\alpha_t = \frac{1}{(1 + E)^t} \quad (3.4)$$

Розмір дисконтованих капіталовкладень визначається за (3.5):

$$K = \sum_{t=0}^T K_t \alpha_t \quad (3.5)$$

K – сума дисконтованих капіталовкладень;

K_t – капіталовкладення на t -му етапі.

Індекс прибутковості $ИД$ є відношенням суми наведених ефектів до величини дисконтованих капіталовкладень і визначається за формулою (3.6):

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		65

$$ID = \frac{ЧДД}{K_0} \quad (3.6)$$

Внутрішня норма доходності *ВНД* є ту норму дисконту $E_{вн}$, коли він величина наведених ефектів дорівнює наведеним капіталовкладенням. Іншими словами *ЄВН ВНД* є рішенням рівняння за виразом (3.7):

$$\sum_{t=0}^T \frac{(R_t - Z_t)}{(1 + E_{вн})^t} = \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1 + E_{вн})^t} \quad (3.7)$$

Якщо розрахунок інтегрального ефекту *ЧДД* проекту дає відповідь на питання, є він ефективним чи ні при заданій нормі дисконту E , то *ВНД* проекту визначається в процесі розрахунку і потім порівнюється з необхідною інвестором нормою доходу на капітал, що вкладається. Що стосується коли *ВНД* дорівнює чи більше необхідної інвестором норми доходу капітал, капіталовкладення у цей проект виправдано.

Термін окупності – мінімальний часовий інтервал (від початку здійснення проекту), за межами якого інтегральний ефект *ЧДД* стає невід'ємним. Іншими словами, це – період (вимірюваний у роках або місяцях), після якого початкові вкладення та інші витрати покриваються сумарними результатами (доходами) його здійснення. Термін окупності знаходиться графічно після визначення інтегральних ефектів [22].

3.1 Показники фінансової ефективності

Після визначення інтегральних показників економічної ефективності проекту необхідно оцінити фінансове становище запропонованого проекту (варіантів проекту). Як критерії фінансової оцінки використовуються: рентабельність виробництва, рентабельність продукції, коефіцієнт ліквідності.

					<i>MP 3.8.141.445 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

Рентабельність виробництва визначається за формулою (3.8) [23]:

$$p^{\%} = \frac{\Pi_B}{\sum_{t=0}^T K_t} \cdot 100\% \quad (3.8)$$

де Π_B – валовий прибуток від виробничо-господарської діяльності за розрахунковий період T , (тис. грн/рік);

$\sum_{t=0}^T K_t$ – середньорічна ціна виробничих фондів (тис. грн).

Рентабельність продукції визначається за формулою (3.9):

$$p^{\%} = \frac{\Pi_{\text{ч}}}{\sum_{t=0}^T R_t} \cdot 100\% \quad (3.9)$$

де $\Pi_{\text{ч}}$ – чистий прибуток від виробничо-господарської діяльності за розрахунковий період T (тис. грн/рік);

$\sum_{t=0}^T R_t$ – сумарна виручка від реалізації (тис. грн/рік).

3.2 Вихідні дані

Визначаємо капіталовкладення. Результати розрахунку представлені в табл. 3.1.

Норма прибутковості грн. приймається відповідно до середнього відсотка за банківськими кредитами ($E=10\%$). При визначенні витрат за обслуговування енергооб'єкта приймається норма обслуговування $p0=6\%$ від капіталовкладень

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		67

Прийmemo тривалість будівельної стадії - 4 роки, причому з початку третього року підстанція буде введена в роботу, розподілимо капіталовкладення по першому, другому, третьому та четвертому році будівництва – 40%, 30% і 20% і 10 % відповідно.

Прийmemo тривалість розрахункового періоду (горизонт розрахунку) рівним 15 рокам (2022-2036 рр.), тариф на електроенергію, коефіцієнт дисконтування задається керівником економічною частиною проекту, час використання максимуму навантаження становить 2500 год, кількість електроенергії переданої за рік 8.

Очікувані техніко-економічні показники представлені в табл. 3.2. Як видно, приблизний термін окупності, складає 7 років.

Таблиця 3.1 – Орієнтовні капіталовкладення по заміні мереж

Обладнання	Ціна одиниці, у.о.	Кількість у.о.	Ціна загальна у.о.
Трансформатор силовий	20000000	2	40000000
Трансформатор напруги 20 кВ	25000	4	100000
Трансформатор напруги 110 кВ	30000	2	60000
Трансформатор струму	8500	60	510000
Вимикач силові	11500	50	575000
Комплектні підстанції	40000	200	8000000
Інше			2000000
Загалом			51245000

ВИСНОВОК

В даному проекті проведено розрахунки та зміна існуючої мережі 35/10 кВ міста Тростянець, яка охоплює підстанції ПС Тростянець та ПС Південківська на мережу 20 кВ. В наслідок, заміни існуючого устарілого обладнання на нове, технічні втрати електроенергії зменшилися до допустимих 5 %.

Перехід на клас напруги 20 кВ зі зміною конфігурації та автоматизація розподільних мережі — необхідний та пріоритетний крок для підвищення ефективності роботи мережі та зменшення втрат, забезпечення SAIDI і SAIFI. Питання щодо перспективи переходу від триступеневої системи передачі та розподілу електричної енергії 110–35–(6)10 кВ на двоступеневу систему 110–20 кВ являється актуальним на сьогодні. При 10 кВ ми маємо лишній ступінь трансформації (35 кВ), що значно впливає як на кількість обладнання так і на втрати на трансформаторах. Проведено реконструкції та модернізації кабельних мереж, адже зараз працює застаріле обладнання яке часто дає збій. Ремонт або удосконалення даних мереж є недоцільним.

Проведено розрахунок захисних пристроїв близькавказисту та заземлюючого контуру підстанції. Окремим пунктом проведено розрахунок економічної доцільності даного проекту. За результатами розрахунку необхідно 7 років для окупності даного проекту.

В решті-решт, можемо зробити висновок, що при переході на напругу 20 кВ, ми матимемо надійне, сучасне обладнання, значно зменшимо технічні втрати, збільшимо пропускну спроможність ліній. Великим аргументом на користь проекту переведення на 20 кВ є те, що велика частина трансформаторів, особливо ті, які живили заводи, великі підприємства, зараз мають завантаженість у кращому випадку 10–15 % через те, що підприємства наразі не функціонують.

					<i>MP 3.8.141.445 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		70

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Василега, П.О. Електропостачання [Текст]: підручник / П.О. Василега. - Суми: СумДУ, 2019. - 521 с.
2. Теоретичні основи електротехніки : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми : Сумський державний університет, 2016. – 325 с.
3. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми : Сумський державний університет, 2018. – 214 с.
4. Василега, П.О. Електротехнологічні установки [Текст] : навч. посіб. / П.О. Василега. - Суми : СумДУ, 2010. - 548 с. + Гриф МОН.
5. Проектування систем електропостачання залізниць: Навч. посібник / М. М. Бабаєв, В. С. Блиндюк, О. Д. Супрун та ін.; за ред. М. М. Бабаєва. – Харків: УкрДУЗТ, 2019. – 291 с.
6. Коліушко Д. Г. Проектування систем електропостачання промислових підприємств : навч.-метод. посібник до виконання курсового проєкту за курсом “Електропостачання промислових підприємств та енергозбереження” : для студентів дистанц. форми навчання за спец.141– Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка за освітньою програмою 03 “Електропривід, мехатроніка та робототехніка” / Д. Г. Коліушко, Л. В. Асмолова ; Нац. техн. ун-т “Харків. політехн. ін-т”. – Харків : ПромАрт, 2021. – 96 с.
7. Журахівський А.В. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, О. Р. Пастух. – Київ. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2017. – 456 с. – Бібліогр. : с. 450-452.
8. ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. – Київ: Міненерговугілля України, 2017. – 617 с.
9. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для студентів спеціальності 141–Електроенергетика, електротехніка та

					<i>MP 3.8.141.445 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71

електромеханіка/Освітня програма «Електротехнічні системи електроспоживання»/ укладачі: І.Л. Лебединський, І.І. Борзенков –Суми: СумДУ, 2019. – 40 с.

10. Козлов В. Д. Електрична частина станцій та підстанцій аеропортів : підручник / В. Д. Козлов, В. П. Захарченко, О. М. Тачиніна; за заг. ред. В. Д. Козлова.– К. : НАУ, 2018. – 312 с.

11. Методичні вказівки і завдання до виконання курсового проекту на тему «Розроблення проекту районної електричної мережі» з курсу «Електричні системи і мережі» / укладачі: І. Л. Лебединський, М. В. Петровський, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми : Сумський державний університет, 2015. – 37 с.

12. Районні електричні мережі : Курсовий проект [Електронний ресурс] : навч. посіб. для здобувачів ступеня бакалавра за освітньою програмою «Електричні системи і мережі» спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: В. В. Чижевський, О. М. Янковська, О. С. Богомолва. – Електронні текстові дані (1 файл: 12,54 МБ). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 118 с.

13. ДСТУ 3463-96 Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов (ГОСТ 14209-97, ИЕС 354-91). С поправкой.

14. Проектування системи електропостачання. Методичні вказівки до виконання організаційно-економічних розрахунків. /Укл. М.М. Полтавець. – Кіровоград: КНТУ, 2014, 32с.

15. АBB HD4/R - Елегазовий вимикач внутрішньої установки [Electronic resource]. URL: <https://abbua.com.ua/hd4r> (accessed: 06.11.2022).

16. China Disconnecting Switch 20 Kv Suppliers and Manufacturers - Factory Direct Price - Yuanneng [Electronic resource] // Zhejiang Yuanneng Power Technology Co.,Ltd. URL: <https://www.yn-electric.com/disconnecting-switch/disconnecting-switch-20-kv.html> (accessed: 06.11.2022).

17. Трансформатор струму ТШЛ - 20 - 1 : продаж, ціна в Україні. трансформатори струму від “УкрЕлектро” Опис. Характеристики. Виробниц-

					<i>MP 3.8.141.445 ПЗ</i>	Арк.
						72
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

тво. [Electronic resource]. URL:
<https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1VLC000511&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch> (accessed: 06.11.2022).

18. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2013. – 533 с.

19. Техніка високих напруг: конспект лекцій для студ. спец. 6.141 “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка” усіх форм навчання / М.В. Петровський. - Суми: СумДУ, 2019. - 169 с.

20. ДБН В.2.5-23:2010 «Проектування електрообладнання об’єктів цивільного призначення».

21. Мар’янчук, Е.В. Майструк. Техніка високих напруг. Навчальний посібник. Укл. П.Д. — Чернівці: Рута, 2010. – 90 с.

22. Маценко О.М., Сотник І.М., Соляник О.М. Методичні вказівки до виконання економічної частини дипломних проектів – Суми.

23. ГКД 340.000.002-97 Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі.

					<i>MP 3.8.141.445 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		73

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

Вихідні дані до проектування

Таблиця А.1 – Вихідні дані для розрахунку на відхідній лінії «ДОК»

№ кТП	S, кВА	U, кВ	P, кВт	Q,кВар	Кф завантаження
74	250	10	0	0	0
76	160	10	0	0	0
98	400	10	98,4	61	0,289
274	250	10	5,7	3,5	0,027

Таблиця А.2 – Вихідні дані для розрахунку на відхідній лінії «Люджа»

№ кТП	S, кВА	U, кВ	P, кВт	Q, кВар	Кфзавантаження
5	250	10	36,7	22,7	0,173
8	100	10	13,4	8,3	0,158
9	100	10	3	1,9	0,036
11	63	10	6,5	4,1	0,122
19	250	10	16,9	10,4	0,079
49	250	10	1,2	0,8	0,006
52	630	10	0	0	0
54	100	10	6	3,7	0,07
55	100	10	14,6	9	0,172
56	63	10	2,6	1,6	0,048
73	63	10	8,9	5,5	0,166
85	100	10	24,9	15,4	0,293
99	250	10	7,1	4,4	0,033
100	100	10	10,9	6,8	0,128
201	250	10	17,2	10,7	0,081
202	100	10	9,6	5,9	0,113
224	100	10	17,5	10,8	0,206
270	100	10	0,6	0,4	0,007
293	100	10	20,7	12,8	0,243
321	250	10	24,1	14,9	0,113
333	100	10	0,8	0,5	0,009
334	63	10	11,9	7,3	0,222
337	63	10	6,3	3,9	0,118
340	100	10	0,2	0,2	0,003
341	160	10	7,5	4,7	0,055
342	63	10	8	5	0,15
343	63	10	3,4	2,1	0,063
344	63	10	0,8	0,5	0,015
352	250	10	4,7	2,9	0,022

Таблиця А.3 – Вихідні дані для розрахунку на відхідній лінії «Місто»

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		74

№ кТП	S, кВА	U, кВ	P, кВт	Q, кВар	Кфзавантаження
1	400	10	0	0	0
2	250	10	6,3	3,9	0,03
4	250	10	3,2	2	0,015
10	250	10	8,1	5	0,038
12	160	10	16,7	10,4	0,123
13	63	10	2,1	1,3	0,039
48	400	10	0,1	0,1	0
50	400	10	0,7	0,4	0,002
53	160	10	16	9,9	0,118
80	1000	10	67,4	41,7	0,079
81	63	10	42,4	26,3	0,792
93	160	10	16,7	10,4	0,123
97	160	10	35,5	22	0,261
175	63	10	41,5	25,7	0,775
179	160	10	0	0	0
183	630	10	0	0	0
185	400	10	0	0	0
190	100	10	4,9	3	0,057
191	630	10	4,1	2,5	0,008
211	160	10	22,9	14,2	0,168
215	63	10	28,1	17,4	0,525
246	100	10	55,1	34,1	0,648
248	250	10	0	0	0
249	63	10	0	0	0
257	100	10	0	0	0
262	63	10	32,2	19,9	0,601
263	630	10	11,2	7	0,021
273	100	10	18,4	11,4	0,216
276	630	10	25	15,5	0,047
278	250	10	0,2	0,1	0,001
280	250	10	41,2	25,5	0,194
306	63	10	43,8	27,1	0,818
308	100	10	51,2	31,7	0,602
315	250	10	8,8	5,4	0,041
316	400	10	0	0	0

Таблиця А.4 – Вихідні дані для розрахунку на відхідній лінії «Комбі-корм»

№ кТП	S, кВА	U, кВ	P, кВт	Q, кВар	Кфзавантаження
6	100	10	56,4	34,9	0,663
7	250	10	51	31,6	0,24
77	100	10	22,6	14	0,266
78	100	10	19,2	11,9	0,226

Продовження табл. А.4

79	250	10	44,7	27,7	0,21
95	100	10	8,1	5	0,095

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		75

192	160	10	0	0	0
207	160	10	42,7	26,4	0,314
213	250	10	18,6	11,5	0,087
223	160	10	13,8	8,5	0,101
225	400	10	1,1	0,7	0,003
229	100	10	22,3	13,8	0,262
230	100	10	22,5	13,9	0,264
245	160	10	28,4	17,6	0,209
259	160	10	9,5	5,9	0,07
275	100	10	16,4	10,2	0,193
275	100	10	16,4	10,2	0,193
289	160	10	4,2	2,6	0,031
295	100	10	19,3	11,9	0,227
303	100	10	17,9	11,1	0,211
319	63	10	7,5	4,7	0,14
364	63	10	4,3	2,7	0,081

Таблиця А.5 – Вихідні дані для розрахунку на відхідній лінії «Центр»

№ кТП	S, кВА	U, кВ	P, кВт	Q, кВар	Кфзавантаження
1	400	10	0	0	0
2	250	10	6,3	3,9	0,03
4	250	10	3,2	2	0,015
10	250	10	8,1	5	0,038
12	160	10	16,7	10,4	0,123
13	63	10	2,1	1,3	0,039
48	400	10	0,1	0,1	0
50	400	10	0,7	0,4	0,002
53	160	10	16	9,9	0,118
80	1000	10	67,4	41,7	0,079
81	63	10	42,4	26,3	0,792
93	160	10	16,7	10,4	0,123
97	160	10	35,5	22	0,261
175	63	10	41,5	25,7	0,775
179	160	10	0	0	0
183	630	10	0	0	0
185	400	10	0	0	0
190	100	10	4,9	3	0,057
191	630	10	4,1	2,5	0,008
211	160	10	22,9	14,2	0,168
215	63	10	28,1	17,4	0,525
246	100	10	55,1	34,1	0,648
248	250	10	0	0	0
249	63	10	0	0	0
257	100	10	0	0	0

Продовження табл. А.5

262	63	10	32,2	19,9	0,601
263	630	10	11,2	7	0,021
273	100	10	18,4	11,4	0,216

					МР 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

276	630	10	25	15,5	0,047
278	250	10	0,2	0,1	0,001
280	250	10	41,2	25,5	0,194
306	63	10	43,8	27,1	0,818
308	100	10	51,2	31,7	0,602
315	250	10	8,8	5,4	0,041
316	400	10	0	0	0

Таблиця А.6 – Вихідні дані для розрахунку на відхідній лінії «СХТ»

№ кТП	S, кВА	U, кВ	P, кВт	Q, кВар	Кфзавантаження
14	630	10	31,4	10,3	0,052

Таблиця 1.7 – Вихідні дані для розрахунку на відхідній лінії «ЮЖД»

№ кТП	S, кВА	U, кВ	P, кВт	Q, кВар	Кфзавантаження
75	400	10	22,6	14	0,066
216	160	10	56,4	34,9	0,415
312	160	10	42,7	26,4	0,314
75	400	10	22555	13978	0,066

Таблиця А.8 – Вихідні дані для розрахунку на відхідній лінії «Місто зерв»

№ кТП	S, кВА	U, кВ	P, кВт	Q, кВар	Кфзавантаження
92	400	10	59,6	36,9	0,175

Таблиця А.9 – Вихідні дані повітряних ліній для розрахунку на відхідній лінії «Док»

Ділянка	Марка проводу	Довжина	R0	X0	R	X
1_18	АС-50	1,23	0,60	0,38	0,732	0,465
18_25	АС-50	0,45	0,60	0,38	0,268	0,17
18_42	АС-50	0,50	0,60	0,38	0,298	0,189
25_30	АС-50	0,05	0,60	0,38	0,03	0,019
К25_76	АС-50	0,45	0,60	0,38	0,268	0,17

Таблиця А.10 – Вихідні дані повітряних ліній для розрахунку на відхідній лінії «Місто»

Ділянка	Марка проводу	Довжина	R0	X0	R	X
10_09	ААШВ-120	0,48	0,26	0,08	0,124	0,039
10_15	АСБ-95	0,35	0,33	0,08	0,114	0,029

										Арк.
										77
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	MP 3.8.141.445 ПЗ					

103_99	AC-50	0,03	0,60	0,38	0,015	0,009
106_103	AC-50	0,03	0,60	0,38	0,015	0,009
129_64	AC-50	0,26	0,60	0,38	0,155	0,098
134_129	AC-50	0,11	0,60	0,38	0,065	0,042
174_134	AC-50	0,31	0,60	0,38	0,184	0,117
176_174	AC-50	0,05	0,60	0,38	0,03	0,019
182_176	AC-50	0,56	0,60	0,38	0,333	0,212
19_10	ААШВ-120	0,50	0,26	0,08	0,128	0,04
20_19	AC-50	0,25	0,60	0,38	0,149	0,095
208_182	AC-50	3,50	0,60	0,38	2,083	1,323
21_8	АСБ-70	0,25	0,44	0,09	0,111	0,022
217_208	AC-50	0,05	0,60	0,38	0,03	0,019
249_217	AC-50	2,40	0,60	0,38	1,428	0,907
249_385	AC-50	5,20	0,60	0,38	3,094	1,966
29_4	ААШВ-120	0,09	0,26	0,08	0,023	0,007
3_9	AC-50	0,50	0,60	0,38	0,298	0,189
30_20	AC-50	0,55	0,60	0,38	0,327	0,208
4_7	ААШВ-120	0,30	0,26	0,08	0,077	0,024
47_51	AC-50	0,75	0,60	0,38	0,446	0,284
51_55	AC-50	0,25	0,60	0,38	0,149	0,095
55_58	AC-50	0,23	0,60	0,38	0,137	0,087
58_64	AC-50	0,51	0,60	0,38	0,303	0,193
64_65	AC-50	0,02	0,60	0,38	0,012	0,008
65_7	AC-50	0,35	0,60	0,38	0,208	0,132
7_10	ААШВ-95	0,25	0,33	0,08	0,082	0,021
7_3	AC-50	0,30	0,60	0,38	0,179	0,113
8_15	АСБ-70	0,40	0,44	0,09	0,177	0,034
80_65	AC-50	0,75	0,60	0,38	0,446	0,284
9_15	ААШВ-120	0,15	0,26	0,08	0,039	0,012
91_80	AC-50	0,42	0,60	0,38	0,25	0,159
99_91	AC-50	0,51	0,60	0,38	0,303	0,193
K13_106	AC-50	0,26	0,60	0,38	0,155	0,098
K249_80	AC-50	0,05	0,60	0,38	0,03	0,019
K262_249	AC-50	2,50	0,60	0,38	1,488	0,945
K273_182	AC-50	0,15	0,60	0,38	0,089	0,057
K308_385	AC-50	0,30	0,60	0,38	0,179	0,113
K315_106	AC-50	1,20	0,60	0,38	0,714	0,454

Продовження табл. А.10

K80_385	AC-50	0,50	0,60	0,38	0,298	0,189
K93_134	AC-50	1,10	0,60	0,38	0,655	0,416
A_29	ААШВ-120	1,00	0,26	0,08	0,258	0,081
A_47	AC-50	0,25	0,60	0,38	0,149	0,095
K248_47	AC-50	0,15	0,60	0,38	0,089	0,057

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		78

Таблиця А.11 – Вихідні дані повітряних ліній для розрахунку на відхідній лінії «Город резерв»

Ділянка	Марка проводу	Довжина	R0	X0	R	X
K1_92	АС-35	0,16	0,79	0,386	0,126	0,062

Таблиця А.12 – Вихідні дані повітряних ліній для розрахунку на відхідній лінії «Комбікорм»

Ділянка	Марка проводу	Довжина	R0	X0	R	X
1_9	АС-50	1,50	0,60	0,38	0,893	0,567
103_125	АС-50	0,45	0,60	0,38	0,268	0,17
125_125	АС-50	0,45	0,60	0,38	0,268	0,17
141_92	АС-50	0,35	0,60	0,38	0,208	0,132
149_141	АС-50	0,25	0,60	0,38	0,149	0,095
159_149	АС-50	0,30	0,60	0,38	0,179	0,113
176_97	АС-50	0,03	0,60	0,38	0,018	0,011
182_176	АС-50	0,05	0,60	0,38	0,03	0,019
196_182	АС-50	0,35	0,60	0,38	0,208	0,132
217_97	АС-50	0,40	0,60	0,38	0,238	0,151
38_48	АС-50	0,70	0,60	0,38	0,417	0,265
48_54	АС-50	0,30	0,60	0,38	0,179	0,113
54_60	АС-50	0,45	0,60	0,38	0,268	0,17
60_67	АС-50	0,70	0,60	0,38	0,417	0,265
67_72	АС-50	0,20	0,60	0,38	0,119	0,076
72_86	АС-50	0,80	0,60	0,38	0,476	0,302
72_92	АС-50	0,02	0,60	0,38	0,012	0,008
9_38	АС-50	1,60	0,60	0,38	0,952	0,605
92_217	АС-50	0,40	0,60	0,38	0,238	0,151
97_103	АС-50	0,14	0,60	0,38	0,083	0,053
K79_149	АС-50	0,17	0,60	0,38	0,101	0,064
K159_6	АС-50	0,20	0,60	0,38	0,119	0,076
K225_86	АС-50	0,10	0,60	0,38	0,06	0,038
K259_38	АС-50	0,50	0,60	0,38	0,298	0,189
K295_159	АС-50	0,05	0,60	0,38	0,03	0,019
K92_207	АС-50	0,03	0,60	0,38	0,018	0,011

Таблиця А.13 – Вихідні дані повітряних ліній для розрахунку на відхідній лінії «Люджа»

Ділянка	Марка проводу	Довжина	R0	X0	R	X
1_26	АС-50	2,00	0,60	0,38	1,19	0,756
117_177	АС-50	1,50	0,60	0,38	0,893	0,567
125_117	АС-50	0,20	0,60	0,38	0,119	0,076

Таблиця А.15 – Вихідні дані повітряних ліній для розрахунку на відхідній лінії «Центр»

Ділянка	Марка проводу	Довжина	R0	X0	R	X
10_09	ААШВ-120	0,48	0,26	0,08	0,124	0,039
10_15	АСБ-95	0,35	0,33	0,08	0,114	0,029
103_99	АС-50	0,03	0,60	0,38	0,015	0,009
106_103	АС-50	0,03	0,60	0,38	0,015	0,009
129_64	АС-50	0,26	0,60	0,38	0,155	0,098
134_129	АС-50	0,11	0,60	0,38	0,065	0,042
174_134	АС-50	0,31	0,60	0,38	0,184	0,117
176_174	АС-50	0,05	0,60	0,38	0,03	0,019
182_176	АС-50	0,56	0,60	0,38	0,333	0,212
19_10	ААШВ-120	0,50	0,26	0,08	0,128	0,04
20_19	АС-50	0,25	0,60	0,38	0,149	0,095
208_182	АС-50	3,50	0,60	0,38	2,083	1,323
21_8	АСБ-70	0,25	0,44	0,09	0,111	0,022
217_208	АС-50	0,05	0,60	0,38	0,03	0,019
249_217	АС-50	2,40	0,60	0,38	1,428	0,907
249_385	АС-50	5,20	0,60	0,38	3,094	1,966
29_4	ААШВ-120	0,09	0,26	0,08	0,023	0,007
3_9	АС-50	0,50	0,60	0,38	0,298	0,189
30_20	АС-50	0,55	0,60	0,38	0,327	0,208
4_7	ААШВ-120	0,30	0,26	0,08	0,077	0,024
47_51	АС-50	0,75	0,60	0,38	0,446	0,284
51_55	АС-50	0,25	0,60	0,38	0,149	0,095
55_58	АС-50	0,23	0,60	0,38	0,137	0,087
58_64	АС-50	0,51	0,60	0,38	0,303	0,193
64_65	АС-50	0,02	0,60	0,38	0,012	0,008
65_7	АС-50	0,35	0,60	0,38	0,208	0,132
7_10	ААШВ-95	0,25	0,33	0,08	0,082	0,021
7_3	АС-50	0,30	0,60	0,38	0,179	0,113
8_15	АСБ-70	0,40	0,44	0,09	0,177	0,034
80_65	АС-50	0,75	0,60	0,38	0,446	0,284
9_15	ААШВ-120	0,15	0,26	0,08	0,039	0,012

Продовження табл. А.16

9_21	АС-50	0,50	0,60	0,38	0,298	0,189
91_80	АС-50	0,42	0,60	0,38	0,25	0,159
99_91	АС-50	0,51	0,60	0,38	0,303	0,193
K13_106	АС-50	0,26	0,60	0,38	0,155	0,098
K249_80	АС-50	0,05	0,60	0,38	0,03	0,019
K262_249	АС-50	2,50	0,60	0,38	1,488	0,945

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.8.141.445 ПЗ

Арк.

81

K273_182	АС-50	0,15	0,60	0,38	0,089	0,057
K308_385	АС-50	0,30	0,60	0,38	0,179	0,113
K315_106	АС-50	1,20	0,60	0,38	0,714	0,454
K80_385	АС-50	0,50	0,60	0,38	0,298	0,189
K93_134	АС-50	1,10	0,60	0,38	0,655	0,416
A_29	ААШВ-120	1,00	0,26	0,08	0,258	0,081
A_47	АС-50	0,25	0,60	0,38	0,149	0,095

Таблиця А.16 – Вихідні дані повітряних ліній для розрахунку на відхідній лінії «ЮЖД»

Ділянка	Марка проводу	Довжина	R0	X0	R	X
0_1	АС-50	0,02	0,60	0,38	0,012	0,008
1_2	АС-50	0,01	0,60	0,38	0,006	0,004
2_3	АС-50	0,01	0,60	0,38	0,006	0,004

ДОДАТОК Б

Результати розрахунків параметрів вихідних ліній при напрузі 10 кВ

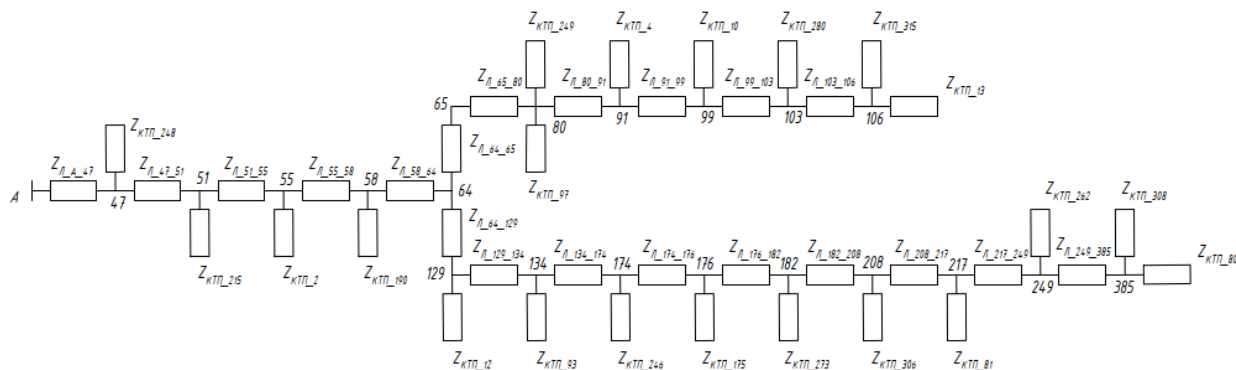


Рисунок Б.1 – Схема замощення фідера «Місто»

Таблиця Б.1 – Результати розрахунку перетоків потужності на КТП фі-
дера «Місто»

№ КТП	$P_{кін}, \text{кВт}$	$Q_{кін}, \text{кВАр}$	$\Delta P, \text{кВт}$	$\Delta Q, \text{кВАр}$	$P_{поч}, \text{кВт}$	$Q_{поч}, \text{кВАр}$
1	0	0	0	0	0,9	8,4
2	6,3	3,9	0,003	0,01	7,4	9,7
4	3,2	2	0,001	0,003	4,3	7,8
10	8,1	5	0,005	0,016	9,2	10,8
12	16,7	10,4	0,04	0,109	17,3	14,3
13	2,1	1,3	0,002	0,004	2,3	3,1
48	0,1	0,1	0	0	2	16,9
50	0,7	0,4	0	0	1,6	8,8
53	16	9,9	0,037	0,1	16,6	13,8
80	67,4	41,7	0,048	0,345	68,8	62,1
81	42,4	26,3	0,923	1,859	43,6	29,9
93	16,7	10,4	0,04	0,109	17,3	14,3
97	35,5	22	0,181	0,491	36,2	26,3
175	41,5	25,7	0,882	1,776	42,6	29,2
179	0	0	0	0	0,6	3,8
183	0	0	0	0	1,4	12,6
185	0	0	0	0	0,9	8,4
190	4,9	3	0,008	0,016	5,3	5,7
191	4,1	2,5	0	0,002	5,5	15,1
211	22,9	14,2	0,075	0,204	23,5	18,2

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.8.141.445 ПЗ

Арк.

83

Продовження табл. Б.1

215	28,1	17,4	0,406	0,817	28,8	20
246	55,1	34,1	0,953	1,974	56,4	38,7
248	0	0	0	0	1,1	5,8
249	0	0	0	0	0,3	1,8
257	0	0	0	0	0,4	2,6
262	32,2	19,9	0,531	1,069	33	22,8
263	11,2	7	0,003	0,015	12,7	19,6
273	18,4	11,4	0,106	0,22	18,9	14,2
276	25	15,5	0,017	0,076	26,5	28,2
278	0,2	0,1	0	0	1,2	5,9
280	41,2	25,5	0,139	0,422	42,4	31,7
306	43,8	27,1	0,982	1,978	45	30,9
308	51,2	31,7	0,823	1,704	52,4	36
315	8,8	5,4	0,006	0,019	9,8	11,2
316	0	0	0	0	0,9	8,4

Таблиця Б.2 – Результати розрахунку перетоків потужності на лініях фідера «Місто»

Ділянка лінії	$P_{кин}, кВт$	$Q_{кин}, кВАр$	$\Delta P, кВт$	$\Delta Q, кВАр$	$P_{ноч}, кВт$	$Q_{ноч}, кВАр$
КТП80_385	68,8	62,1	25,566	16,242	68,9	62,1
КТП308_385	52,4	36	7,21	4,58	52,4	36
КТП262_249	33	22,8	23,89	15,177	33	22,8
249_385	121,2	98,1	752,652	478,155	122	98,6
249_217	155	121,4	553,45	351,603	155,5	121,8
217_208	199,1	151,7	18,642	11,843	199,2	151,7
208_182	244,2	182,6	1935,5	1229,6	246,1	183,8
КТП273_182	18,9	14,2	0,498	0,316	18,9	14,2
182_176	265	198	364,55	231,6	265,3	198,2
176_174	307,9	227,5	43,60	27,70	308	227,5
174_134	364,4	266,2	375,61	238,62	364,8	266,5
КТП93_134	17,3	14,3	3,31	2,10	17,3	14,3
134_129	382,1	280,8	147,15	93,48	382,2	280,9
129_64	399,6	295,2	381,80	242,5	400	295,4
КТП13_106	2,3	3,1	0,023	0,015	2,3	3,1
КТП315_106	9,8	11,2	1,584	1,006	9,8	11,2
106_103	12,2	14,3	0,052	0,033	12,2	14,3
103_99	54,5	45,9	0,756	0,48	54,5	45,9
99_91	63,7	56,8	22,09	14,03	63,7	56,8
91_80	68	64,5	21,97	13,96	68,1	64,5

КТП249_80	0,3	1,8	0,001	0,001	0,3	1,8
-----------	-----	-----	-------	-------	-----	-----

Продовження табл. Б.2

80_65	104,6	92,6	87,08	55,32	104,6	92,7
64_65	104,6	92,7	2,326	1,478	104,6	92,7
58_64	504,6	388,1	1229,82	781,3	505,8	388,9
55_58	511,1	394,6	570,54	362,46	511,7	394,9
51_55	519	404,6	644,2	409,27	519,7	405
47_51	548,5	425	2148,5	1364,9	550,6	426,4
КТП248_47	1,1	5,8	0,03	0,019	1,1	5,8
A_47	551,7	432,1	730,4	464,06	552,4	432,6

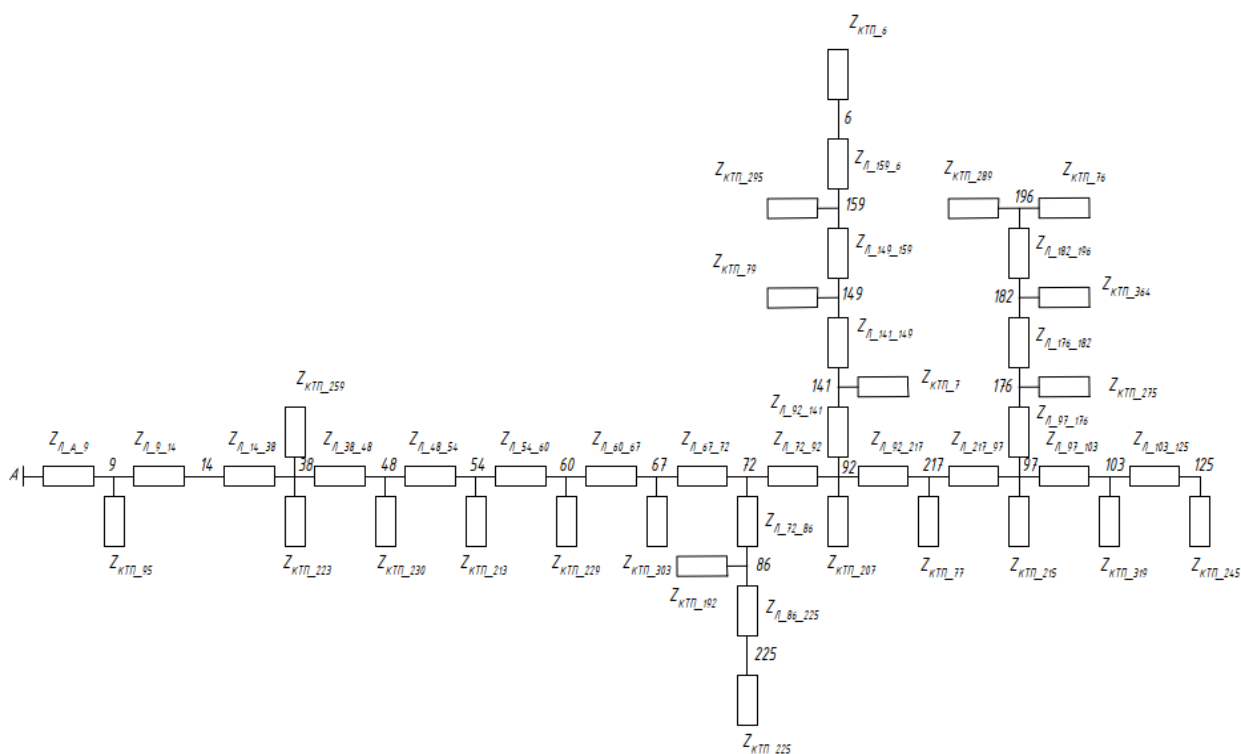


Рисунок Б.2 – Схема заміщення фідера «Комбікорм»

Таблиця Б.3 – Результати розрахунку перетоків потужності на КТП фідера «Комбікорм»

№ КТП	$P_{кін}, кВт$	$Q_{кін}, кВар$	$\Delta P, кВт$	$\Delta Q, кВар$	$P_{поч}, кВт$	$Q_{поч}, кВар$
6	56,4	34,9	0,999	2,068	57,7	39,6
7	51	31,6	0,214	0,649	52,3	38
77	22,6	14	0,16	0,331	23,1	16,9
78	19,2	11,9	0,116	0,241	19,7	14,8
79	44,7	27,7	0,164	0,498	45,9	33,9
95	8,1	5	0,021	0,043	8,5	7,7

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-------	------	----------	--------	------

MP 3.8.141.445 ПЗ

Арк.

85

192	0	0	0	0	0,6	3,8
-----	---	---	---	---	-----	-----

Продовження табл. Б.3

207	42,7	26,4	0,261	0,709	43,5	31
213	18,6	11,5	0,028	0,086	19,7	17,4
223	13,8	8,5	0,027	0,074	14,4	12,5
225	1,1	0,7	0	0	2,9	17,5
229	22,3	13,8	0,156	0,323	22,8	16,7
230	22,5	13,9	0,159	0,33	23	16,9
245	28,4	17,6	0,116	0,314	29,1	21,8
259	9,5	5,9	0,013	0,035	10,1	9,8
275	16,4	10,2	0,085	0,176	16,9	13
275	16,4	10,2	0,085	0,176	16,9	13
289	4,2	2,6	0,002	0,007	4,7	6,4
295	19,3	11,9	0,117	0,242	19,7	14,8
303	17,9	11,1	0,101	0,209	18,4	13,9
319	7,5	4,7	0,029	0,059	7,8	6,5
364	4,3	2,7	0,009	0,019	4,6	4,5

Таблиця Б.4 – Результати розрахунку перетоків потужності на лініях фідера «Комбікорм»

Ділянка лінії	$P_{кін}, кВт$	$Q_{кін}, кВАр$	$\Delta P, кВт$	$\Delta Q, кВАр$	$P_{поч}, кВт$	$Q_{поч}, кВАр$
103_125	29,1	21,8	3,535	2,245	29,1	21,8
97_103	36,9	28,3	1,8	1,144	36,9	28,3
196_182	24,4	21,2	2,177	1,383	24,4	21,2
182_176	29	25,6	0,446	0,283	29	25,6
176_97	45,9	38,6	0,642	0,408	45,9	38,6
217_97	82,8	66,9	26,961	17,128	82,8	66,9
92_217	105,9	83,8	43,406	27,576	106	83,8
K159_6	57,7	39,6	4,085	2,595	57,8	39,6
K295_159	19,7	14,8	0,181	0,115	19,7	14,8
159_149	77,5	54,4	16,005	10,168	77,5	54,4
K79_149	45,9	33,9	0,97	0,616	45,9	33,9
149_141	123,4	88,4	34,271	21,772	123,5	88,4
141_92	175,8	126,4	97,614	62,014	175,9	126,5
72_92	325,3	241,3	19,52	12,401	325,3	241,3
K225_86	2,9	17,5	0,187	0,119	2,9	17,5
72_86	3,5	21,3	2,22	1,41	3,5	21,3
67_72	328,8	262,6	210,722	133,87	329	262,7
60_67	347,4	276,7	821,495	521,891	348,2	277,2
54_60	371	293,9	599,859	381,087	371,6	294,3
48_54	391,3	311,7	446,737	283,809	391,8	312
38_48	414,8	328,8	1166,983	741,377	416	329,6
K259_38	10,1	9,8	0,59	0,375	10,1	9,8
9_38	440,4	351,8	3025,17	1921,873	443,5	353,7
1_9	452	361,4	2988,985	1898,884	455	363,3

Арк.

MP 3.8.141.445 ПЗ

86

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-------	------	----------	--------	------

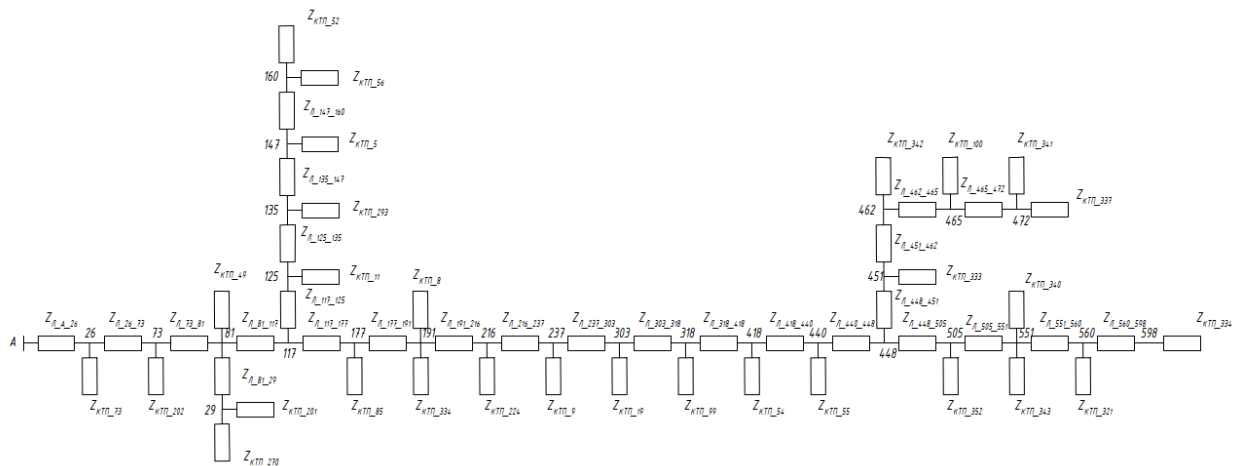


Рисунок Б.3 – Схема заміщення фідера «Люджа»

Таблиця Б.5 – Результати розрахунку перетоків потужності на КТП фідера «Люджа»

№ КТП	$P_{кін}, \text{кВт}$	$Q_{кін}, \text{кВАр}$	$\Delta P, \text{кВт}$	$\Delta Q, \text{кВАр}$	$P_{поч}, \text{кВт}$	$Q_{поч}, \text{кВАр}$
5	36,7	22,7	0,11	0,336	37,9	28,8
8	13,4	8,3	0,057	0,117	13,8	11
9	3	1,9	0,003	0,006	3,4	4,5
11	6,5	4,1	0,022	0,044	6,8	5,9
19	16,9	10,4	0,023	0,071	17,9	16,3
49	1,2	0,8	0	0	2,3	6,5
52	0	0	0	0	1,4	12,6
54	6	3,7	0,011	0,023	6,4	6,3
55	14,6	9	0,067	0,138	15	11,8
56	2,6	1,6	0,003	0,007	2,9	3,4
73	8,9	5,5	0,041	0,082	9,2	7,4
85	24,9	15,4	0,194	0,402	25,4	18,4
99	7,1	4,4	0,004	0,013	8,2	10,2
100	10,9	6,8	0,037	0,077	11,3	9,4
201	17,2	10,7	0,024	0,074	18,3	16,5
202	9,6	5,9	0,029	0,06	10	8,6
224	17,5	10,8	0,096	0,199	17,9	13,6
270	0,6	0,4	0	0	1	3
293	20,7	12,8	0,135	0,279	21,2	15,7
321	24,1	14,9	0,048	0,145	25,2	20,8
333	0,8	0,5	0	0	1,2	3,1
334	11,9	7,3	0,072	0,145	12,2	9,3
337	6,3	3,9	0,02	0,04	6,5	5,7
340	0,2	0,2	0	0	0,6	2,8
341	7,5	4,7	0,008	0,022	8,1	8,5
342	8	5	0,033	0,066	8,3	6,8

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-------	------	----------	--------	------

MP 3.8.141.445 ПЗ

Арк.

87

343	3,4	2,1	0,006	0,012	3,7	3,9
-----	-----	-----	-------	-------	-----	-----

Продовження табл. Б.5

344	0,8	0,5	0	0,001	1	2,3
352	4,7	2,9	0,002	0,005	5,7	8,7

Таблиця Б.6 – Результати розрахунку перетоків потужності на лініях фідера «Люджа»

Ділянка лінії	$P_{кін}$, кВт	$Q_{кін}$, кВАр	ΔP , кВт	ΔQ , кВАр	$P_{поч}$, кВт	$Q_{поч}$, кВАр
560_598	1	2,3	0,151	0,096	1	2,3
K560_321	25,2	20,8	2,544	1,616	25,2	20,8
551_560	26,3	23,1	2,909	1,848	26,3	23,1
K551_343	3,7	3,9	0,017	0,011	3,7	3,9
K551_340	0,6	2,8	0,003	0,002	0,6	2,8
505_551	30,5	29,7	129,618	82,346	30,7	29,8
K505_352	5,7	8,7	1,415	0,899	5,7	8,7
448_505	36,4	38,5	5,007	3,181	36,4	38,5
K472_337	6,5	5,7	0,067	0,043	6,5	5,7
K472_341	8,1	8,5	1,803	1,145	8,1	8,5
465_472	14,6	14,2	0,617	0,392	14,6	14,2
K465_100	11,3	9,4	0,064	0,041	11,3	9,4
462_465	25,9	23,6	1,463	0,93	25,9	23,6
K462_342	8,3	6,8	2,12	1,347	8,3	6,8
462_451	34,2	30,4	31,174	19,804	34,2	30,4
451_448	35,4	33,5	5,662	3,597	35,4	33,5
440_448	71,8	72	18,466	11,731	71,8	72
418_440	86,8	83,8	259,928	165,13	87,1	84
K440_55	15	11,8	0,648	0,412	15	11,8
K418_54	6,4	6,3	0,096	0,061	6,4	6,3
318_418	93,5	90,3	2210,451	1404,286	95,7	91,7
303_318	103,8	101,9	377,587	239,879	104,2	102,1
K318_99	8,2	10,2	0,151	0,096	8,2	10,2
K303_19	17,9	16,3	0,872	0,554	17,9	16,3
237_303	122,1	118,4	189,324	120,277	122,3	118,5
K237_9	3,4	4,5	0,028	0,018	3,4	4,5
216_237	125,7	123	828,055	526,058	126,5	123,5
K216_224	17,9	13,6	0,452	0,287	17,9	13,6
191_216	144,5	137,1	377,693	239,946	144,8	137,4
K191_8	13,8	11	0,28	0,178	13,8	11
K191_334	12,2	9,3	0,209	0,133	12,2	9,3
177_191	170,9	157,7	482,399	306,465	171,3	158
117_177	196,8	176,4	623,117	395,863	197,4	176,8
160_147	4,3	16	0,489	0,311	4,3	16
147_135	42,2	44,8	0,676	0,429	42,2	44,8
K135_293	21,2	15,7	0,622	0,395	21,2	15,7
135_125	63,4	60,5	13,711	8,71	63,4	60,5

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.8.141.445 ПЗ

Арк.

88

125_117	70,2	66,4	11,113	7,06	70,2	66,4
---------	------	------	--------	------	------	------

Продовження табл. Б.6

81_117	267,6	243,2	1944,781	1235,508	269,5	244,4
K81_49	2,3	6,5	0,02	0,013	2,3	6,5
81_99	19,3	19,5	1,119	0,711	19,3	19,5
73_81	21,6	26	1,36	0,864	21,6	26
26_73	31,6	34,6	28,74	18,258	31,6	34,6
1_26	40,8	42	40,86	25,958	40,9	42

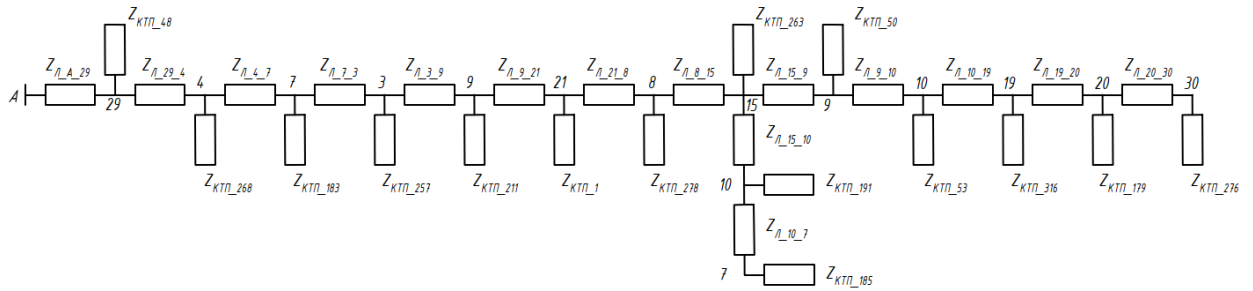


Рисунок Б.4 – Схема заміщення фідера «Центр»

Таблиця Б.7 – Результати розрахунку перетоків потужності на КТП фідера «Центр»

№ КТП	$P_{кін}, \text{кВт}$	$Q_{кін}, \text{кВар}$	$\Delta P, \text{кВт}$	$\Delta Q, \text{кВар}$	$P_{поч}, \text{кВт}$	$Q_{поч}, \text{кВар}$
1	0	0	0	0	0,9	8,4
2	6,3	3,9	0,003	0,01	7,4	9,7
4	3,2	2	0,001	0,003	4,3	7,8
10	8,1	5	0,005	0,016	9,2	10,8
12	16,7	10,4	0,04	0,109	17,3	14,3
13	2,1	1,3	0,002	0,004	2,3	3,1
48	0,1	0,1	0	0	2	16,9
50	0,7	0,4	0	0	1,6	8,8
53	16	9,9	0,037	0,1	16,6	13,8
80	67,4	41,7	0,048	0,345	68,8	62,1
81	42,4	26,3	0,923	1,859	43,6	29,9
93	16,7	10,4	0,04	0,109	17,3	14,3
97	35,5	22	0,181	0,491	36,2	26,3
175	41,5	25,7	0,882	1,776	42,6	29,2
179	0	0	0	0	0,6	3,8
183	0	0	0	0	1,4	12,6
185	0	0	0	0	0,9	8,4
190	4,9	3	0,008	0,016	5,3	5,7
191	4,1	2,5	0	0,002	5,5	15,1
211	22,9	14,2	0,075	0,204	23,5	18,2
215	28,1	17,4	0,406	0,817	28,8	20
246	55,1	34,1	0,953	1,974	56,4	38,7

248	0	0	0	0	1,1	5,8
-----	---	---	---	---	-----	-----

Продовження табл. Б.7

249	0	0	0	0	0,3	1,8
257	0	0	0	0	0,4	2,6
262	32,2	19,9	0,531	1,069	33	22,8
263	11,2	7	0,003	0,015	12,7	19,6
273	18,4	11,4	0,106	0,22	18,9	14,2
276	25	15,5	0,017	0,076	26,5	28,2
278	0,2	0,1	0	0	1,2	5,9
280	41,2	25,5	0,139	0,422	42,4	31,7
306	43,8	27,1	0,982	1,978	45	30,9
308	51,2	31,7	0,823	1,704	52,4	36
315	8,8	5,4	0,006	0,019	9,8	11,2
316	0	0	0	0	0,9	8,4

Таблиця Б.8 – Результати розрахунку перетоків потужності на лініях фідера «Центр»

Ділянка лінії	$P_{кін}, кВт$	$Q_{кін}, кВАр$	$\Delta P, кВт$	$\Delta Q, кВАр$	$P_{поч}, кВт$	$Q_{поч}, кВАр$
30_20	26,5	28,2	4,891	3,107	26,5	28,2
20_19	27	28,7	2,316	1,471	27	28,7
19_10	27,9	29,7	2,122	0,666	28	29,7
10_09	44,5	43,5	4,802	1,508	44,5	43,5
9_15	46,1	52,3	1,883	0,591	46,1	52,3
7_10	0,9	8,4	0,058	0,015	0,9	8,4
10_15	6,4	23,5	0,678	0,173	6,4	23,5
8_15	65,2	95,4	23,668	4,595	65,2	95,4
21_8	66,4	101,3	16,25	3,155	66,4	101,3
9_21	67,4	109,7	49,298	31,318	67,4	109,7
3_9	90,9	127,9	73,293	46,562	91	128
7_3	91,4	130,6	45,338	28,803	91,4	130,6
4_7	92,8	143,2	22,544	7,078	92,8	143,2
29_4	105,5	162,8	8,74	2,744	105,5	162,8
A_29	107,5	179,7	113,13	35,518	107,6	179,7

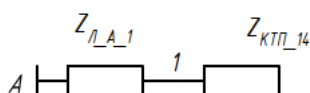


Рисунок Б.5 – Схема заміщення фідера «СХТ»

Таблиця Б.9 – Результати розрахунку перетоків потужності на КТП фідера «СХТ»

№ КТП	$P_{кін}, \text{кВт}$	$Q_{кін}, \text{кВАр}$	$\Delta P, \text{кВт}$	$\Delta Q, \text{кВАр}$	$P_{поч}, \text{кВт}$	$Q_{поч}, \text{кВАр}$
14	31,4	10,3	0,021	0,095	32,8	23

Таблиця Б.10 – Результати розрахунку перетоків потужності на лініях фідера «СХТ»

Ділянка лінії	$P_{кін}, \text{кВт}$	$Q_{кін}, \text{кВАр}$	$\Delta P, \text{кВт}$	$\Delta Q, \text{кВАр}$	$P_{поч}, \text{кВт}$	$Q_{поч}, \text{кВАр}$
К1_14	32,8	23	1,776	0,868	32,8	23

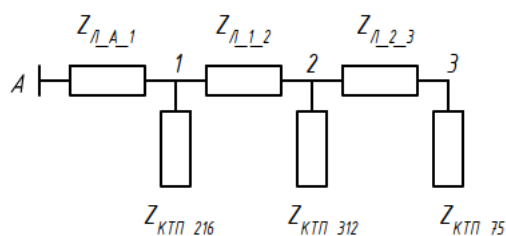


Рисунок Б.6 – Схема заміння фідера «ЮЖД»

Таблиця Б.11 – Результати розрахунку перетоків потужності на КТП фідера «ЮЖД»

№ КТП	$P_{кін}, \text{кВт}$	$Q_{кін}, \text{кВАр}$	$\Delta P, \text{кВт}$	$\Delta Q, \text{кВАр}$	$P_{поч}, \text{кВт}$	$Q_{поч}, \text{кВАр}$
75	22,6	14	0,024	0,079	23,5	22,5
216	56,4	34,9	0,456	1,238	57,4	40
312	42,7	26,4	0,261	0,709	43,5	31

Таблиця Б.12 – Результати розрахунку перетоків потужності на лініях фідера «ЮЖД»

Ділянка лінії	$P_{кін}, \text{кВт}$	$Q_{кін}, \text{кВАр}$	$\Delta P, \text{кВт}$	$\Delta Q, \text{кВАр}$	$P_{поч}, \text{кВт}$	$Q_{поч}, \text{кВАр}$
2_3	23,5	22,5	0,063	0,04	23,5	22,5
1_2	67	53,4	0,437	0,278	67	53,4
0_1	124,4	93,5	2,881	1,83	124,4	93,5

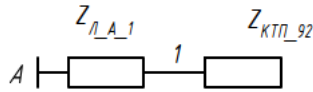


Рисунок Б.7 – Схема заміщення фідера «Город резерв»

Таблиця Б.13 – Результати розрахунку перетоків потужності на КТП фідера «Город резерв»

№ КТП	$P_{кін}, кВт$	$Q_{кін}, кВАр$	$\Delta P, кВт$	$\Delta Q, кВАр$	$P_{поч}, кВт$	$Q_{поч}, кВАр$
92	59,6	36,9	0,169	0,553	60,7	45,9

Таблиця Б.14 – Результати розрахунку перетоків потужності на лініях фідера «Місто резерв»

Ділянка лінії	$P_{кін}, кВт$	$Q_{кін}, кВАр$	$\Delta P, кВт$	$\Delta Q, кВАр$	$P_{поч}, кВт$	$Q_{поч}, кВАр$
К1_92	60,7	45,9	0,126	0,062	60,7	45,9

ДОДАТОК В

Результати розрахунків напруги відхідних ліній напруги 10 кВ

Таблиця В.1 – Розрахунок реальної напруги та втрати напруги фідера

«Місто»

№ вузла	U _{кін.} , кВ	ΔU, В	
80	9,88	3,71	
308	9,88	9,2	
385	9,88	0,07	
262	9,88	1,22	
249	9,88	0,03	
217	9,88	0,13	
208	9,88	3,06	
273	9,88	2,76	
182	9,88	0	
176	9,88	1,36	
174	9,89	9,95	
93	9,89	1,75	
134	9,9	3,71	
13	9,9	9,18	
315	9,9	0,07	
106	9,9	1,22	
103	9,9	97,55	
99	9,9	0,13	
91	9,91	3,06	
249	9,91	2,75	
80	9,91	0	
129	9,91	7,37	
65	9,91	0,2	
64	9,93	23,01	
58	9,94	10,5	
55	9,95	11,61	
51	9,99	36,7	
К248	9,99	0,04	
47	10	12,3	
№ КТП	U _{кін.} ^В , кВ	U _{кін.} ^П , В	ΔU, %
248	9,99	400	0,12
215	9,95	398	0,49
2	9,94	398	0,61
190	9,93	397	0,71
12	9,9	396	1,02
249	9,9	396	0,97
97	9,91	396	0,94
4	9,9	396	0,97
10	9,9	396	0,98
280	9,9	396	0,98

Продовження табл. В.1

315	9,9	396	0,99
13	9,89	396	1,08
12	9,9	396	1,02
93	9,89	396	1,07
246	9,88	395	1,15
175	9,88	395	1,17
273	9,88	395	1,19
306	9,88	395	1,20
81	9,88	395	1,20
262	9,88	395	1,21
308	9,87	395	1,29
80	9,88	395	1,24

Таблиця В.2 – Розрахунок реальної напруги та втрати напруги фідера «Місто резерв»

№ вузла	$U_{кін}$, кВ		ΔU , В
92	10		1,05
№ КТП	$U_{кін}^B$, кВ	$U_{кін}^П$, В	ΔU , %
245	10	400	0,01

Таблиця В.3 – Розрахунок реальної напруги та втрати напруги фідера «Комбікорм»

№ вузла	$U_{кін}$, кВ	ΔU , В
125	9,79	1,17
103	9,79	0,47
196	9,79	0,81
182	9,79	0,14
176	9,79	0,13
97	9,79	3,05
217	9,79	3,87
К6	9,79	0,71
К79	9,79	0,09
К295	9,79	2,04
159	9,79	0,21
149	9,79	2,73
141	9,79	5,45
92	9,79	0,58
К225_86	9,79	0,09
86	9,79	0,83
72	9,8	6,02
67	9,82	22,23
60	9,84	15,2
54	9,85	10,69

					MP 3.8.141.445 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		94

Продовження табл. В.3

48	9,87	26,38	
К259	9,87	0,49	
38	9,94	64	
9	10	61,21	
№ КТП	$U_{кін}^B$, кВ	$U_{кін}^П$, В	ΔU , %
245	9,79	391	2,15
319	9,79	391	2,14
275	9,79	391	2,13
364	9,79	391	2,13
78	9,79	391	2,14
289	9,79	391	2,14
77	9,79	392	2,10
6	9,78	391	2,15
79	9,79	391	2,15
295	9,78	391	2,17
7	9,79	392	2,12
207	9,79	392	2,06
192	9,79	392	2,07
225	9,79	392	2,07
303	9,8	392	2,00
229	9,82	393	1,77
213	9,84	394	1,62
230	9,85	394	1,52
223	9,87	395	1,25
259	9,87	395	1,26
95	9,94	398	0,61

Таблиця В.4 – Розрахунок реальної напруги та втрати напруги фідера «Люджа»

№ вузла	$U_{кін}$, кВ	ΔU , В
598	9,68	0,63
К321	9,68	0,94
560	9,68	1,01
К340	9,68	0,04
К343	9,68	0,01
551	9,72	36,43
К352	9,72	1,52
505	9,72	1,12
К337	9,71	0,09
К341	9,71	1,82
472	9,71	0,36
К100	9,71	0,05
465	9,71	0,5
К342	9,71	2,4
462	9,72	8,2

Продовження табл. В.4

451	9,72	1,39	
K55	9,75	2,15	
448	9,75	25,72	
K54	9,75	0,41	
440	9,75	0,13	
K99	9,78	206,07	
418	9,78	30,86	
318	9,78	0,13	
K19	9,78	0,43	
303	9,79	13,21	
K9	9,79	0,06	
оп237	9,85	55,74	
K224	9,85	0,24	
216	9,87	22,39	
K8	9,87	0,19	
K334	9,87	0,16	
191	9,89	24,51	
177	9,92	27,86	
160	9,92	0,26	
147	9,92	0,13	
K293	9,92	0,28	
135	9,92	1,83	
125	9,92	1,35	
117	9,98	63,29	
K49	9,98	0,03	
99	9,98	0,47	
81	9,98	0,45	
73	9,99	7,02	
26	10	8,04	
№ КТП	$U_{\text{КН}}^B$, кВ	$U_{\text{КН}}^n$, В	ΔU , %
73	9,99	400	0,08
202	9,98	399	0,15
49	9,98	399	0,16
201	9,98	399	0,16
270	9,98	399	0,16
11	9,92	397	0,80
293	9,92	397	0,82
5	9,92	397	0,82
56	9,92	397	0,82
52	9,92	397	0,82
85	9,89	396	1,07
334	9,87	395	1,31
8	9,87	395	1,31
224	9,85	394	1,54
9	9,79	392	2,09
19	9,78	391	2,23
99	9,57	383	4,29

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.8.141.445 ПЗ

Арк.

96

54	9,75	390	2,54
55	9,74	390	2,56
333	9,72	389	2,81
342	9,71	388	2,91
100	9,71	388	2,90
341	9,71	388	2,92
337	9,71	388	2,90
352	9,72	389	2,82
343	9,68	387	3,17
340	9,68	387	3,17
321	9,68	387	3,19
344	9,68	387	3,19

Таблиця В.5 – Розрахунок реальної напруги та втрати напруги фідера «СХТ»

№ вузла	$U_{кін}$, кВ		ΔU , В
14	10		0,49
№ КТП	$U_{кін}^B$, кВ	$U_{кін}^П$, В	ΔU , %
14	10	400	0,00

Таблиця В.6 – Розрахунок реальної напруги та втрати напруги фідера «Центр»

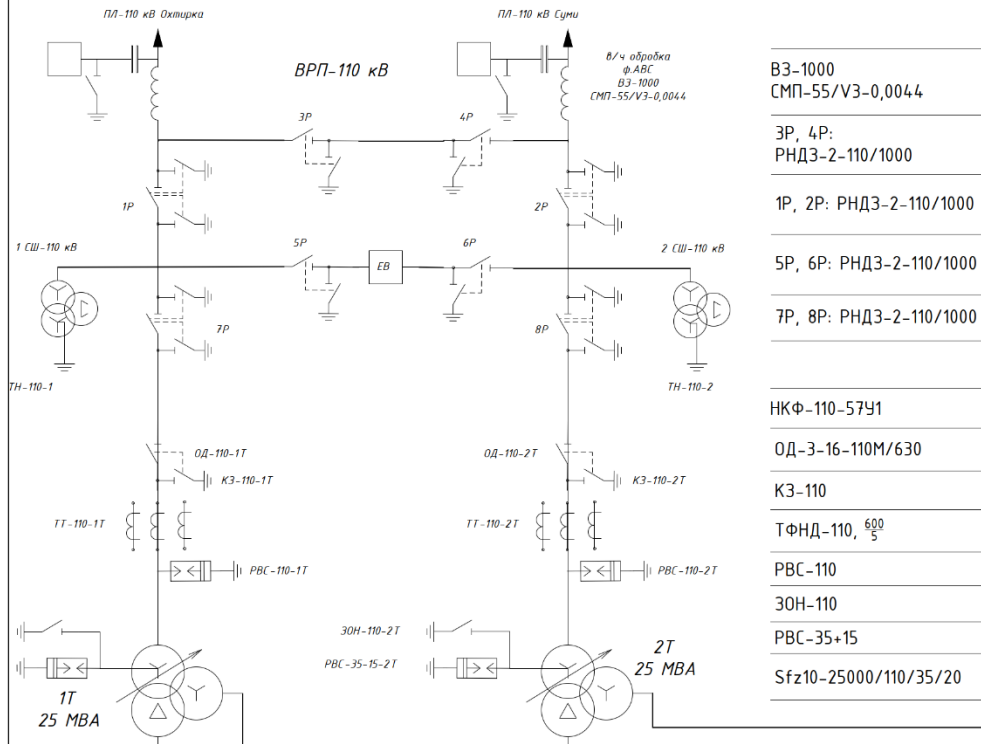
№ вузла	$U_{кін}$, кВ		ΔU , В
30	9,98		1,46
20	9,98		0,68
19	9,98		0,48
10	9,98		0,72
9	9,98		0,24
7	9,98		0,02
10	9,98		0,14
15	9,98		1,49
8	9,98		0,96
21	9,99		4,09
9	9,99		5,13
3	9,99		3,11
7	10		1,07
4	10		0,36
29	10		4,23
№ КТП	$U_{кін}^B$, кВ	$U_{кін}^П$, В	ΔU , %
48	10	400	0,04
268	10	400	0,05
183	9,99	400	0,06
257	9,99	400	0,09

Продовження табл. В.6

211	9,99	399	0,14
1	9,98	399	0,18
278	9,98	399	0,19
263	9,98	399	0,20
191	9,98	399	0,21
185	9,98	399	0,21
50	9,98	399	0,21
53	9,98	399	0,21
316	9,98	399	0,22
179	9,98	399	0,23
276	9,98	399	0,24

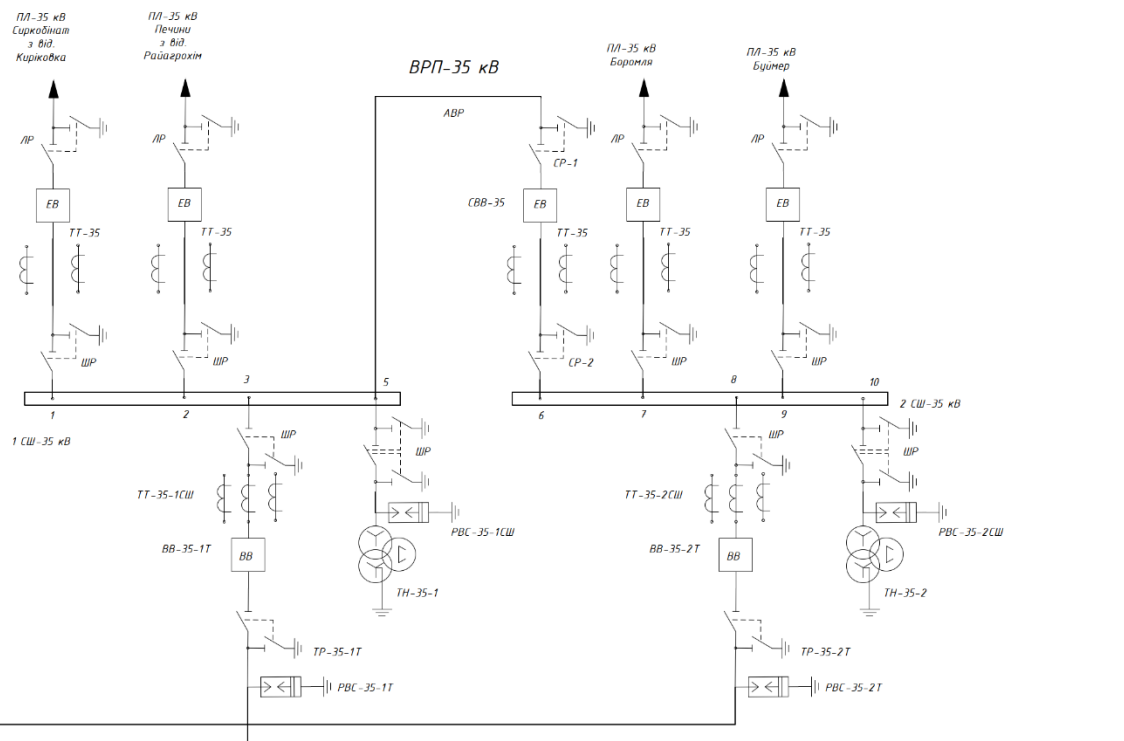
Таблиця В.7 – Розрахунок реальної напруги та втрати напруги фідера «ЮЖД»

№ вузла		$U_{кін'} \text{ кВ}$		$\Delta U \text{ , В}$
3		10		0,02
2		10		0,06
1		10		0,22
№ КТП	$U_{кін'}^B \text{ кВ}$		$U_{кін'}^п \text{ В}$	$\Delta U \text{ , \%}$
216	10		400	0,00
312	10		400	0,00
75	10		400	0,00

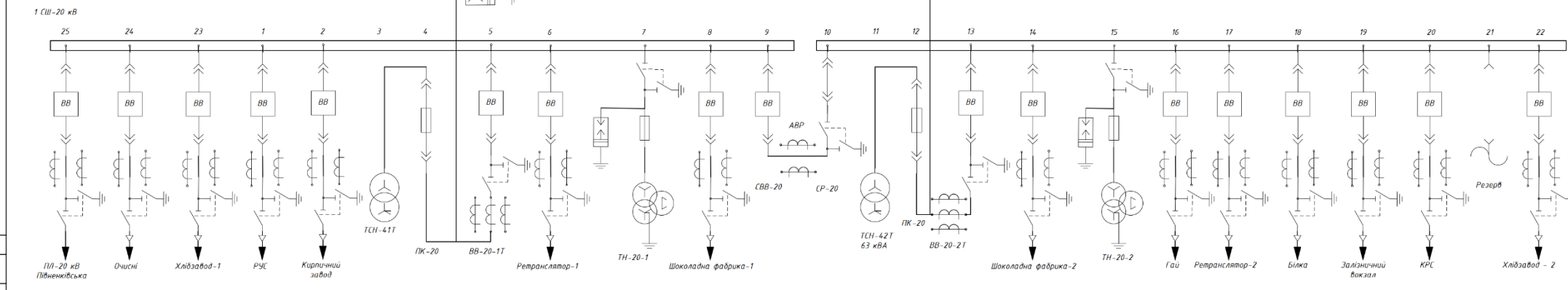


3P, 4P:	PHДЗ-2-110/1000
1P, 2P:	PHДЗ-2-110/1000
5P, 6P:	PHДЗ-2-110/1000
7P, 8P:	PHДЗ-2-110/1000

НКФ-110-57У1
ОД-3-16-110М/630
КЗ-110
ТФНД-110, 600
РВС-110
ЗОН-110
РВС-35+15
Sfz10-25000/110/35/20

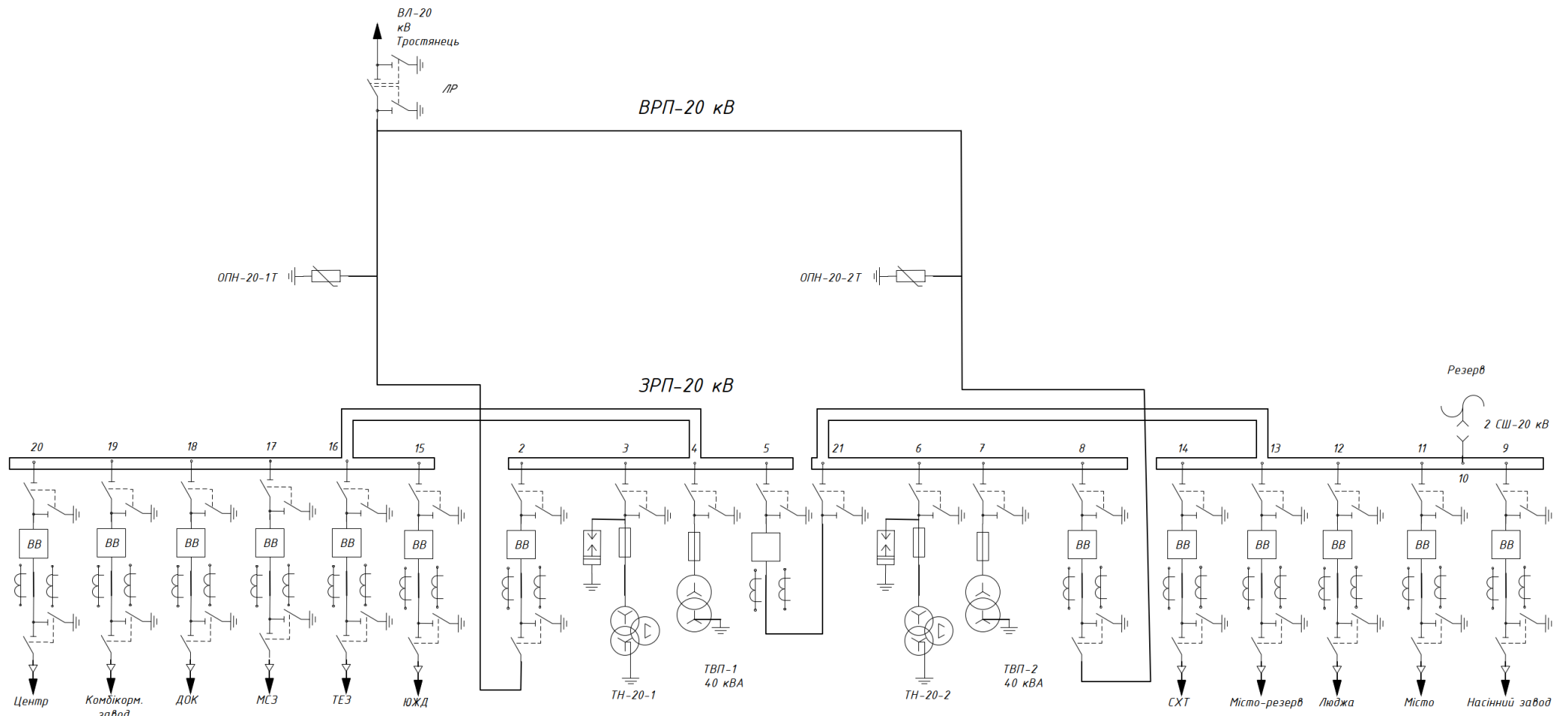


КРУН-20 кВ



ПС Північківська	Очнісні	Хлібозавод-1	РУС	Кирпичний завод	ТСН-41Т	ПК-20	ВВ-20-1Т	Ретранслятор-1	ТН-20-1	Шоколадна фабрика-1	СВВ-20	ТСН-41Т	ПК-20	Шоколадна фабрика-2	ТН-20-1	Гаї	Ретранслятор-2	Білка	Залізничний вокзал	КРС	Залізничний вокзал
ПЛ-20 кВ	КЛ-20 кВ	КЛ-20 кВ	КЛ-20 кВ	КЛ-20 кВ	ТМ-64/20			КЛ-20 кВ	ЗНОМ-20-63	КЛ-20 кВ		ТМ-64/20		КЛ-20 кВ	ЗНОМ-20-63	ВЛ-20 кВ	КЛ-20 кВ	ВЛ-20 кВ	КЛ-20 кВ	ВЛ-20 кВ	КЛ-20 кВ
ТШЛ-20-1	ТШЛ-20-1	ТШЛ-20-1	ТШЛ-20-1	ТШЛ-20-1			ТШЛ-20-1	ТШЛ-20-1	ТШЛ-20-1	ТШЛ-20-1	ТШЛ-20-1			ТШЛ-20-1	ТШЛ-20-1	ТШЛ-20-1	ТШЛ-20-1	ТШЛ-20-1	ТШЛ-20-1	ТШЛ-20-1	ТШЛ-20-1
ВРЗ5НС	ВРЗ5НС	ВРЗ5НС	ВРЗ5НС	ВРЗ5НС		ПК-20, 10 А	ВРЗ5НС	ВРЗ5НС	ВРЗ5НС	ВРЗ5НС	ВРЗ5НС		ПК-20, 10 А	ВРЗ5НС	ВРЗ5НС	ВРЗ5НС	ВРЗ5НС	ВРЗ5НС	ВРЗ5НС	ВРЗ5НС	ВРЗ5НС

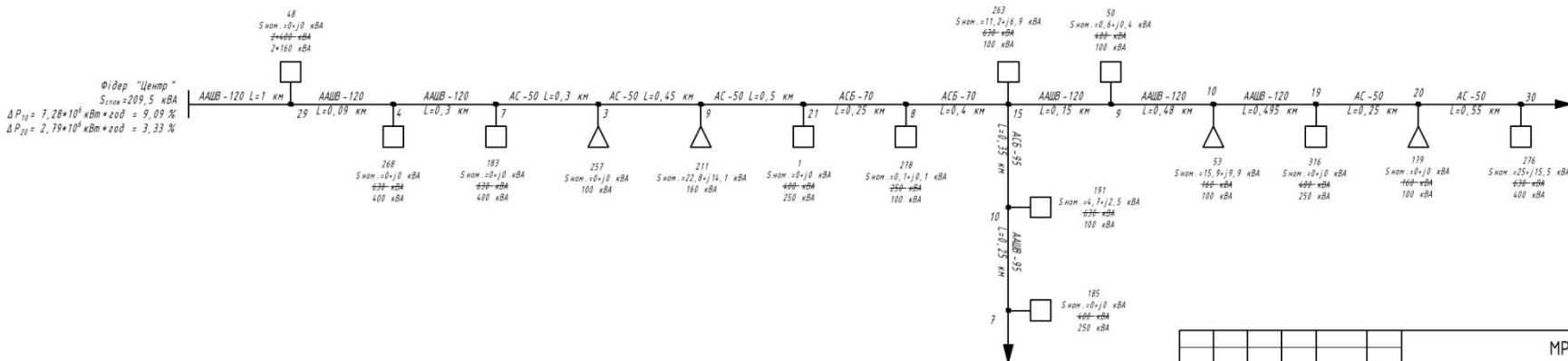
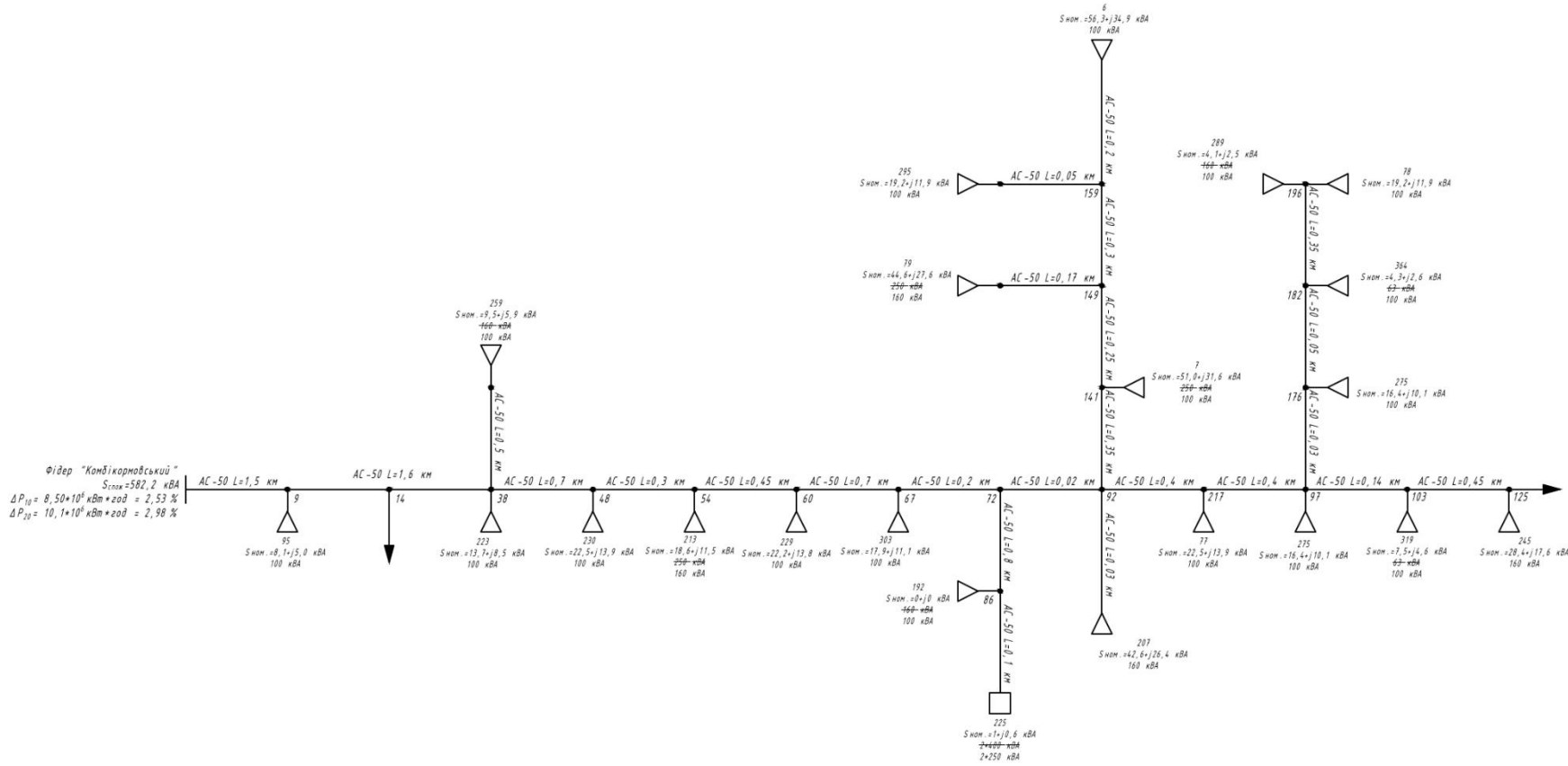
MP 3.8.14.1445 ПЗ									
Виробдження напруги 20 кВ в електричній мережі підстанції ПС-110/35/10 "Тристань"									
Зм.	Кільк.	Арж.	№ док.	Підпис.	Дата.				
Розроб.	Кічка					Стан.	Архи.	Архив.	
Перев.	Львєв					Мережа електропостачання 110/35/20 кВ			
Норм. контр.	Нижкофарб					Схема принципів об'єднаної мережі електропостачання 110/35/20 кВ ПС "Тристань"			
Заперв.	Львєв					Сирбу Е.М.-11			



Центр	Комбикорм. завод	ДОК	МСЗ	ТЕЗ	ЮЖД		ТН-20-1	ТВП-41Т		ТН-20-1	ТВП-41Т		СХТ	Місто-резерв	Люджа	Місто	Насінний завод
ПЛ - 20 кВ	КЛ-20 кВ	КЛ-20 кВ	КЛ-20 кВ	КЛ-20 кВ	КЛ-20 кВ		ЗНОМ-20-63	ТМ-40/20		ЗНОМ-20-63	ТМ-40/20		КЛ-20 кВ	ЗНОМ-20-63	ВЛ-20 кВ	КЛ-20 кВ	ВЛ-20 кВ
ТШЛ-20-1	ТШЛ-20-1	ТШЛ-20-1	ТШЛ-20-1	ТШЛ-20-1	ТШЛ-20-1								ТШЛ-20-1	ТШЛ-20-1	ТШЛ-20-1	ТШЛ-20-1	ТШЛ-20-1
ВРЗ5НС	ВРЗ5НС	ВРЗ5НС	ВРЗ5НС	ВРЗ5НС	ВРЗ5НС								ВРЗ5НС	ВРЗ5НС	ВРЗ5НС	ВРЗ5НС	ВРЗ5НС

Порядково
Зак. інв. N
Лінійс. і дата
інф. N ор.

МР 3.8.14.1445 ПЗ						
Впровадження напруги 20 кВ в електричну мережу підстанції ПС-110/35/10 "Тростянець"						
Зм.	Кільк.	Арк.	N док.	Підпис	Дата	
Розробив	Кучній					Мережа електропостачання 20 кВ
Перев.	Лебеда					
Норм. конпр.	Никифоров					Схема принципова однолінійна мережі електропостачання 20 кВ РП "Півніквіська"
Затверд.	Лебедінський					
					СудДУ ЕТ.м-11	



MP 3.8.141.445 ПЗ				
Впровадження напруги 20 кВ в електричну мережу підстанції ПС-110/35/10 "Тростянець"				
Зм.	Кільк.	Арк.	Н док.	Підпис
Разробов	Кучмиш			
Перев.	Лебедька			
Мережа електропостачання 20 кВ				Старий
Норм. конгр.	Никифоров			
Затверв.	Лебедьинський			
Схема принципова аномалійна мережі електропостачання 20 кВ				СумДУ ЕТ.м-11

Погоджено	
Зам. інв. N	
Підпис і дата	
Гол. спец.	
Інв. N пр.	

