

Міністерство освіти і науки України
Криворізький національний університет
Електротехнічний факультет

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної роботи бакалавра

за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Підвищення надійності електропостачання споживачів
Баштанської ділянки АТ «Миколаївобленерго» шляхом застосування
автоматичних пунктів секціонування

Здобувачка групи ЗЕЕМ-22 _____ Наталія СТЕПАНОВА

Керівник випускної роботи _____ к.т.н., доц. Олексій МИХАЙЛЕНКО

Нормоконтролер _____ к.т.н., доц. Олексій МИХАЙЛЕНКО

Декан ЕТФ _____ к.т.н., доц. Владислав ФЕДОТОВ

Гарант освітньої програми _____ к.т.н., доц. Ігор ПЕРЕСУНЬКО

Кривий Ріг

2026

Криворізький національний університет

Факультет: *електротехнічний*

Освітній рівень: *бакалавр*

Спеціальність: *141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка*

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ
ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ
Степанової Наталії Олександрівни

1. Тема роботи: Підвищення надійності електропостачання споживачів Баштанської ділянки АТ «Миколаївобленерго» шляхом застосування автоматичних пунктів секціонування
2. Строк подання здобувачем роботи: 10 червня 2026 р.
3. Мета та завдання кваліфікаційної роботи: модернізація районної електромережі шляхом застосування автоматичних пунктів секціонування з метою покращення надійності системи електропостачання
4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно розробити): аналіз характеристика розподільчої мережі Баштанської ділянки АТ «Миколаївобленерго» та автоматичних пристроїв секціонування; розрахунок електромережі Баштанської ділянки АТ «Миколаївобленерго»; підвищення надійності електропостачання районної електромережі шляхом застосування автоматичних пунктів секціонування
5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): однолінійна схема ПС 35/10 кВ «Зоря Інгулу» АТ «Миколаївобленерго»; схема розподільчої мережі фідера Ф-977; схеми для обчислення струмів КЗ в районній електромережі; схема розміщення АПС на фідері Ф-977; надійність секціонування фідера Ф-977 за показниками SAIDI і SAIFI

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Консультант	Дата, підпис	
		Завдання видав	Завдання прийняв
I	Олексій МИХАЙЛЕНКО		
II	Олексій МИХАЙЛЕНКО		
III	Олексій МИХАЙЛЕНКО		

7. Календарний план

№	Етапи роботи	Термін виконання
1	Загальна частина	18.05.26–22.05.26
2	Спеціальна частина	23.05.26–30.05.26
3	Проектно-конструкторська розробка	31.05.26–07.06.26
4	Оформлення пояснювальної записки	08.06.26–10.06.26
5	Оформлення презентації	11.06.26–16.06.26
6		
7		

Дата видачі завдання: 18.05.2026 р.

Здобувач вищої освіти

Наталія СТЕПАНОВА

Керівник роботи

Олексій МИХАЙЛЕНКО

РЕФЕРАТ

У роботі проведено комплексний аналіз та техніко-економічний розрахунок 10-кіловольної розподільчої мережі Баштанської ділянки АТ «Миколаївобленерго» на прикладі фідера Ф-977, що живиться від підстанції 35/10 кВ «Зоря Інгулу». Виявлено критичну вразливість існуючої радіальної схеми з одностороннім живленням, за якої будь-яке пошкодження призводить до повного знеструмлення всіх споживачів фідера. На основі прогнозування навантажень із урахуванням річного зростання електроспоживання виконано обґрунтування вибору перерізів проводів повітряних ліній, потужностей силових трансформаторів та перевірку комутаційно-захисного обладнання за термічною й електродинамічною стійкістю до струмів короткого замикання. Основну увагу приділено підвищенню надійності електропостачання шляхом оптимального розміщення автоматичних пунктів секціонування. Обґрунтовано встановлення трьох реклоузерів на ділянках 87–409, 117–135 та 149–170, що дозволило розділити фідер на три збалансовані секції з навантаженням 1,2–1,3 МВА та локалізувати зони аварійних відключень. Розрахункове моделювання за міжнародними індексами надійності підтвердило ефективність запропонованого рішення: середня частота відключень на одного споживача (SAIFI) знизилася на 27,9 %, а середня тривалість перерв у живленні (SAIDI) скоротилася на 30,5 %. Виявлено, що залишкова вразливість мережі зумовлена початковою магістральною ділянкою від підстанції до опори 80, відмова якої досі знеструмлює всіх споживачів, тому для остаточного досягнення нормативних показників рекомендовано подальшу організацію резервного живлення від суміжної підстанції. Отримані результати мають практичне значення для модернізації районних розподільчих мереж, зниження експлуатаційних витрат та створення технічних передумов для впровадження інтелектуальних систем електропостачання.

Ключові слова: розподільча мережа 10 кВ, надійність електропостачання, автоматичні пункти секціонування, реклоузер, SAIFI, SAIDI, фідер.

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.00.Р	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		4

ЗМІСТ

Розділ 1. Характеристика розподільчої мережі Баштанської дільниці АТ «Миколаївобленерго» та автоматичних пристроїв секціонування.....	9
1.1 Характеристика АТ «Миколаївобленерго» та розподільчої мережі Баштанської дільниці.....	10
1.2 Загальні відомості про реклоузери	12
1.3 Варіанти застосування реклоузерів для секціонування в різних топологіях систем електропостачання.....	15
Висновки до розділу	22
Розділ 2. Розрахунок електромережі Баштанської дільниці АТ «Миколаївобленерго»	23
2.1 Характеристика споживачів ПС 35/10 кВ «Зоря Інгулу» 35/10	24
2.2 Визначення навантажень районної електромережі з урахуванням збільшення електроспоживання	25
2.3 Визначення числа фідерів 10 кВ районної підстанції	28
2.4 Розрахунок дільниці районної розподільчої електромережі	29
2.4.1 Розрахунок розподільчої мережі 10(6) кВ.....	30
2.4.2 Втрати потужності та падіння напруги.....	33
2.5 Вибір трансформаторів підстанції 35/10 кВ «Зоря Інгулу».....	35
2.6 Розрахунок лінії 35 кВ «Баштанка – Зоря Інгулу».....	37
2.7 Визначення струмів короткого замикання в районній електромережі..	37
2.8 Вибір обладнання РП 10 кВ ПС «Зоря Інгулу».....	41
2.8.1 Шинопровід та ізолятори	41
2.8.2 Вибір вимикача і роз'єднувача для фідера 10 кВ Ф-977.....	42
2.8.3 Перевірка щодо дії струмів КЗ ЛЕП 35	43
2.8.4 Вибір вимірювальних трансформаторів струму та напруги	44

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.00.3	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		5

Висновки до розділу	44
Розділ 3. Підвищення надійності електропостачання районної електромережі шляхом застосування автоматичних пунктів секціонування	45
3.1 Вибір числа та місць встановлення автоматичних пунктів секціонування	46
3.2 Обчислення надійності фідера при застосуванні автоматизованих пунктів секціонування	48
3.2.1 Умови проведення симуляцій	49
3.2.2 Алгоритм визначення зони відключення	51
3.2.3 Обчислення надійності по ділянкам	52
3.2.4 Зведений розрахунок SAIFI та SAIDI	54
Висновки до розділу	58

/

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.00.3	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		6

ВСТУП

У районних мережах, які зазвичай мають велику протяжність і живлять значну кількість споживачів від однієї підстанції, відсутність секціонування призводить до того, що будь-яке пошкодження викликає відключення всієї лінії. Це значно погіршує показники надійності електропостачання, зокрема індекси SAIDI та SAIFI. Встановлення реклоузерів у вузлових точках мережі дозволяє розділити її на окремі секції, що забезпечує локалізацію аварій і відновлення живлення для непошкоджених ділянок. Оптимальне розміщення реклоузерів і секціонуючих пристроїв є одним із найбільш ефективних способів підвищення надійності розподільчих систем.

Для районних мереж характерна висока ймовірність пошкоджень, причому переважна більшість аварій має тимчасовий характер, що обумовлює доцільність використання пристроїв автоматичного повторного вмикання. Зокрема, встановлено, що до 80% пошкоджень у розподільчих мережах є короткочасними і можуть бути ліквідовані автоматично без втручання персоналу. Саме тому використання реклоузерів у поєднанні з функцією секціонування дозволяє ефективно реагувати як на тимчасові, так і на стійкі аварії.

Особливої актуальності набуває застосування реклоузерів у сільських і районних мережах, де лінії піддаються впливу атмосферних явищ, рослинності та інших зовнішніх факторів. У таких умовах автоматичне повторне вмикання дозволяє уникнути тривалих перерв електропостачання, а функція секціонування – змогу мінімізувати кількість відключених споживачів. Крім того, автоматизація процесів ліквідації аварій значно скорочує час пошуку пошкоджень і зменшує витрати на експлуатацію мереж, оскільки відпадає необхідність у частих виїздах ремонтних бригад.

Ще одним важливим аспектом є інтеграція реклоузерів у сучасні системи автоматизації розподільних мереж і концепцію Smart Grid. Завдяки наявності мікропроцесорних контролерів і засобів зв'язку реклоузери можуть працювати в координації між собою, реалізуючи адаптивне секціонування та автоматичне відновлення схеми живлення. Це особливо важливо в умовах зростання частки

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.00.ВС	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		7

розподіленої генерації, коли структура потоків потужності стає більш складною і змінною.

Таким чином, застосування реклоузерів для секціонування в районних розподільних мережах є актуальним, оскільки воно забезпечує підвищення надійності електропостачання, зменшення тривалості та масштабів аварійних відключень, оптимізацію експлуатаційних витрат і створює передумови для впровадження інтелектуальних мереж.

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.00.ВС	Арк.
						8
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Розділ 1. Характеристика розподільчої мережі Баштанської ділянки АТ «Миколаївобленерго» та автоматичних пристроїв секціонування

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.01.3Ч			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата	Характеристика розподільчої мережі Баштанської ділянки АТ «Миколаївобленерго» та автоматичних пристроїв секціонування	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.		Степанова Н.О.				Н	9	
Перевір.		Михайленко О.Ю.				ЗЕЕМ-22		
Н.контр.		Михайленко О.Ю.						
Затверд.		Пересунько І.І.						

1.1 Характеристика АТ «Миколаївобленерго» та розподільчої мережі Баштанської дільниці

Акціонерне товариство «Миколаївобленерго» є одним із провідних енергопостачальних підприємств південного регіону України, яке здійснює розподілення, транспортування та постачання електричної енергії споживачам Миколаївської області [1].

Структура АТ «Миколаївобленерго» побудована за територіальним принципом та охоплює п'ять округів, до складу яких входять філії, що обслуговують усі адміністративні райони Миколаївської області: Центральний округ об'єднує філії міста Миколаєва та «Південну», Південний округ – філії Березанського, Веселинівського, Миколаївського та Очаківського районів, Західний округ – філії Арбузинського, Врадіївського, Кривоозерського та Первомайського районів, Північний округ – філії Братського, Вознесенського, Доманівського, Єланецького та Новоодеського районів, а Східний округ – філії Баштанського, Березнегуватського, Казанківського, Новобузького та Снігурівського районів [1].

Інфраструктура підприємства є надзвичайно розгалуженою та включає тисячі кілометрів повітряних та кабельних ліній електропередачі різних класів напруги, сотні трансформаторних підстанцій та розподільчих пунктів, а загальна протяжність мереж становить понад 23 тисячі кілометрів ліній електропередачі та близько 6 тисяч підстанцій різного класу напруги [1].

Баштанська дільниця районних електричних мереж є важливим структурним підрозділом АТ «Миколаївобленерго». Даний підрозділ розташований у місті Баштанка Миколаївської області та здійснює повний комплекс послуг з розподілу та постачання електричної енергії споживачам Баштанського району. Організаційна структура Баштанської дільниці включає керівництво у складі директора та заступника директора, інженерно-технічний персонал, майстрів дільниць та оперативні бригади, які забезпечують цілодобове функціонування електромережевого господарства [2].

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.01.34	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Живлення Баштанської ділянки здійснюється від ПС «Баштанка» 150/35/10 кВ повітряною лінією електропередачі 35 кВ «Баштанка – Зоря Інгулу» і потім ПС «Зоря Інгулу» 35/10 кВ. Однолінійна схема останньої приведена на рис. 1.1.

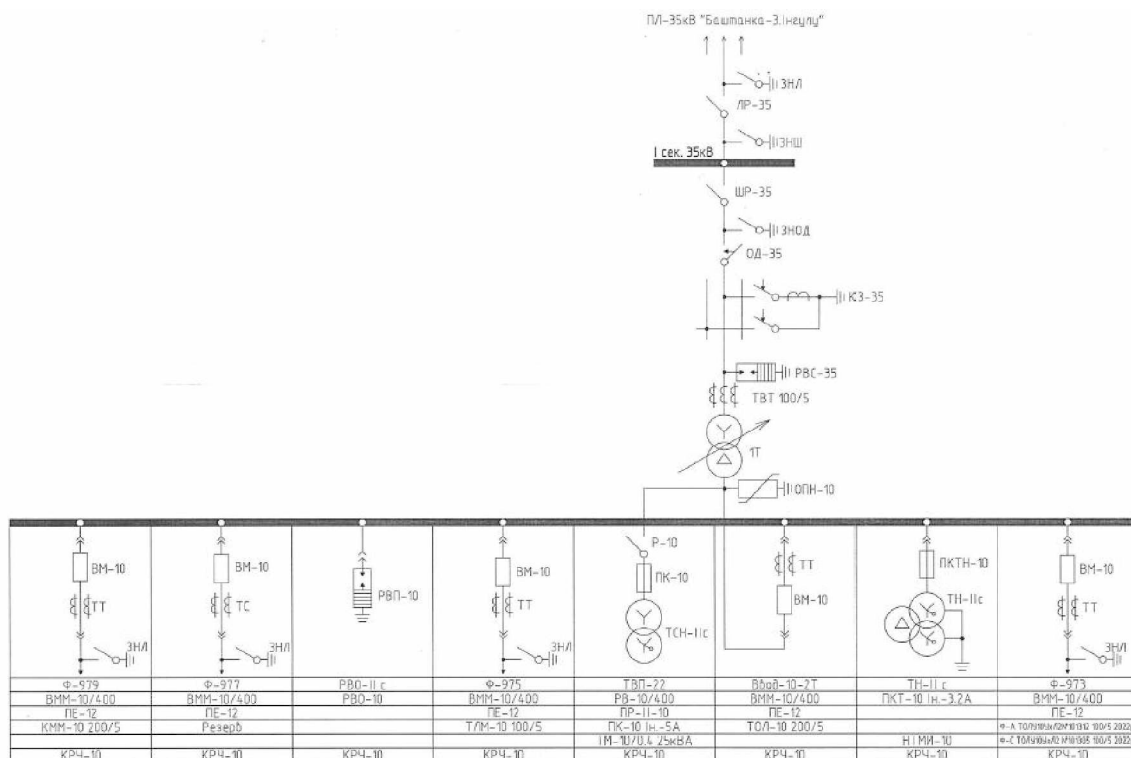


Рисунок 1.1 – Однолінійна схема ПС 35/10 кВ «Зоря Інгулу»
АТ «Миколаївобленерго»

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.01.34	Арк.
						11
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Окрім безпосереднього постачання електроенергії, Баштанська дільниця надає широкий спектр супутніх послуг населенню та юридичним особам, серед яких перевірка, встановлення, ремонт та заміна засобів обліку електроенергії, технічне приєднання нових споживачів до електричних мереж, організація комерційного обліку спожитої енергії, а також оперативне усунення аварійних ситуацій та проведення планово-попереджувальних ремонтів обладнання.

У сучасних умовах функціонування енергетичної системи України Баштанська дільниця АТ «Миколаївобленерго» працює в режимі підвищеної готовності, оперативно реагуючи на наслідки надзвичайних ситуацій, пов'язаних із воєнними діями на території Миколаївщини, та забезпечуючи відновлення електропостачання пошкоджених об'єктів у найкоротші терміни.

1.2 Загальні відомості про реклоузери

Реклоузер – це автоматичний комутаційний апарат, призначений для багаторазового вмикання та вимикання електричних кіл у розподільчих мережах середньої напруги з метою підвищення надійності електропостачання. Його основна особливість полягає в здатності самостійно повторно вмикати лінію після аварійного вимкнення, що дозволяє ліквідувати тимчасові пошкодження без участі обслуговуючого персоналу. Такі пристрої широко застосовуються в повітряних лініях електропередачі, де значна частина аварій має короткочасний характер, наприклад через грозові перенапруги, дотик гілок дерев або короткочасні замикання.

Принцип роботи реклоузера базується на послідовності функцій вимикача та релейного захисту. У нормальному режимі він пропускає робочий струм мережі, але при виникненні аварійного режиму, такого як коротке замикання або перевантаження, вбудована система захисту фіксує перевищення заданих параметрів струму або напруги і подає команду на вимкнення. Після цього реклоузер через певний інтервал часу автоматично виконує повторне вмикання лінії. Якщо пошкодження було тимчасовим, електропостачання відновлюється. Якщо ж аварія є стійкою, пристрій здійснює кілька циклів повторного вмикання

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.01.34	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		12

та вимикання за заданою програмою, після чого остаточно відключає ділянку мережі до усунення несправності.

Призначення реклоузерів полягає у зменшенні тривалості перерв електропостачання, локалізації аварійних ділянок та підвищенні селективності роботи захистів у розподільчих мережах. Завдяки автоматичному повторному вмиканню значна частина короточасних пошкоджень усувається без втручання оперативного персоналу, що особливо важливо для розгалужених мереж з великою протяжністю. Крім того, реклоузери сприяють зниженню експлуатаційних витрат і підвищенню якості електроенергії, оскільки скорочують кількість і тривалість відключень споживачів. У сучасних мережах вони часто інтегруються в системи автоматизації та диспетчерського керування, що дозволяє здійснювати дистанційний моніторинг, керування та аналіз аварійних режимів.

Існує кілька класифікацій реклоузерів залежно від їх конструкції, принципу дії та функціональних можливостей. За середовищем гасіння дуги розрізняють масляні, вакуумні та газові реклоузери, серед яких найбільш поширеними на сьогодні є вакуумні, оскільки вони мають високу надійність, довговічність і мінімальні експлуатаційні витрати. За способом керування реклоузери поділяються на електромеханічні та мікропроцесорні, причому сучасні пристрої переважно оснащені цифровими контролерами, які реалізують складні алгоритми релейного захисту, автоматики та зв'язку. За конструктивним виконанням виділяють однофазні та трифазні реклоузери, що дозволяє адаптувати їх до різних схем електропостачання та режимів роботи мережі.

Також реклоузери можуть класифікуватися за місцем встановлення та функціональним призначенням, наприклад як лінійні, секційні або вузлові. Лінійні реклоузери встановлюються безпосередньо на повітряних лініях для захисту протяжних ділянок, секційні – для поділу мережі на окремі ділянки з метою локалізації аварій, а вузлові – у ключових точках мережі для забезпечення резервування живлення.

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.01.34	Арк.
						13
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Зупинимося більш детально на використанні реклоузерів для секціонування електричних мереж. Секціонування полягає у поділі довгих розподільчих ліній на окремі ділянки з метою підвищення надійності електропостачання та зменшення зони відключення при виникненні аварій. У розгалужених повітряних мережах середньої напруги значна частина пошкоджень має локальний характер, однак без секціонування аварійне відключення на початку лінії призводить до знеструмлення великої кількості споживачів. Саме тому встановлення реклоузерів у певних точках мережі дозволяє розбити її на незалежні секції, кожна з яких може автоматично відокремлюватися у разі несправності.

Принцип секціонування з використанням реклоузерів базується на їх здатності не лише відключати пошкоджену ділянку, але й координувати свою роботу з іншими захисними апаратами. У типовій схемі один реклоузер встановлюється на початку лінії як головний, а інші – вздовж лінії як секційні. При виникненні короткого замикання всі реклоузери фіксують аварійний струм, але відключення виконується за узгодженими часовими характеристиками. Найближчий до місця пошкодження реклоузер повинен спрацювати першим, ізолюючи аварійну ділянку. Якщо ж це не відбулося, резервне відключення здійснює вищестоящий апарат.

Особливістю застосування реклоузерів у схемах секціонування є реалізація функції автоматичного повторного вмикання з урахуванням селективності. Наприклад, при короткочасному замиканні головний реклоузер може виконати кілька циклів повторного вмикання, даючи можливість секційним реклоузерам ідентифікувати характер пошкодження. Якщо аварія тимчасова, електропостачання відновлюється без втручання. Якщо ж пошкодження є стійким, секційний реклоузер, розташований найближче до місця аварії, залишається у вимкненому стані після чергового циклу, тоді як інші ділянки лінії повторно вводяться в роботу.

У більш складних схемах використовується логіка так званого «зонного секціонування», коли реклоузери обмінюються інформацією між собою через канали зв'язку. Це дозволяє реалізувати адаптивні алгоритми захисту, швидко

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.01.34	Арк.
						14
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

визначати місце пошкодження та автоматично перебудовувати схему живлення. Наприклад, у кільцевих або резервованих мережах після відключення аварійної секції може автоматично виконуватися перепідключення споживачів з іншого джерела живлення, що значно підвищує безперервність електропостачання.

Застосування реклоузерів для секціонування дозволяє суттєво зменшити показники недовідпуску електроенергії та тривалість аварійних відключень. Окрім цього, воно забезпечує більш гнучке керування режимами мережі, можливість локалізації пошкоджень без впливу на інші ділянки та створює основу для впровадження інтелектуальних систем автоматизації розподільчих мереж.

У сучасних умовах розвитку інтелектуальних електричних мереж реклоузери є важливим елементом концепції Smart Grid, оскільки вони забезпечують адаптивність, самовідновлення та підвищення ефективності роботи розподільчих систем електропостачання.

1.3 Варіанти застосування реклоузерів для секціонування в різних топологіях систем електропостачання

Варіанти використання реклоузерів у розподільних електричних мережах доцільно згрупувати у три основні напрями залежно від їх функціонального призначення та умов застосування.

Перший напрям пов'язаний із використанням реклоузера як засобу релейного захисту радіальних повітряних ЛЕП. У цьому варіанті його застосування дозволяє істотно скоротити тривалість перерв електропостачання, оскільки більшість нестійких коротких замикань усувається автоматично завдяки циклам автоматичного повторного вмикання. Практичні дані свідчать, що вже один цикл АПВ дає змогу ліквідувати до 80% таких пошкоджень. Окрім цього, стає можливим використання традиційних принципів побудови релейного захисту із забезпеченням ближнього та дальнього резервування на основі багатоступеневих струмових захистів, реалізованих у реклоузері.

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.01.34	Арк.
						15
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

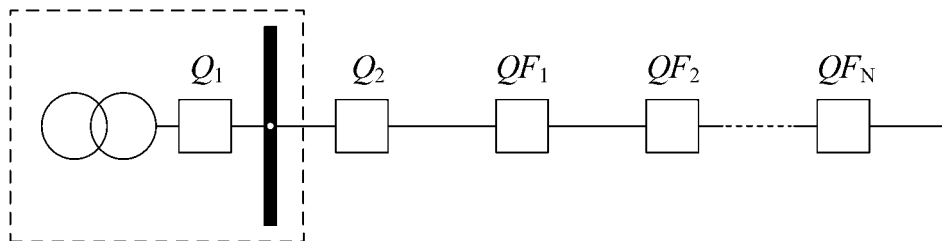


Рисунок 1.2 – Застосування автоматичних пунктів секціонування для радіальної ЛЕП з одностороннім живленням (автоматичні пункти секціонування ($QF_1 \dots QF_N$))

Одним із поширених варіантів є використання реклоузера як комутаційного апарата у відкритих розподільчих пристроях (рис. 1.3).

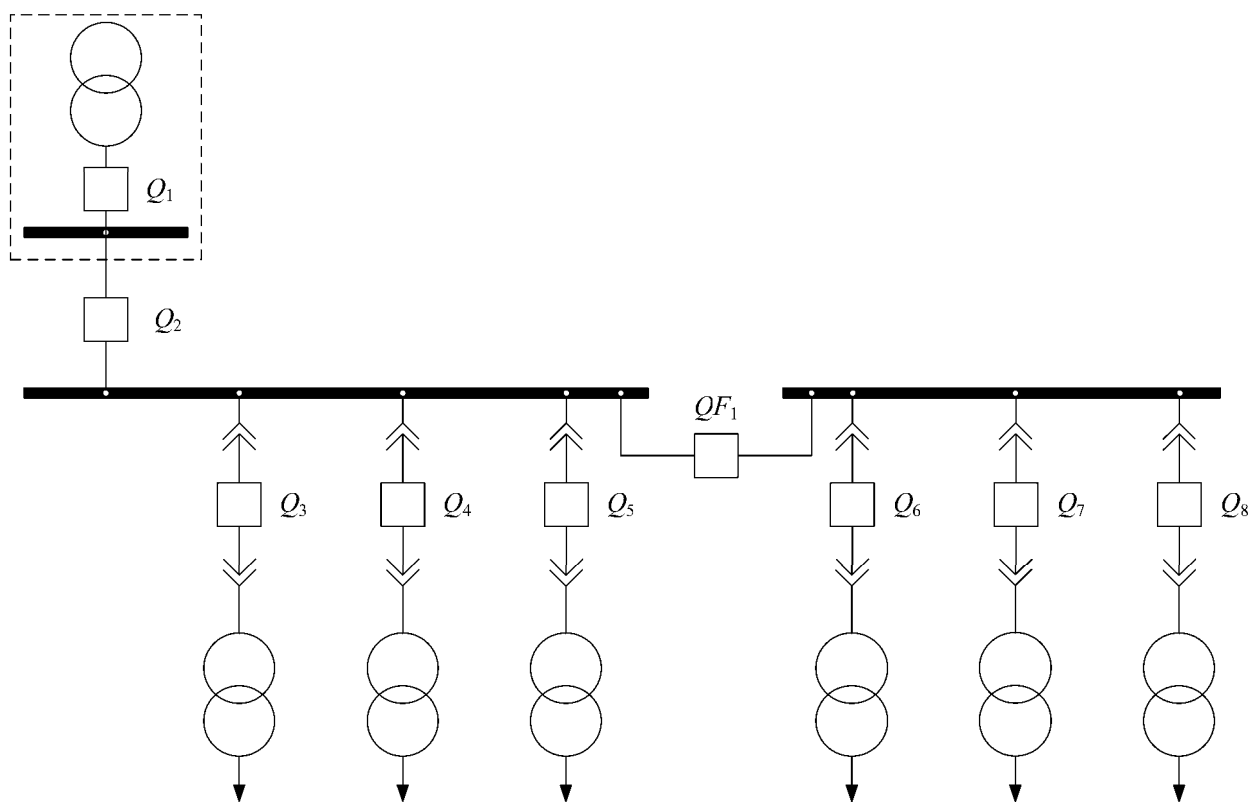


Рисунок 1.3 – Застосування автоматичних пунктів секціонування в електромережі з центральним вимикачем Q_2 , КТП і одностороннім живленням

Такий підхід дозволяє значно зменшити вартість будівництва нових підстанцій у порівнянні з об'єктами, обладнаними закритими розподільчими пристроями, причому економія може досягати близько 40%.

Іншим варіантом є застосування реклоузера на прохідних трансформаторних підстанціях, де він поєднує функції комутації, релейного

захисту та автоматики. Це особливо актуально для сільських мереж, де один фідер може обслуговувати декілька підстанцій, розташованих на значній відстані одна від одної, інколи до 30...50 км.

У таких умовах встановлення реклоузера дає можливість автоматично усувати більшість нестійких коротких замикань, оперативно обмежити пошкоджену ділянку шляхом ділення ЛЕП на секції, а також передавати інформацію про аварійні режими на диспетчерський пункт, що суттєво скорочує час пошуку несправностей.

Ще одним напрямом є використання реклоузерів на відгалуженнях мережі або відпайках (рис. 1.4).

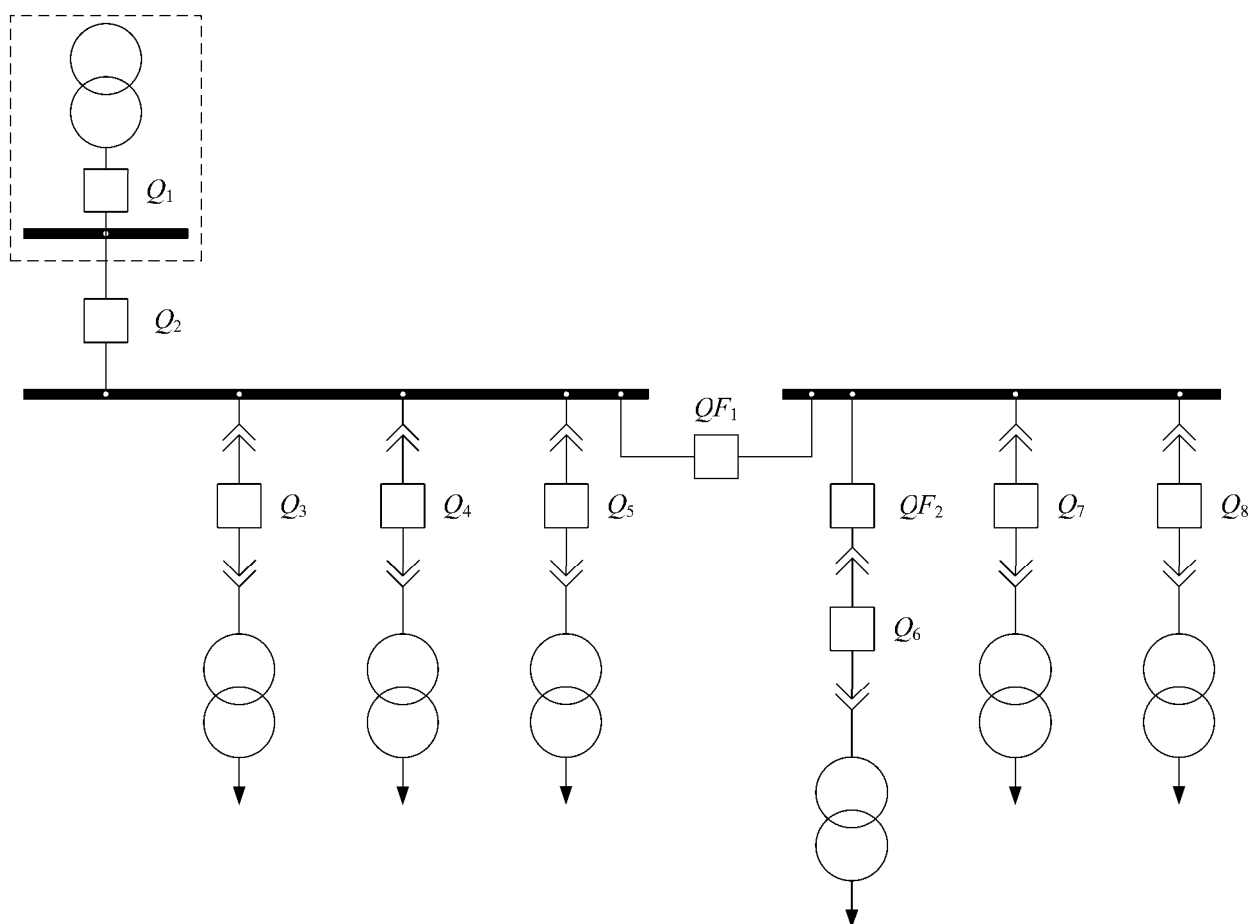


Рисунок 1.4 – Застосування автоматичних пунктів секціонування з реклоузерами на відпайках (QF_2) в електромережі роз'єднувачем та КТП і одностороннім живленням

Це рішення дозволяє підвищити надійність електропостачання за рахунок виділення найбільш проблемних ділянок, де пошкодження виникають

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.01.34	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		17

найчастіше. Встановлення реклоузера в таких точках дає змогу локалізувати аварії без впливу на основну частину мережі, що особливо важливо для забезпечення безперебійного живлення відповідальних споживачів.

Окремо слід виділити варіант спільного застосування реклоузерів із іншими комутаційними апаратами, призначеними для секціонування мережі та комутації робочих струмів (рис. 1.5). У цьому випадку реклоузер виконує функції захисту, здійснюючи відключення струмів короткого замикання, перевіряючи їх характер у циклах АПВ та забезпечуючи подальше поетапне відновлення схеми електропостачання до місця пошкодження. Алгоритм роботи такої системи передбачає, що при виникненні короткого замикання реклоузер спочатку вимикає лінію і після паузи виконує повторне вмикання для перевірки, чи зникло пошкодження. Якщо аварія залишається, відбувається повторне відключення, після чого у безструмовий інтервал інші комутаційні апарати, розташовані вздовж лінії, переходять у відключений стан.

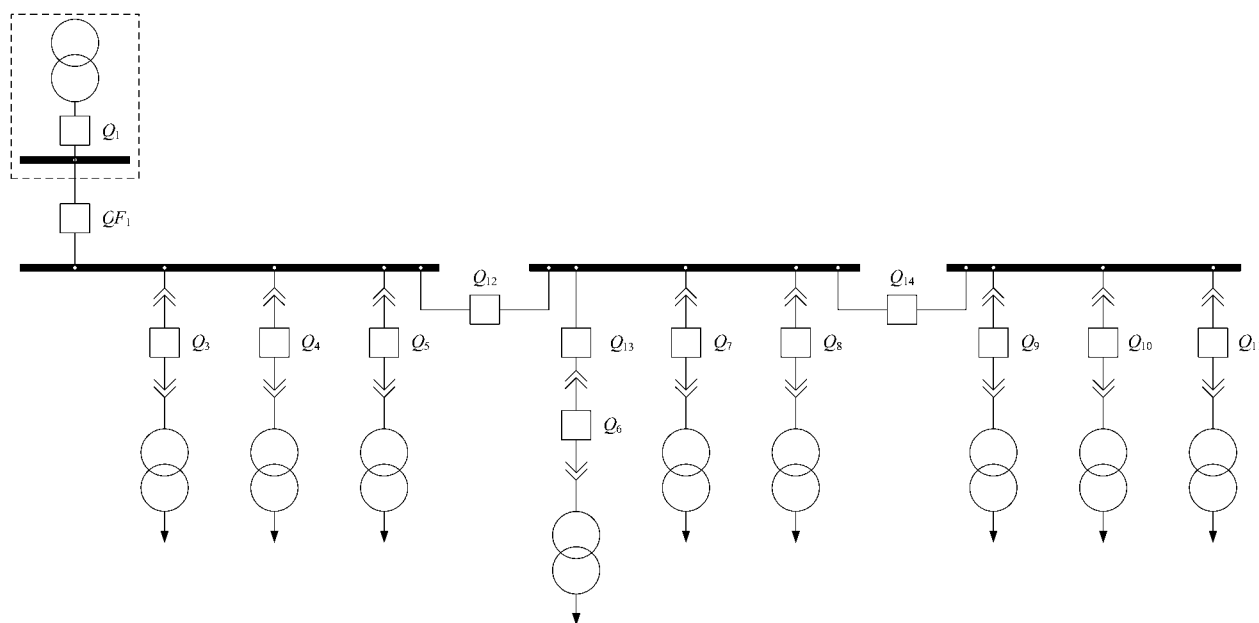


Рисунок 1.5 – Секціонування ЛЕП з одностороннім живленням з одним автоматичним пунктом секціонування (QF_1) і секційними (Q_{14}) або відпайковими (Q_{15}) вимикачами

До другої групи належить застосування реклоузерів для організації захисту в замкнутих (кільцевих) лініях електропередачі (рис. 1.6). У таких мережах основною функцією реклоузера є відновлення живлення споживачів на

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.01.34	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		18

непошкоджених ділянках шляхом автоматичного ввімкнення резервного електропостачання від іншого джерела, тобто реалізація функції автоматичного введення резерву. Водночас реклоузер виконує і захисні функції в аварійних режимах, аналогічно до випадку радіальних мереж. Для забезпечення цих можливостей реклоузери оснащують двома групами датчиків струму та напруги, що дає змогу визначати напрямок живлення, а також мають релейний захист із функцією контролю напрямку потужності.

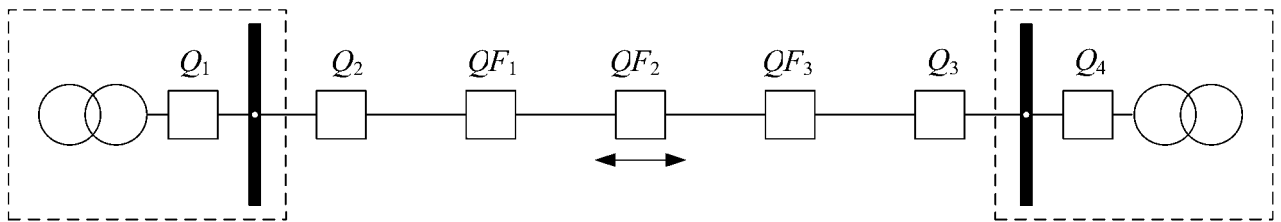


Рисунок 1.6 – Застосування автоматичних пунктів секціонування для радіальної ЛЕП з двостороннім живленням (автоматичні пункти секціонування $QF_1 \dots QF_3$)

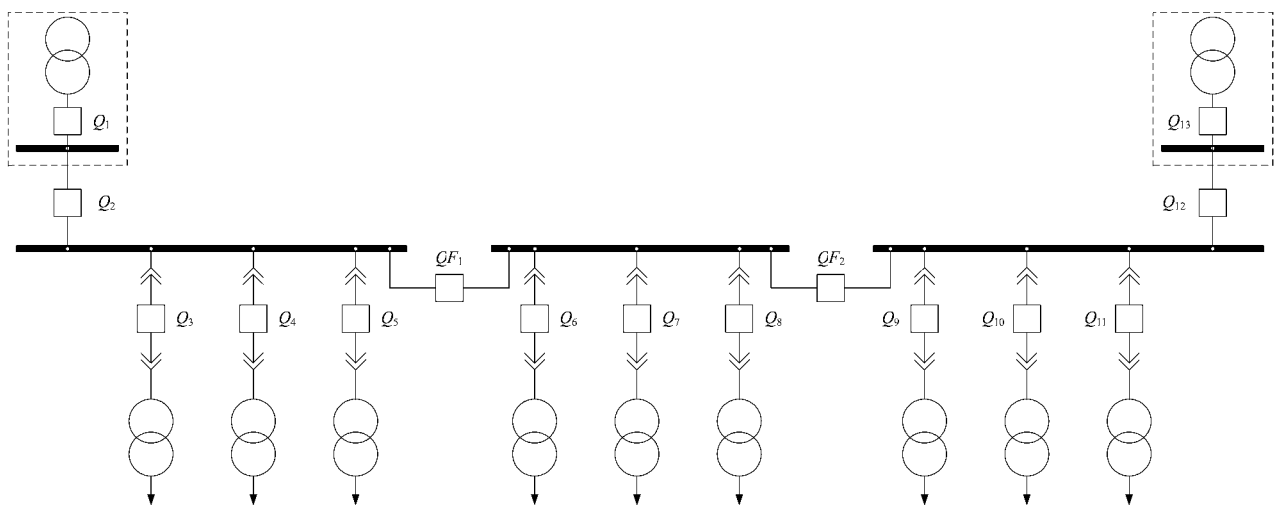


Рисунок 1.7 – Застосування автоматичних пунктів секціонування для радіальної ЛЕП з двостороннім живленням, центральними вимикачами Q_2 і та КТП (автоматичні пункти секціонування QF_1, QF_2)

У практиці експлуатації часто трапляються ситуації, коли окремі ділянки замкнутих мереж належать різним власникам, що потребує організації обліку електроенергії. У таких умовах використання реклоузера як пункту автоматичного резервування дозволяє не лише відновлювати живлення

споживачів на неушкоджених ділянках і забезпечувати захист мережі, але й виконувати технічний облік електроенергії.

У кільцевих електромережах або електромережах із двома і більше джерелами живлення застосовуються різні варіанти використання реклоузерів. Одним із них є схема, в якій один реклоузер виконує функцію автоматичного резервування, а інші – секціонування лінії. У нормальному режимі реклоузер, що відповідає за резервне живлення, перебуває у вимкненому стані. У разі виникнення короткого замикання на одній із ділянок лінії вимикач з боку живлення спочатку відключає пошкоджену ділянку, після чого виконує цикл автоматичного повторного вмикання для перевірки характеру пошкодження. Якщо аварія не зникає, він повторно відключає лінію з блокуванням подальших спроб вмикання. За відсутності напруги протягом певного часу секційний реклоузер, розташований ближче до місця пошкодження, відключається за дією захисту мінімальної напруги, тим самим локалізуючи аварійну ділянку. Після цього реклоузер, що виконує функцію резервування, автоматично вмикається або отримує команду дистанційного керування і подає напругу з альтернативного джерела на неушкоджену частину мережі, одночасно забезпечуючи її захист.

Іншим варіантом є використання реклоузерів у мережах з одностансформаторними підстанціями шляхом створення кільцевих зв'язків між різними ділянками мережі (рис. 1.8). На відміну від підстанцій із двома трансформаторами, у разі пошкодження трансформатора або лінії з боку високої напруги одностансформаторна підстанція повністю втрачає живлення, а відновлення може потребувати значного часу. Цю проблему можна вирішити, якщо з'єднати частину мережі з іншою ділянкою, що отримує живлення від іншої підстанції, шляхом використання реклоузера. У нормальному режимі такий реклоузер перебуває у вимкненому стані, але при зникненні напруги на одній підстанції він автоматично забезпечує живлення споживачів від резервного джерела.

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.01.34	Арк.
						20
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

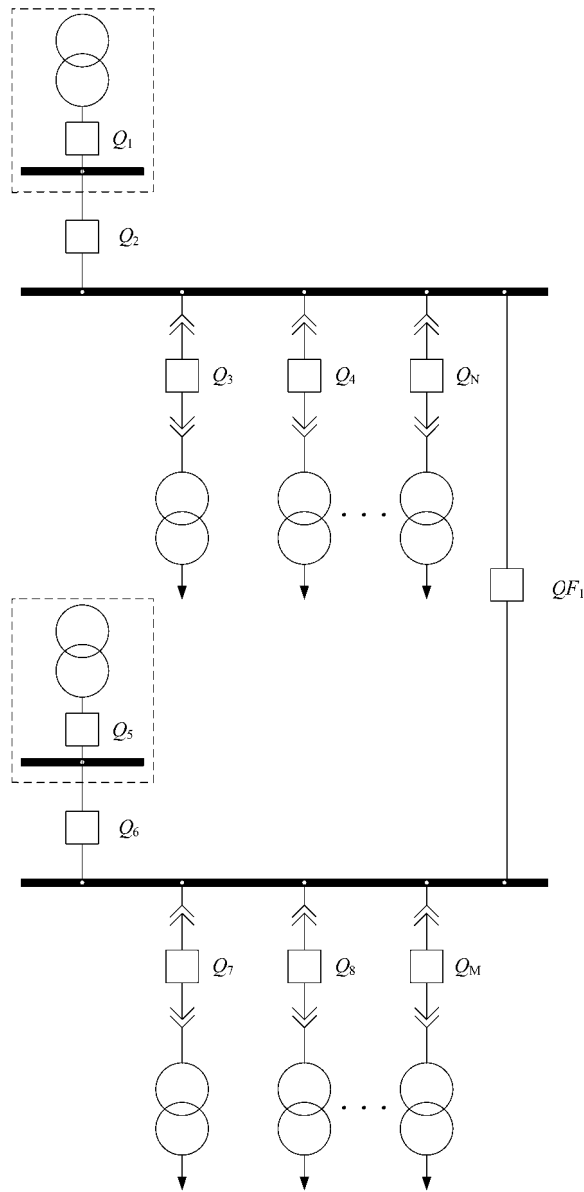


Рисунок 1.8 – З'єднання автоматичним пунктом секціонування одностансформаторних підстанцій

До третьої групи належить використання реклоузерів у складнозамкнутих електричних мережах. Такі схеми характерні для районів із високою концентрацією навантаження або великою кількістю відповідальних споживачів першої та другої категорій. У цих умовах застосування реклоузерів не лише підвищує надійність електропостачання, але й відкриває можливості для автоматизованого керування режимами роботи мережі. Завдяки цьому забезпечується оптимальний розподіл потоків потужності, підтримується необхідний рівень надійності та зменшуються втрати електроенергії. У

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.01.3Ч	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		21

результаті впровадження таких рішень суттєво покращується ефективність роботи ліній електропередачі та всієї розподільної системи загалом.

Висновки до розділу

У першому розділі проаналізовано діяльність АТ «Миколаївобленерго» та Баштанської дільниці районних електричних мереж, які забезпечують розподіл електроенергії на значній території Миколаївської області за допомогою розгалуженої інфраструктури, що нараховує тисячі кілометрів ліній та сотні підстанцій. Особливу увагу приділено технічним засобам підвищення надійності електропостачання, зокрема реклоузерам, які здатні самостійно ліквідовувати тимчасові пошкодження мереж через цикли автоматичного повторного вмикання. Розглянуто класифікацію реклоузерів, їхню роль у секціонуванні мереж для локалізації аварійних ділянок без знеструмлення всієї лінії, а також різні варіанти застосування в радіальних, замкнутих та складнозамкнутих топологіях систем електропостачання.

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.01.3Ч	Арк.
						22
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Розділ 2. Розрахунок електромережі Баштанської дільниці АТ «Миколаївобленерго»

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.02.СЧ			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата	Розрахунок електромережі Баштанської дільниці АТ «Миколаївобленерго»	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.		Степанова Н.О.				Н	23	
Перевір.		Михайленко О.Ю.				ЗЕЕМ-22		
Н.контр.		Михайленко О.Ю.						
Затверд.		Пересунько І.І.						

2.1 Характеристика споживачів ПС 35/10 кВ «Зоря Інгулу» 35/10

Згідно до схеми ПС 35/10 кВ «Зоря Інгулу» (рис. 1.1) живлення споживачів Баштанської ділянки здійснюється чотирма фідерами Ф-979, Ф-977, Ф-975, Ф-973. Подальші обчислення здійснюємо базуючись на характеристиці типового фідера Ф-977 і вважатимемо, що споживачі на інших розподілені рівномірно. У табл. 2.1 представлена зведена інформація про ТП, що живляться від Ф-977.

Таблиця 2.1 – Характеристика ТП фідера 10(6) кВ Ф-977

№ ТП		S, кВА	Категорії споживачів	Коефіцієнт завантаження	Зростання навантаження річне, %
220197	ЩТП	160	II	0.82	0.05
220390	СКТП	100	II	0.8	0.04
220195	КТП	100	II	0.77	0.03
220196	КТП	160	II	0.86	0.05
220199	ЩТП	160	II	0.79	0.08
220468	СКТП	40	II	0.85	0.01
220405	КТП	160	II	0.72	0.04
220198	КТП	160	II	0.79	0.04
220184	ЗТП	100	II	0.86	0.05
220182	ЩТП	100	II	0.87	0.07
220180	КТП	50	II	0.88	0.06
220177	КТП	40	II	0.87	0.04
220183	КТП	100	II	0.71	0.02
220185	КТП	60	II	0.7	0.06
220464	КТП	40	II	0.9	0.05
220188	КТП	100	II	0.82	0.01
220194	СКТП	50	II	0.77	0.06
220203	Абонентське	250	II	0.77	0.07

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.02.СЧ	Арк.
						24
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

220009	Абонентське	1000	II	0.79	0.02
220493	Абонентське	0	II	0	0
220468	Абонентське	63	II	0.81	0.06
220485	Абонентське	10	II	0.86	0.03
220486	Абонентське	10	II	0.82	0.05
220349	Абонентське	63	II	0.8	0.06
220181	Абонентське	63	II	0.77	0.03
220546	Абонентське	1000	II	0.86	0.02
220187	Абонентське	400	II	0.79	0.03
220190	Абонентське	160	II	0.85	0.01

Здійснено обчислення районної електромережі.

2.2 Визначення навантажень районної електромережі з урахуванням збільшення електроспоживання

Розрахункові навантаження визначались базуючись на процедурі обчислень приведених у [4, 5] для ТП напругою 10/0,4 кВ фідера Ф-777 визначалися виходячи з наявних даних щодо потужності трансформаторів, що дозволяє забезпечити коректність подальших техніко-економічних обґрунтувань при проєктуванні систем електропостачання:

$$S_{н.р} = S_{ТП} \beta k_z, \text{кВА}, \quad (2.1)$$

де $S_{ТП}$ – потужність трансформатора ТП;

β – коефіцієнт завантаження трансформатора ТП;

k_z – коефіцієнт зростання електроспоживання:

$$k_z = (1 + \Delta P)^T, \quad (2.2)$$

де ΔP – річне зростання споживання навантаження, %;

T – розрахунковий період, $T = 7$ років.

Орієнтуючись на розрахункове навантаження ТП, визначене з використанням методики економічних інтервалів [4, 5], здійснено підбір

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.02.СЧ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		25

номінальних потужностей силових трансформаторів. Відповідно до цього підходу, кожному стандартному рівню потужності трансформатора притаманний власний діапазон навантаження, у межах якого саме таке обладнання гарантує досягнення мінімально можливих приведених річних витрат на утримання ТП [4, 5]:

$$S_{ек\ min} \leq \frac{S_{н.р}}{N_{тр}} \leq S_{ек\ max}, \quad (2.3)$$

де $N_{тр}$ – число трансформаторів в ТП;

$S_{ек\ min}, S_{ек\ max}$ – економічний інтервал навантаження.

Під час остаточного визначення потужності силового трансформатора для ТП, окрім вимог економічної доцільності, береться до уваги технічне обмеження щодо допустимого систематичного перевантаження у 40 %, що забезпечує надійність роботи обладнання в умовах змінного навантаження [4, 5]:

$$\frac{S_{н.р}}{N_{тр} S_{ном\ тр}} \leq 1,4, \quad (2.4)$$

де $S_{ном\ тр}$ – визначена потужність трансформаторів ТП, кВА.

Активна потужність ТП 10(6)/0,4 кВ

$$P_{\partial/н} = S_{н.р} k_{уч\ \partial/н} k_c \cos \varphi_{\partial/н}, \text{ кВт}, \quad (2.5)$$

де $k_{уч\ \partial/н}$ – коефіцієнт участі максимумів системи (день/ніч), беремо

$$k_{уч\ \partial} = k_{уч\ н} = 1 \text{ [5];}$$

k_c – коефіцієнт сезонності, беремо $k_c = 1$ [4, 5];

$\cos \varphi_{\partial/н}$ – коефіцієнт потужності для максимумів системи (день/ніч) [4, 5, 6].

Реактивна потужність ТП 10(6)/0,4 кВ

$$Q_{\partial/н} = P_{\partial/н} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\partial/н}, \text{ квар.} \quad (2.6)$$

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.02.СЧ	Арк.
						26
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Розглянемо на прикладі ТП №220197 Баштанської ділянки, що отримує електропостачання від фідеру Ф-977 розрахунок за виразами (2.1)–(2.6).

$$S_{u,n} = 160 \cdot 0,82(1 + 0,03)^7 = 184,61 \text{ } \kappa BA,$$

Перевіряємо (2.4):

$$\frac{184,61}{1 \cdot 160} = 1,15 \leq 1,4,$$

Умова виконується, тому в ТП №220197 залишається трансформатор потужністю $S_{\text{н.нр}} = 160 \text{ кВА}$.

Розрахункові навантаження:

$$P_d = 184,61 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,8 = 147,69 \text{ } \kappa Bm;$$

$$P_u = 184,61 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,88 = 162,46 \text{ } \kappa Bm;$$

$$Q_d = 147,69 \cdot 0,75 = 110,77 \text{ квар};$$

$$Q_n = 162,46 \cdot 0,54 = 87,69 \text{ квар.}$$

Отримані розрахункові дані по ТП заносимо до табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Розрахункові потужності трансформаторних підстанцій
10(6)/0,4 кВ

№ ТП	$S_{н.тп}$	$S_{н.р}$	≤ 1.4	$\cos \varphi_o$	$\operatorname{tg} \varphi_o$	$\cos \varphi_n$	$\operatorname{tg} \varphi_n$	$P_o, \kappa BA$	$Q_o, \kappa Bap$	$P_n, \kappa BA$	$Q_n, \kappa Bap$
220197	160	184.61	1.15	0.80	0.75	0.88	0.54	147.69	110.77	162.46	87.69
220390	100	105.27	1.05	0.89	0.51	0.95	0.33	93.69	48.00	100.01	32.87
220195	100	94.70	0.95	0.94	0.36	0.86	0.59	89.02	32.31	81.44	48.32
220196	160	193.62	1.21	0.92	0.43	0.93	0.40	178.13	75.88	180.06	71.17
220199	160	216.63	1.35	0.94	0.36	0.83	0.67	203.63	73.91	179.80	120.83
220468	40	36.45	0.91	0.95	0.33	0.83	0.67	34.63	11.38	30.26	20.33
220405	160	151.60	0.95	0.92	0.43	0.87	0.57	139.47	59.41	131.89	74.74
220198	160	166.33	1.04	0.82	0.70	0.78	0.80	136.39	95.20	129.74	104.09
220184	100	121.01	1.21	0.89	0.51	0.88	0.54	107.70	55.18	106.49	57.48
220182	100	139.70	1.40	0.91	0.46	0.94	0.36	127.13	57.92	131.32	47.66
220180	50	66.16	1.32	0.85	0.62	0.86	0.59	56.24	34.85	56.90	33.76
220177	40	45.79	1.14	0.80	0.75	0.9	0.48	36.64	27.48	41.21	19.96
220183	100	81.56	0.82	0.81	0.72	0.95	0.33	66.06	47.83	77.48	25.47
220185	60	63.15	1.05	0.78	0.80	0.81	0.72	49.26	39.52	51.15	37.03
220464	40	50.66	1.27	0.87	0.57	0.83	0.67	44.07	24.98	42.04	28.25
220188	100	87.92	0.88	0.94	0.36	0.87	0.57	82.64	29.99	76.49	43.35
220194	50	57.89	1.16	0.94	0.36	0.78	0.80	54.42	19.75	45.15	36.23
220203	250	309.11	1.24	0.90	0.48	0.85	0.62	278.20	134.74	262.75	162.84

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.02.СЧ	Арк.
						27
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

220009	1000	907.46	0.91	0.95	0.33	0.89	0.51	862.09	283.35	807.64	413.77
220493	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
220468	63	76.73	1.22	0.85	0.62	0.79	0.78	65.22	40.42	60.62	47.04
220485	10	10.58	1.06	0.92	0.43	0.85	0.62	9.73	4.15	8.99	5.57
220486	10	11.54	1.15	0.94	0.36	0.83	0.67	10.85	3.94	9.58	6.44
220349	63	75.78	1.20	0.78	0.80	0.85	0.62	59.11	47.42	64.42	39.92
220181	63	59.66	0.95	0.80	0.75	0.9	0.48	47.73	35.80	53.70	26.01
220546	1000	987.87	0.99	0.92	0.43	0.91	0.46	908.84	387.16	898.96	409.58
220187	400	388.64	0.97	0.93	0.40	0.86	0.59	361.44	142.85	334.23	198.32
220190	160	145.81	0.91	0.79	0.78	0.82	0.70	115.19	89.40	119.56	83.46
Разом								4365.19	2013.59	4244.34	2282.17

2.3 Визначення числа фідерів 10 кВ районної підстанції

Необхідність переобчислення кількості фідерів 10 кВ, що живлять ТП з табл. 2.1 від ПС 35/10 кВ «Зоря Інгулу» зумовлена змінами у величині та характері навантажень, що вимагає перегляду раніше прийнятих рішень. Для визначення оптимальної кількості фідерів застосовуємо методику з [4, 5, 6].

Переобчислене число фідерів:

$$n = n_{\phi} + \Delta n, \quad (2.7)$$

де n_{ϕ} – поточне число фідерів 10 кВ;

Δn – коефіцієнт відношення сумарної потужності фідера, до середньої потужності не менше трьох суміжних фідерів [4, 5, 6].

Орієнтовна активна і реактивна потужність фідера у денний (нічний) максимум [4, 5, 6]:

$$P_{\Sigma \partial(n)} = k_{одн} \sum_{n=1}^N P_{\partial(n)i}, \text{ кВт}; \quad (2.8)$$

$$Q_{\Sigma \partial(n)} = k_{одн} \sum_{n=1}^N Q_{\partial(n)i}, \text{ квар}, \quad (2.9)$$

де $k_{одн}$ – коефіцієнт одночасності, що залежить від числа ТП [4, 5, 6];

N – число ТП, які живляться ПС по фідеру.

В даному випадку $N = 28$, тому $k_{одн} = 0,7$.

Активна і реактивна потужність фідера 10 кВ від ПС 35/10 кВ:

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.02.СЧ	Арк.
						28
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$P_{\Sigma\partial} = 0,7 \cdot 4365,19 = 3055,63 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma\partial} = 0,7 \cdot 2013,59 = 1409,513 \text{ квар};$$

$$P_{\Sigma H} = 0,7 \cdot 4244,34 = 2971,038 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma H} = 0,7 \cdot 2282,17 = 1597,519 \text{ квар}.$$

Орієнтовна сумарна потужність фідера районної ПС 35/10 кВ:

$$S_{\Sigma\partial(n)} = \sqrt{P_{\Sigma\partial(n)}^2 + Q_{\Sigma\partial(n)}^2};$$

$$S_{\Sigma\partial} = \sqrt{3055,63^2 + 1409,513^2} = 3365,06 \text{ кВА};$$

$$S_{\Sigma H} = \sqrt{2971,038^2 + 1597,519^2} = 3373,3 \text{ кВА}.$$

За основу беремо більше $S_{\Sigma} = 3373,3 \text{ кВА}$.

За відношенням $\frac{S_{\Sigma}}{S_{сер}} = \frac{3373,3}{2770} = 1,218$ з [4, 5, 6] беремо $\Delta n = 0,415$.

Орієнтовна кількість фідерів для ТП:

$$n = 1 + 0,415 = 1,415.$$

Беремо $n = 1$, тобто кількість фідерів поки що залишається без змін, що добре, так як додаткових витрат для побудови ще одного фідера не потрібно.

2.4 Розрахунок ділянки районної розподільчої електромережі

У процесі виконання розрахунків електромереж першочергово здійснюється визначення величин навантажень на окремих ділянках розподільних ЛЕП, що слугує підставою для обґрунтованого вибору перерізів проводів, а також для проведення перевірки обраних перерізів на відповідність нормованим допустимим втратам напруги.

На основі отриманих даних виконується розрахунок активних та реактивних втрат потужності й річних витрат електроенергії безпосередньо в цих ЛЕП, а також аналогічні обчислення втрат у силових трансформаторах ТП, що дозволяє оцінити енергетичну ефективність електромережі.

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.02.СЧ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		29

2.4.1 Розрахунок розподільчої мережі 10(6) кВ

Рисунок 2.1 – Схема розподільчої мережі фідера Ф-977

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.02.СЧ	Арк.
						30
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Розрахунок робимо з кінця кожної ЛЕП 10 кВ за послідовністю приведений у роботах [4, 5].

Активна та реактивна потужність на ділянці між відпайками i та j обчислюємо для денного та нічного піків [4, 5, 6]:

$$P_{\partial(n)i-j} = P_{\partial(n)\max} + k_c P_{\partial(n)\min}, \text{ кВт}; \quad (2.10)$$

$$Q_{\partial(n)i-j} = Q_{\partial(n)\max} + k_c Q_{\partial(n)\min}, \text{ квар}, \quad (2.11)$$

де $P_{\partial(n)\max}$, $Q_{\partial(n)\max}$ – більші потужності;

$P_{\partial(n)\min}$, $Q_{\partial(n)\min}$ – менші потужності;

k_c – коефіцієнт поправки меншої потужності, беремо усереднений $k_c = 0,7$.

Повна потужність на ділянці фідера:

$$S_{\partial(n)i-j} = \sqrt{P_{\partial(n)i-j}^2 + Q_{\partial(n)i-j}^2}. \quad (2.12)$$

Так для ділянки 292-296 фідера 10 кВ Ф-977 порівнювані ТП 220190 і 220464:

$$P_{\partial\max} = 115,19 \text{ кВт}, \quad P_{n\max} = 119,56 \text{ кВт},$$

$$Q_{\partial\max} = 84,9 \text{ квар}, \quad Q_{n\max} = 83,46 \text{ квар};$$

$$P_{\partial\min} = 44,07 \text{ кВт}, \quad P_{n\min} = 42,04 \text{ кВт},$$

$$Q_{\partial\min} = 24,98 \text{ квар}, \quad Q_{n\min} = 28,25 \text{ квар}.$$

Тоді:

$$P_{\partial 296} = 115,19 + 0,7 \cdot 44,07 = 146,04 \text{ кВт};$$

$$P_{n 296} = 119,56 + 0,7 \cdot 42,04 = 148,99 \text{ кВт};$$

$$Q_{\partial 296} = 84,9 + 0,7 \cdot 24,98 = 106,89 \text{ квар};$$

$$Q_{n 296} = 83,46 + 0,7 \cdot 28,25 = 103,23 \text{ квар}.$$

Повна потужність на ділянці фідера:

$$S_{\partial} = \sqrt{146,04^2 + 106,89^2} = 180,98 \text{ кВА};$$

$$S_n = \sqrt{148,99^2 + 103,23^2} = 181,26 \text{ кВА}.$$

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.02.СЧ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		31

За основу для вибору проводів ЛЕП приймається більша з потужностей – денна або нічна для ділянки фідера.

За потужністю S_o обчислюємо струм ділянки:

$$I_p = \frac{S_o}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (2.13)$$

де $U_{ном}$ – номінальна напруга фідера, $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$.

Результати розрахунків див. у табл. 2.3.

Перерізу жил проводів ЛЕП провадимо методом економічних інтервалів [4, 5, 6]. Потім перевіряємо на термічну і електродинамічну стійкість та на втрати напруги та потужності [6, 7]. Результати вибору проводів див. у табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Вибір перерізу проводів ділянок ЛЕП фідера Ф-977

Відпайка	P_o , кВт	P_n , кВт	Q_o , квар	Q_n , квар	S_o , кВА	S_n , кВА	S_{max} , кВА	I_p , А
296	146.04	148.99	106.89	103.23	180.98	181.26	181.26	10.46505
292	203.89	202.53	127.88	133.58	240.67	242.62	242.62	14.00767
286	504.16	476	232.37	291.83	555.13	558.34	558.34	32.23577
270	114.51	112.78	58.09	61.38	128.4	128.4	128.4	7.413177
252	584.32	554.95	273.02	334.79	644.96	648.12	648.12	37.41923
245	630.56	609.19	306.51	352.62	701.11	703.88	703.88	40.63853
223	107.44	122.57	81.02	57.75	134.56	135.5	135.5	7.823096
210	140.85	160.16	106.08	75.96	176.33	177.26	177.26	10.23411
189	180.22	199.99	130.48	99.59	222.49	223.42	223.42	12.89916
186	205.86	228.84	149.72	113.56	254.55	255.47	255.47	14.74957
170	774.67	769.37	411.31	432.11	877.09	882.42	882.42	50.94654
149	863.66	861.3	451.85	465.47	974.72	979.03	979.03	56.52432
145	901.75	892.9	465.68	490.84	1014.89	1018.92	1018.92	58.82737
135	1505.21	1458.25	664.02	780.47	1645.17	1653.98	1653.98	95.49258
117	1699.95	1642.18	758.34	894.46	1861.43	1869.97	1869.97	107.9628
115	1762.27	1699.18	780.96	928.29	1927.56	1936.22	1936.22	111.7877
107	1961.12	1903.72	925.13	1062.53	2168.38	2180.17	2180.17	125.8722
426	211.22	186.51	76.67	125.34	224.71	224.71	224.71	12.97364
416	333.09	300.01	126.22	191.89	356.21	356.13	356.21	20.56579
409	457.79	426.05	179.34	241.71	491.66	489.84	491.66	28.386
87	2281.57	2201.96	1050.67	1231.73	2511.87	2523.05	2523.05	145.6684
80	2288.38	2208.25	1053.58	1235.63	2519.27	2530.45	2530.45	146.0956
ПС 35/6	2288.38	2208.25	1053.58	1235.63	2519.27	2530.45	2530.45	146.0956

2.4.2 Втрати потужності та падіння напруги

Втрати напруги ділянки [4, 5, 6]:

$$\Delta U_{\partial(n),j} = \frac{(P_{\partial(n),j} \cdot r_{\text{нит},j} + Q_{\partial(n),j} \cdot x_{\text{нит},j}) \cdot l_j}{10 \cdot U_{\text{ном}}^2}, \%, \quad (2.14)$$

де $r_{\text{нит},j}$ – активний питомий опір проводу, Ом/км [4, 5, 6];

$r_{\text{нит},j}$ – індуктивний питомий опір проводу, Ом/км [4, 5, 6];

l_j – довжина ЛЕП, км.

Втрати напруги не мають бути більшими за 8%. Якщо є перевищення беремо провід з більшим перерізом жил проводів.

Втрати напруги від ПС 35/10 кВ «Зоря Інгулу» до ТП 10(6)/0,4 кВ визначаємо додаванням втрат напруги на усіх ділянках від ПС до ТП.

Втрати потужності ділянки [4, 5, 6]:

$$\Delta P_j = \frac{S_{\partial,j}^2}{U_{\text{ном}}^2} r_{\text{нит},j} l_j \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}. \quad (2.15)$$

Річні втрати енергії ділянки (річні) [4, 5, 6]:

$$\Delta W_j = \Delta P_j \cdot \tau, \quad (2.16)$$

де $\tau = 1900 \text{ годин}$ – кількість годин втрат [4, 5, 6].

Таблиця 2.4 – Втрати напруги та потужності ділянок ЛЕП фідера Ф-977

Відпайка	Марка проводу	$r_{\text{нит}},$ Ом/км	$x_{\text{нит}},$ Ом/км	$l,$ км	$\Delta U_{\partial},$ %	$\Delta U_n,$ %	$\Delta P,$ Вт	$\Delta W,$ Вт·год / рік
296	АС-16/2.7	1.7818	0.446	0.062	0.019	0.019	0.036	68.962
292	АС-16/2.7	1.7818	0.446	0.124	0.052	0.052	0.130	247.108
286	АС-35/6.2	0.7774	0.417	0.264	0.129	0.130	0.640	1215.625
270	АС-16/2.7	1.7818	0.446	0.434	0.100	0.099	0.127	242.232
252	АС-35/6.2	0.7774	0.417	0.204	0.116	0.116	0.666	1265.724
245	АС-35/6.2	0.7774	0.417	0.41	0.253	0.254	1.579	3000.401
223	АС-16/2.7	1.7818	0.446	0.124	0.028	0.030	0.041	77.075
210	АС-16/2.7	1.7818	0.446	0.719	0.214	0.230	0.403	764.827
189	АС-16/2.7	1.7818	0.446	1.51	0.573	0.605	1.343	2551.723
186	АС-16/2.7	1.7818	0.446	0.169	0.073	0.077	0.197	373.404
170	АС-35/6.2	0.7774	0.417	1.07	0.828	0.833	6.477	12306.445

149	АС-35/6.2	0.7774	0.417	1.19	1.023	1.028	8.867	16847.563
145	АС-35/6.2	0.7774	0.417	0.135	0.121	0.121	1.090	2070.199
135	АС-70/11	0.4218	0.396	0.387	0.347	0.358	4.466	8484.605
117	АС-70/11	0.4218	0.396	0.796	0.810	0.833	11.741	22307.070
115	АС-70/11	0.4218	0.396	0.109	0.115	0.118	1.724	3274.885
107	АС-120/19	0.2531	0.391	0.508	0.436	0.456	6.111	11611.549
426	АС-16/2.7	1.7818	0.446	2.37	0.973	0.920	2.132	4051.405
416	АС-16/2.7	1.7818	0.446	0.721	0.469	0.447	1.630	3097.134
409	АС-16/2.7	1.7818	0.446	0.488	0.437	0.423	2.102	3993.578
87	АС-120/19	0.2531	0.391	1.4	1.384	1.454	22.557	42857.368
80	АС-120/19	0.2531	0.391	0.488	0.484	0.509	7.909	15026.613
ПС 35/6	АС-120/19	0.2531	0.391	11.36	8.100	8.350	154.845	294205.669

Втрати в трансформаторах ТП 10(6)/0,4 кВ.

Коефіцієнт завантаженості трансформаторів:

$$\beta_n = \frac{S_p}{N_{mp} \cdot S_{ном\ n.p.}}. \quad (2.17)$$

Втрати потужності трансформатора [4, 5, 6]:

$$\Delta P_{mp} = N_{mp} (\Delta P_{xx} + \beta_n^2 \cdot \Delta P_{кз}), \text{ кВт}, \quad (2.18)$$

де ΔP_{xx} – втрати холостого ходу трансформатора;

$\Delta P_{кз}$ – втрати короткого замикання трансформатора.

Втрати енергії в трансформаторів [4, 5, 6]:

$$\Delta P_{mp} = N_{mp} (\Delta P_{xx} \cdot T_p + \beta_n^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau), \text{ кВт}, \quad (2.19)$$

де $T_p = 8760 \text{ годин}$ – число годин в році.

Результати визначення втрат у табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Втрати напруги та потужності трансформаторів ТП 10/0,4 кВ

№ ТП	$S_{н.п.р}$	$S_{н.р}$	β_n	ΔP_{xx}	$\Delta P_{кз}$	ΔP_{mp}	ΔW_{mp}
220197	160	184.61	1.153822	0.51	2.65	4.037961	11170.73
220390	100	105.27	1.052745	0.73	2.4	3.389855	11448.52
220195	100	94.70	0.947003	0.73	2.4	2.882355	10484.27
220196	160	193.62	1.210106	0.51	2.65	4.390547	11840.64
220199	160	216.63	1.353921	0.51	2.65	5.367722	13697.27
220468	40	36.45	0.911315	0.175	0.88	0.905836	2921.588

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.02.СЧ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		34

220405	160	151.60	0.947471	0.51	2.65	2.888908	8987.525
220198	160	166.33	1.039586	0.51	2.65	3.373959	9909.122
220184	100	121.01	1.210106	0.73	2.4	4.244458	13072.27
220182	100	139.70	1.39703	0.73	2.4	5.414062	15294.52
220180	50	66.16	1.323195	0.35	1.325	2.669868	7473.75
220177	40	45.79	1.144861	0.175	0.88	1.328421	3724.5
220183	100	81.56	0.815567	0.73	2.4	2.326358	9427.881
220185	60	63.15	1.052541	0.24	1.47	1.868529	5196.605
220464	40	50.66	1.26639	0.175	0.88	1.586295	4214.461
220188	100	87.92	0.879151	0.73	2.4	2.584976	9919.253
220194	50	57.89	1.157795	0.35	1.325	2.126149	6440.683
220203	250	309.11	1.236452	0.74	4.2	7.161014	18682.33
220009	1000	907.46	0.907462	2.45	12.2	12.49654	40550.42
220493	0	0	0	0	0	0	0
220468	63	76.73	1.217941	0.24	1.47	2.420567	6245.478
220485	10	10.58	1.057692	0.13	0.6	0.801227	2414.131
220486	10	11.54	1.153822	0.13	0.6	0.928784	2656.489
220349	63	75.78	1.202904	0.24	1.47	2.367058	6143.811
220181	63	59.66	0.947003	0.24	1.47	1.558317	4607.203
220546	1000	987.87	0.98787	2.45	12.2	14.35582	44083.05
220187	400	388.64	0.9716	0.95	5.5	6.14204	18186.88
220190	160	145.81	0.911315	0.51	2.65	2.710812	8649.143
Разом							307442.5189

2.5 Вибір трансформаторів підстанції 35/10 кВ «Зоря Інгулу»

Розрахункові активна та реактивна потужності підстанції «Зоря Інгулу» для денного та нічного максимумів [4, 5, 6]:

$$P_{ПС \partial(n)} = k_{od} \cdot P_{\partial(n)\Sigma}, \text{ кВт}; \quad (2.20)$$

$$Q_{ПС \partial(n)} = k_{od} \cdot Q_{\partial(n)\Sigma}, \text{ квар}, \quad (2.21)$$

де $P_{\partial(n)\Sigma}$ – денна (нічна) активна потужність головної ділянки фідера, кВт;

$Q_{\partial(n)\Sigma}$ – денна (нічна) реактивна потужність головної ділянки фідера, квар;

k_{od} – коефіцієнт одночасності.

Для 4-х фідерів Ф-979, Ф-977, Ф-975 і Ф-973 беремо $k_{od} = 0,8$. Спрощено візьмемо, що інші фідери разом мають потужності у 1,5 рази більшу за Ф-977.

$$P_{\text{ПС} \partial} = 0,8 \cdot 2,5 \cdot 2288,38 = 4576,76 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{ПС} \text{н}} = 0,8 \cdot 2,5 \cdot 2208,25 = 4416,5 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ПС} \partial} = 0,8 \cdot 2,5 \cdot 1053,58 = 2107,16 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{ПС} \text{н}} = 0,8 \cdot 2,5 \cdot 1235,63 = 2471,26 \text{ квар}.$$

$$S_{\text{ПС} \partial} = \sqrt{P_{\text{ПС} \partial}^2 + Q_{\text{ПС} \partial}^2} = \sqrt{4576,76^2 + 2107,16^2} = 4696,46 \text{ кВА};$$

$$S_{\text{ПС} \text{н}} = \sqrt{P_{\text{ПС} \text{н}}^2 + Q_{\text{ПС} \text{н}}^2} = \sqrt{4416,5^2 + 2471,26^2} = 4586,09 \text{ кВА}.$$

Беремо більше значення $S_{\text{ПС}} = 4696,46 \text{ кВА}$.

Приймаємо трансформатор з регулюванням під навантаженням ТМН-6300/35/10 (див. табл. 2.6).

Таблиця 2.6 – Номінальні дані трансформатора ТМН-6300/35/10

$S_{\text{ном}}, \text{кВА}$	$\Delta P_{\text{xx}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{кз}}, \text{кВт}$	$u_{\text{xx}}, \%$	$i_{\text{кз}}, \%$
6300	7	46,5	7,5	1,8

Перевіряємо обрані трансформатори за втратами потужності:

$$\beta = \frac{S_p}{S_n} = \frac{4696,46}{6300} = 0,745.$$

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{тр}} &= N_{\text{тр}} \Delta P_{\text{xx}} + \beta^2 \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{N_{\text{тр}}} = \\ &= 1 \cdot 7 + 0,9392^2 \cdot \frac{46,5}{1} = 48,02 \text{ кВт}. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\text{т}} &= N_{\text{тр}} S_n (\Delta I_{\text{x.x}} + \beta^2 \Delta U_{\text{к.з}}) \cdot 10^{-2} = \\ &= 1 \cdot 6300 (1,8 + 0,9392^2 \cdot 7,5) \cdot 10^{-2} = 530,19 \text{ квар}, \end{aligned}$$

$$S_p = \sqrt{(4576,76 + 48,02)^2 + (2107,16 + 530,19)^2} = 5323,98 \text{ кВА} < 6300 \text{ кВА}.$$

Трансформатор ТМН-6300/35/10 із урахуванням втрат забезпечує роботу районної електромережі.

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.02.СЧ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		36

2.6 Розрахунок лінії 35 кВ «Баштанка – Зоря Інгулу»

Вибір перерізу ЛЕП «Баштанка – Зоря Інгулу» проводимо задіюючи економічну щільність струму [4, 5, 6]. Потім робимо перевірку на термічну стійкість та втрати на корону.

Максимальний струм ЛЕП 35 кВ:

$$I_{ЛЕП35} = \frac{S_{ПС}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 103,93 \text{ А.} \quad (2.22)$$

Економічний переріз проводів ЛЕП 35 кВ:

$$F = \frac{I_{ЛЕП}}{j_{ек}} = \frac{103,93}{1,1} = 94,48 \text{ мм}^2, \quad (2.23)$$

де $j_{ек}$ – економічна щільність струму

На ЛЕП 35 кВ рекомендовано використовувати алюмінієво-сталеві проводи. За перерізом беремо провід АС-120/19.

Перевірка за нагріванням:

$$I_{доп.нагр} = 390 \text{ А} > I_{ЛЕП} = 103,93 \text{ А}, \quad (2.24)$$

умова виконується.

Втрати потужності ЛЕП 35 кВ:

$$\Delta P_{ЛЕП} = \frac{S_{ПС}^2}{2 \cdot U_{ном}^2} \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3} = \frac{6300^2}{2 \cdot 35^2} \cdot 0,2531 \cdot 1803,6 \cdot 10^{-3} = 7395,16 \text{ Вт};$$

$$\Delta W_{ЛЕП} = \Delta P_{ЛЕП} \cdot \tau = 7395,16 \cdot 1900 = 14050804 \frac{\text{Вт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}.$$

2.7 Визначення струмів короткого замикання в районній електромережі

Обчислення струмів КЗ в районній електромережі проводиться з метою забезпечення надійної роботи СЕП. Визначення величин струмів КЗ дозволяє правильно підібрати електрообладнання за термічною та електродинамічною стійкістю, щоб воно витримувало аварійні режими без пошкоджень. Це

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.02.СЧ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		37

особливо важливо для вимикачів, трансформаторів, кабелів і шин, які під час КЗ зазнають значних перевантажень.

Розрахунок струмів КЗ є основою для налаштування релейного захисту та автоматики, оскільки від точності цих розрахунків залежить правильність спрацювання захисних пристроїв, їх селективність і швидкодія. Без цього неможливо забезпечити своєчасне відключення пошкодженої ділянки мережі та мінімізувати наслідки аварії. Крім того, знання рівнів струмів короткого замикання необхідне для вибору параметрів заземлення та оцінки небезпеки ураження електричним струмом для персоналу.

Такі розрахунки також використовуються при модернізації електромереж, оскільки вони дають змогу оцінити вплив нових джерел живлення, підвищення електроспоживання або змін топології мережі на аварійні режими. Це дозволяє уникнути перевищення допустимих струмів і забезпечити узгоджену роботу всіх елементів електромережі.

Порядок розрахунку КЗ в іменованих одиницях такий:

Приведений індуктивний опір трансформатора:

$$x_{tp} = \frac{u_{K3\%} \cdot U_{\phi}^2}{100 \cdot S_n}, \text{ Ом}; \quad (2.25)$$

Приведені активний та індуктивний опір ЛЕП на ділянках 35 кВ:

$$x_{ЛЕП} = x_{nut} \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\phi}}{U_{BH}} \right)^2, \text{ Ом}; \quad (2.26)$$

$$r_{ЛЕП} = r_{nut} \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\phi}}{U_{BH}} \right)^2, \text{ Ом}; \quad (2.27)$$

Активний та індуктивний опір ЛЕП на ділянка 10 кВ:

$$x_{ЛЕП} = x_{nut} \cdot l, \text{ Ом}; \quad (2.28)$$

$$r_{ЛЕП} = r_{nut} \cdot l, \text{ Ом}; \quad (2.29)$$

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.02.СЧ	Арк.
						38
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Повний опір до точки КЗ через відповідні суми активних і індуктивних опорів:

$$Z_{K1} = \sqrt{x_{K1}^2 + r_{K1}^2}.$$

Приведена до напруги базису періодична складова струму КЗ:

$$I_{\delta K}^{(3)} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot Z_K}, \text{ кА};$$

Три-, двофазний і ударний струми КЗ:

$$I_K^{(3)} = I_{\delta K}^{(3)} \frac{U_{\delta}}{U_{BH}}, \text{ кА}; \quad (2.30)$$

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K^{(3)}, \text{ кА}; \quad (2.31)$$

$$i_{y\delta} = k_{y\delta} \cdot \sqrt{2} \cdot I_K^{(3)}. \quad (2.32)$$

Для розрахунків візьмемо ТП найбільш з найбільшою довжиною живлячої ЛЕП (ТП 220485) і з найбільшою потужністю (ТП 220009). Розрахункова схема і схема заміщення показані на рис. 2.2.

Опори ЛЕП 35 кВ і трансформатора приведені до ступені напруги 10 кВ:

$$r_1 = 0,2531 \cdot 1,8036 \cdot \left(\frac{10}{35}\right)^2 = 0,0373 \text{ Ом};$$

$$x_1 = 0,391 \cdot 1,8036 \cdot \left(\frac{10}{35}\right)^2 = 0,0576 \text{ Ом};$$

$$x_2 = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{10^2}{6300} = 0,00119 \text{ Ом}.$$

Опори ЛЕП 10 кВ:

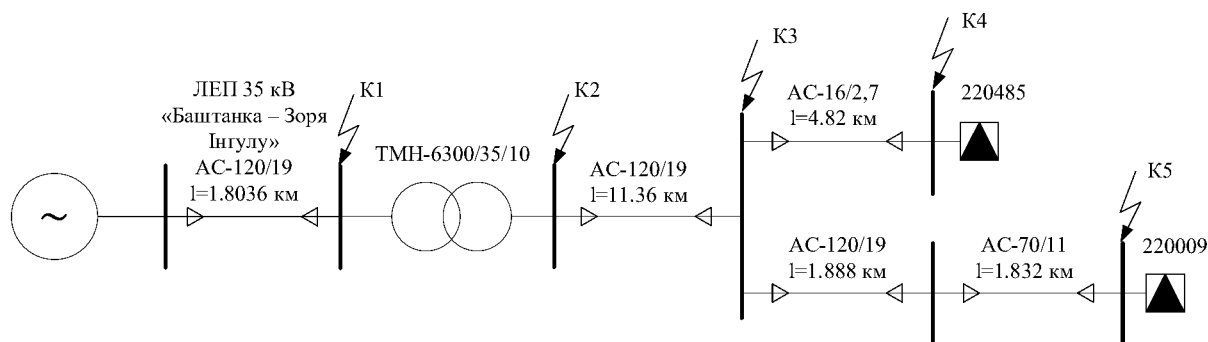
$$r_3 = 0,2531 \cdot 11,36 = 2,875 \text{ Ом};$$

$$x_3 = 0,391 \cdot 11,36 = 4,442 \text{ Ом};$$

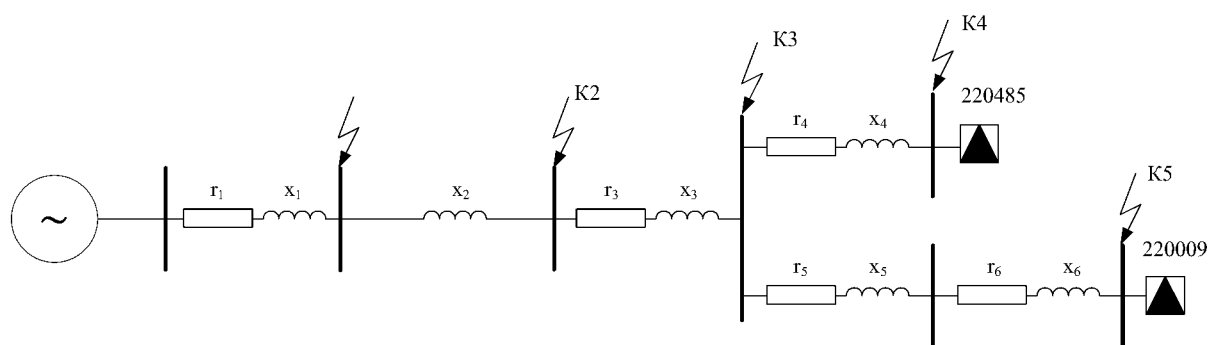
$$r_4 = 1,7818 \cdot 4,82 = 8,588 \text{ Ом};$$

$$x_4 = 0,446 \cdot 4,82 = 2,1497 \text{ Ом};$$

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.02.СЧ	Арк.
						39
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		



а)



б)

Рисунок 2.2 – Схеми для обчислення струмів КЗ в районні електромережі:

а) розрахункова; б) заступна

$$r_5 = 0,2531 \cdot 1,888 = 0,4779 \text{ Ом};$$

$$x_5 = 0,391 \cdot 1,888 = 0,7382 \text{ Ом};$$

$$r_6 = 0,4218 \cdot 1,883 = 0,7727 \text{ Ом};$$

$$x_6 = 0,396 \cdot 1,832 = 0,7255 \text{ Ом}.$$

Опори до точок КЗ:

$$r_{K1} = r_1 = 0,0373 \text{ Ом};$$

$$x_{K1} = x_1 = 0,0576 \text{ Ом};$$

$$r_{K2} = r_1 = 0,0373 \text{ Ом};$$

$$x_{K2} = x_1 + x_2 = 0,0576 + 0,00119 = 0,05879 \text{ Ом};$$

$$r_{K3} = r_1 + r_3 = 0,0373 + 2,875 = 2,9123 \text{ Ом};$$

$$x_{K3} = x_1 + x_2 + x_3 = 0,0576 + 0,00119 + 4,442 = 4,5008 \text{ Ом};$$

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.02.СЧ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		40

$$r_{K4} = r_{K3} + r_4 = 2,9123 + 8,588 = 11,5 \text{ Ом};$$

$$x_{K4} = x_{K3} + x_4 = 4,5008 + 2,1497 = 6,6505 \text{ Ом};$$

$$r_{K5} = r_{K3} + r_5 + r_6 = 2,9123 + 0,4779 + 0,7727 = 4,163 \text{ Ом};$$

$$x_{K5} = x_{K3} + x_5 + x_6 = 6,6505 + 0,7382 + 0,7255 = 8,1142 \text{ Ом}.$$

Повні опори до точки КЗ:

$$z_{K1} = \sqrt{r_{K1}^2 + x_{K1}^2} = \sqrt{0,0373^2 + 0,0576^2} = 0,0686 \text{ Ом};$$

$$z_{K2} = \sqrt{r_{K2}^2 + x_{K2}^2} = \sqrt{0,0373^2 + 0,05879^2} = 0,0696 \text{ Ом};$$

$$z_{K3} = \sqrt{r_{K3}^2 + x_{K3}^2} = \sqrt{2,9123^2 + 4,5008^2} = 5,361 \text{ Ом};$$

$$z_{K4} = \sqrt{r_{K4}^2 + x_{K4}^2} = \sqrt{11,5^2 + 6,6505^2} = 13,285 \text{ Ом};$$

$$z_{K5} = \sqrt{r_{K5}^2 + x_{K5}^2} = \sqrt{4,163^2 + 8,1142^2} = 9,12 \text{ Ом}.$$

Розрахункові струми КЗ вносимо до табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Струми КЗ

	К1	К2	К3	К4	К5
$I^{(3)}$, кА	24.0384	23.6925	1.0770	0.4346	0.6331
$I^{(2)}$, кА	20.8178	20.5183	0.9327	0.3764	0.5483
$I_{y\partial}$, кА	49.4606	48.7489	1.3454	0.5429	0.7909

Для обмеження струмів КЗ в окремих точках, доцільним буде застосування спеціальних реакторів.

2.8 Вибір обладнання РП 10 кВ ПС «Зоря Інгулу»

2.8.1 Шинопровід та ізолятори

Допустимий струм шин:

$$I_{розр} = \frac{S_{нтр}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 363,73 \text{ А}, \quad (2.1)$$

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.02.СЧ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		41

Беремо на фазу одну шину алюмінієву перерізу 60×10 мм: $I_{дон} = 1135$ А,
 $S_{виб} = 160$ мм².

$$F_{\max} = 0,176 \cdot \frac{l}{a} \cdot I_{y\partial K2}^2 = 0,176 \cdot \frac{100}{10} \cdot 48,7489^2 = 4182,56 \text{ Н}, \quad (2.2)$$

$$M_{\max} = 0,1 \cdot F_{\max} l = 0,1 \cdot 4182,56 \cdot 100 = 41825,61 \text{ Н} \cdot \text{см}. \quad (2.3)$$

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{1 \cdot 6^2}{6} = 6 \text{ см}^3. \quad (2.4)$$

$$\sigma_{\max} = \frac{M_{\max}}{W} = \frac{41825,61}{6} = 6970,94 \text{ Н/см}^2. \quad (2.5)$$

$\sigma_{\max} = 6,97 \cdot 10^3 \text{ Н/см}^2 < \sigma_{дон} = 7 \cdot 10^3 \text{ Н/см}^2$, за механічною стійкістю шини приймаємо.

$$S_{TC} = \alpha \cdot I_{K4}^{(3)} \cdot \sqrt{t_n} = 11 \cdot 23,6925 \cdot \sqrt{2,5} = 412,07 \text{ мм}^2.$$

$S_{виб} = 600 \text{ мм}^2 > S_{\min} = 412,07 \text{ мм}^2$, за термічною стійкістю шини приймаємо.

Беремо ізолятори опорні для шин ІО-10-3,75.

$$F_{\max} = 1060 \text{ Н} \leq 0,6 F_{руйн} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}, \text{ що задовольняє умові.}$$

Ізолятори приймаємо.

2.8.2 Вибір вимикача і роз'єднувача для фідера 10 кВ Ф-977

Вибираємо вимикач й роз'єднувачів для фідера Ф-977.

Тепловий імпульс, що виділяється в вимикачі за час КЗ:

$$B_K = \left(I_{K5\max}^{(3)} \right)^2 \cdot (t_{відкл} + T_{\alpha}) = 9,422^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 13,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

де $t_{відкл} = t_v + t_{pz} = 0,1 + 0,05 = 0,15$ с, $T_{\alpha} = 0,05$ — стала часу аперіодичної складової КЗ.

За максимальним струмом приймачів 10 кВ намічаємо вакуумний вимикач Evolis 10 кВ [8]. У табл. 2.7 наведена відповідність вимикача Evolis умовам вибору. Так як він усім задовольняє, то беремо його остаточно.

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.02.СЧ	Арк.
						42
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Намічаємо роз'єднувач РВ3-10/630УЗ з параметрами
 $U_n = 10,5 \text{ кВ}, I_n = 0,63 \text{ кА}, t_n = 4 \text{ с}.$

Таблиця 2.8 – Вибір вимикача

Умова	Величина	
	Номінальна	Розрахункова
$U_{ном} \geq U_{ст}$	10,5	10
$U_{max \text{ роб}}$	12	10
$I_{ном} \geq I_{розр}$	630	363,73
$I_{дин} \geq I_{удKi}$	63	48,7489
$I_{тер ном}^2 \cdot t_{тер ном} \geq B_k$	25/3	20,5183/0,15
$I_{відкл} \geq I_{Ki max}^{(3)}$	25	23,69

Перевіряємо РВ3-10/630УЗ на термічну стійкість:

$$I_{рмс В} = I_{K2}^{(3)} \sqrt{\frac{t_n}{t_n}} = 23,6925 \sqrt{\frac{0,2}{2}} = 7,4922 \text{ кА} \quad (2.6)$$

де $t_n = 2 \text{ с}.$

Беремо остаточно РВ3-10/630УЗ.

2.8.3 Перевірка щодо дії струмів КЗ ЛЕП 35

Термічно стійкий до КЗ перетин:

$$S_{мсЛЕП35} = I_{K1}^{(3)} \frac{\sqrt{t_n}}{C_t} = 24038,4 \frac{\sqrt{0,2}}{95} = 113,16 \text{ мм}^2 < 120 \text{ мм}^2,$$

де t_n – час КЗ;

$C_t = 95$ – температурний коефіцієнт для алюмінієво-сталевих проводів.

Тобто перетин проводу АС-120/19 підходить для ЛЕП 35 кВ «Баштанка – Зоря Інгулу.

Стійкий до теплового імпульсу КЗ провід:

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.02.СЧ	Арк.
						43
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$B_{KL} = 24,0384^2 \cdot 0,15 = 86,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{тер ном}^2 \cdot t_{тер ном} = 25^2 \cdot 1 = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$\text{де } t_{відкл} = t_{\epsilon} + t_{pz} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с}$$

Таким чином, провід для ЛЕП 35 кВ пройшов перевірку.

2.8.4 Вибір вимірювальних трансформаторів струму та напруги

Для ввідної комірки фідера беремо трансформатор струму ТПОЛ-10 з $k_{тр тс} = 3000/5$ і трансформатор напруги НАМІ-10 з $k_{тр тн} = 1000/100$ та потужністю $S_{ном} = 1000 \text{ ВА}$.

$$k_{розр дс} = \frac{I_{удKi}}{\sqrt{2} \cdot I_{н тс 1}} = \frac{48748,9}{\sqrt{2} \cdot 3000} = 11,49 < k_{ном дс} = 128.$$

$$k_{розр тс} = \frac{I_{K2}^{(3)} \sqrt{t_n}}{I_{н тс} \sqrt{t_{н тс}}} = \frac{23692,5 \sqrt{0,2}}{3000 \sqrt{3}} = 2,039 < k_{н тс} = 40.$$

Беремо остаточно ТПОЛ-10 і НАМІ-10.

Висновки до розділу

У розділі виконано розрахунок та техніко-економічне обґрунтування елементів районної електромережі підстанції 35/10 кВ «Зоря Інгулу». На основі характеристик споживачів фідера Ф-977 визначено розрахункові навантаження з урахуванням прогнозованого зростання електроспоживання, що дозволило обґрунтувати вибір потужностей трансформаторів ТП 10/0,4 кВ. Методом економічних інтервалів обрано перерізи проводів повітряних ліній 10 кВ, які перевірено на термічну стійкість, електродинамічну міцність та допустимі втрати напруги. За сумарними навантаженнями обрано силовий трансформатор. Для лінії 35 кВ «Баштанка – Зоря Інгулу» за економічною щільністю струму обрано провід, який пройшов перевірки на допустимий нагрів, втрати на корону та термічну стійкість. Обчислення струмів короткого замикання дозволило обґрунтувати вибір комутаційного та захисного обладнання РП 10 кВ: вакуумних вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів струму та напруги.

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.02.СЧ	Арк.
						44
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Розділ 3. Підвищення надійності електропостачання районної електромережі шляхом застосування автоматичних пунктів секціонування

					КНУ.РБ.141.25.249с.11.03.ПР			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата	Підвищення надійності електропостачання районної електромережі шляхом застосування автоматичних пунктів секціонування	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.		Степанова Н.О.				Н	45	
Перевір.		Михайленко О.Ю.				ЗЕЕМ-22		
Н.контр.		Михайленко О.Ю.						
Затверд.		Пересунько І.І.						

3.1 Вибір числа та місць встановлення автоматичних пунктів секціонування

Мережа 10 кВ Баштанської ділянки АТ «Миколаївобленерго» є магістрально-радіальною з єдиним живленням від районної ПС 35/10 кВ «Зоря Інгулу». Від ПС 35/10 кВ відходить єдина магістральна повітряна ЛЕП, що проходить через ланцюжок опор 37–38–80, після чого електромережа розгалужується на два крила: відносно коротку і слабонавантажену гілку через опору 409 (ТП 220196, 220405, 220468, 220199, 220486, сумарна потужність яких 530 кВА) та потужну магістральну гілку через 80–170 з розгалуженням на гілки 170–296 і 170–223, де зосереджена переважна частина споживачів. Загальна встановлена потужність ТП електромережі становить близько до 3,8 МВА, тому доцільно розділити мережу на три частини по 1,26 МВА.

Оскільки електромережа є розімкненою магістральною довжиною близько 20,3 км (від ПС до кінцевих ТП), аварія або планове відключення в будь-якій точці знеструмлює всіх споживачів за місцем пошкодження. Два основних АПС ділять фідер Ф-977 на три незалежних секції, що дозволяє при аварії в одній секції утримати живлення на обох інших, скорочуючи зону знеструмлення приблизно до третини електромережі.

Перший АПС доцільно розмістити на ділянці лінії між опорами 117 і 135, на відстані 14,661 км від ПС 35/10 кВ «Зоря Інгулу». Після цієї гілки зосереджено навантаження 2,7 МВА (70 % загального), а до –1,1 МВА. Ця точка відповідає межі між початковою частиною фідера, там магістральна ЛЕП має відгалуження на ТП 220485, всієї гілки 84–426, ТП 220197, 220198, 220390, 220195 – та «хвостовою» частиною фідера, де розташована найпотужніша ТП 220009(1 МВА). Розміщення саме на 115–117, а не раніше (наприклад, на 107–115 чи 115–117) пояснюється тим, що перенесення АПС ближче до ПС спричиняє сильний дисбаланс секцій (перша частина фідера стала б лише ~0,6 МВА, тоді як інші – 1,6 МВА). Перенесення за опору 135 залишало б у першій частині фідера замало споживачів.

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.03.ПР	Арк.
						46
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Другий АПС доцільно встановити на частині фідера між 149 і 170, на відстані 16,856 км від ПС 35/6 кВ «Зоря Інгулу». Цим відтинається «хвостова» частина фідера сумарною потужністю 1,3 МВА, яка обслуговує дві розгалужені гілки: через 17–223 (ТП 220182, 220177, 220180, 220181, 220349) та через 170–296 (ТП 220183, 220184, 220185, 220188, 220464, 220190, включно із ТП 220187 потужністю 0,4 МВА). Таким чином, середня частина фідера між АПС на 135 і 149 обслуговує ТП 220203 (0,25 МВА), 220009 (1 МВА), 220493 (0 МВА), 220094 (0,05 МВА) – разом 1,3 МВА.

У підсумку три частини мають потужність 1,2/1,3/1,3 МВА, що відповідає цільовому значенню близько 1,26 МВА з максимальним відхиленням коло 15 %. Такий розподіл є оптимальним для всіх можливих пар точок розміщення АПС у даному фідері. Обидві точки знаходяться на магістральній лінії (не на відгалуженнях до ТП), що технічно спрощує монтаж і забезпечує коректне секціонування без розрізання живильних відгалужень.

Опора 87 є точкою електромережі, де від головної магістральної ЛЕП ПС 35/10 кВ «Зоря Інгулу»–107 відходить відгалуження 87–426 із ТП 220196, 220405, 220468, 220199, 220486 загальною потужністю 530 кВА. Це відгалуження розташоване на відстані 11,848 км від ПС 35/10 кВ «Зоря Інгулу», тобто ще до першого АПС (117–135, 14,661 км), і жоден із двох запропонованих АПС не здатний його ізолювати.

Тут полягає проблема. Якщо пошкодження виникає будь-де у гілці 409–U4–426 (а це близько 2,2 км фідера плюс 2,4 км до ТП 220486, разом понад 4 км ЛЕП у польовій зоні з підвищеною аварійністю), захист на районній ПС 35/10 кВ «Зоря Інгулу» спрацює і знеструмлює всю електромережу – всі 3 686 кВА. АПС на 117–135 у цьому випадку нічим не допомагає: він знаходиться глибше в електромережі і не фіксує аварії у гілці, яка відходить раніше нього по схемі. Таким чином, через пошкодження відносно малопотужного відгалуження (530 кВА, або лише 14 % загального навантаження) без живлення залишається решта 3,2 МВА (86 % споживачів).

Встановлення АПС безпосередньо на ділянці опор 87–109 (довжина 0,516 км) вирішує цю проблему. При аварії в гілці 409–426 АПС відключає лише

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.03.ПР	Арк.
						47
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

530 кВА, а головна магістральна лінія фідера 3,2 МВА залишається без перерви живлення. Це принципово відрізняється від двох основних АПС, які виконують секціонування фідера: АПС на 87–409 виконує функцію захисту відгалуження 87–426, тобто усуває слабе місце електромережі, аварія в якій за відсутності захисного апарату автоматично переростає в загальномережеву.

Додатковим аргументом є конфігурація самого відгалуження: воно є довгим (ТП 220486 знаходиться на 15,9 км від ПС 35/10 кВ «Зоря Інгулу»), пролягає в польових умовах і має кінцевий вузол ТП 220486 потужністю лише 10 кВА, тобто являє собою довгу слабонавантажену гілку з підвищеним ризиком механічного пошкодження проводу. Саме такі ділянки статистично мають вищу питому частоту аварій. Тому захист відгалуження 87–426 АПС є практично виправданим.

АПС показані на рис. 3.1 червоним кольором.

3.2 Обчислення надійності фідера при застосуванні автоматизованих пунктів секціонування

Для оцінювання надійності базовими є 2 показники.

Середня частота відключень на одного споживача на рік (SAIFI):

$$SAIFI = \frac{\sum(\lambda_i \cdot N_i)}{N_z}, \quad (3.1)$$

де λ_i – інтенсивність відмов ділянки i (відм/рік);

N_i – кількість споживачів, знеструмлених при відмові ділянки i ;

N_z – загальна кількість споживачів.

Середня тривалість відключень на одного споживача на рік (SAIDI):

$$SAIDI = \frac{\sum(\lambda_i \cdot N_i \cdot t_i)}{N_z}, \quad (3.2)$$

де t_i – середній час відновлення живлення для споживачів, знеструмлених при відмові ділянки i .

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.03.ПР	Арк.
						48
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

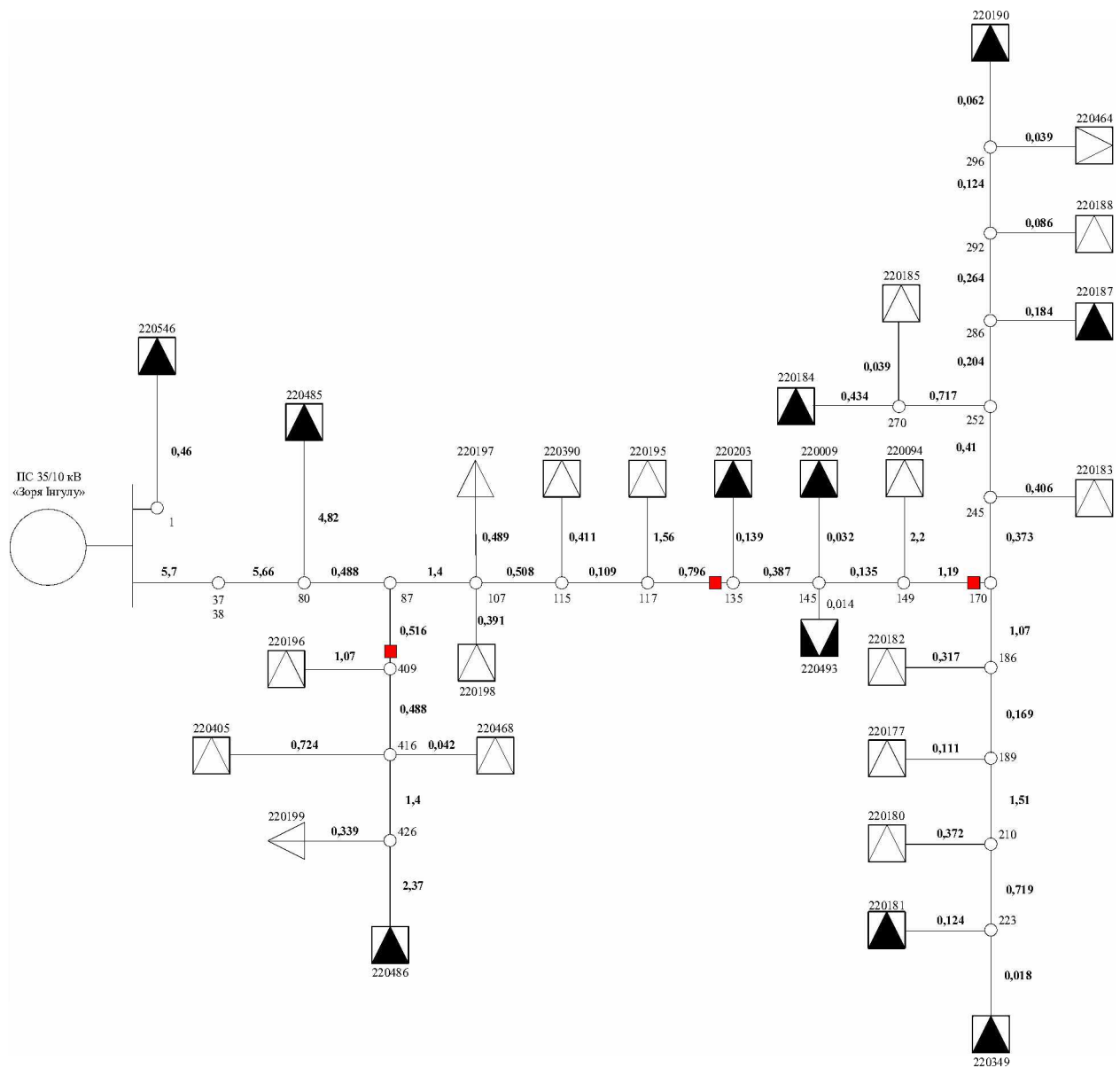


Рисунок 3.1 – АПС на фідері Ф-977

Вклад кожної ділянки у SAIFI визначається добутком $CI_i = \lambda_i \cdot N_i$ (Customer Interruptions), а у SAIDI – добутком $CMI_i = \lambda_i \cdot N_i \cdot t_i$ (Customer Minutes/Hours of Interruption).

3.2.1 Умови проведення симуляцій

Базова інтенсивність відмов прийнята 0,2 відм/км/рік – типове значення для неізолюваних ЛЕП 10 кВ на залізобетонних опорах у сільських умовах України (за даними ПУЕ та НЕК «Укренерго»: 0,15...0,25 відм/км/рік). До кожної ділянки додана логнормальна випадкова варіація ($\sigma=0,25$), що відображає реальну неоднорідність траси – різна якість монтажу, ступінь зносу,

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.03.ПР	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		49

навколишнє середовище. Додатковий коефіцієнт 1,2 застосований до довгих ділянок (>1 км) і 0,8 – до дуже коротких ($<0,1$ км). Час ремонту (t_p): 5,0 год для головного живлення ПС 35/10 – оп. 80 (довга ЛЕП 11,36 км), 4,5 год для ділянок довжиною $>1,5$ км, 3,5 год – для решти, 2,5 год – для коротких відгалужень до ТП; із 20% рівномірною варіацією. Час секціонування після спрацювання АПС прийнятий $t_{ec} = 0,75$ год. Кількість споживачів $N_{заг} = 369$ (пропорційно потужності ТП біля 10 кВА/споживача).

Інтенсивність відмов по ділянках мережі.

Для кожної ділянки індивідуальна інтенсивність відмов:

$$\lambda_i = \lambda_0 \cdot L_i \cdot z_i \cdot k_o, \quad (3.3)$$

де $\lambda_0 = 0,2$ відм/км/рік – базова інтенсивність;

L_i – довжина ділянки, км;

z_i – випадкова варіація;

k_o – поправочний коефіцієнт залежно від довжини ділянки.

Таблиця 3.1 – Надійність ділянок фідера Ф-977

Ділянка	L , км	$\lambda_0 L$, відм/рік	σ	k_o	λ_i , відм/рік	t_p , год	Тип
ПС-80	11.36	2.272	1.1322	1.2	3.0869	5.393	Головна ЛЕП
80-220485	4.820	0.964	0.9660	1.2	1.1175	4.115	Довга
80-87	0.488	0.0976	1.1758	1.0	0.1148	2.227	Коротка
87-409	0.516	0.1032	1.4634	1.0	0.1510	3.572	Середня
409-220196	1.070	0.214	0.9431	1.2	0.2422	3.807	Середня
409-416	0.488	0.0976	0.9431	1.0	0.0921	2.423	Коротка
416-220405	0.724	0.1448	1.4841	1.0	0.2149	4.173	Середня
416-220468	0.042	0.0084	1.2115	0.8	0.0081	2.685	Коротка
416-426	0.721	0.1442	0.8893	1.0	0.1282	3.473	Середня
426-220199	0.339	0.0678	1.1453	1.0	0.0776	2.392	Коротка
426-220486	2.370	0.474	0.8906	1.2	0.5066	4.218	Довга
87-107	1.400	0.2800	0.8901	1.2	0.2991	3.821	Середня
107-220197	0.489	0.0978	1.0624	1.0	0.1039	2.439	Коротка
107-220198	0.391	0.0782	0.6198	1.0	0.0485	2.060	Коротка
107-115	0.508	0.1016	0.6497	1.0	0.0660	3.357	Середня
115-220390	0.411	0.0822	0.8689	1.0	0.0714	2.738	Коротка
115-117	0.109	0.0218	0.7763	1.0	0.0169	2.182	Коротка
117-220195	1.560	0.3120	1.0817	1.2	0.4050	3.916	Довга
117-135	0.796	0.1592	0.7969	1.0	0.1269	3.544	Середня
135-220203	0.139	0.0278	0.7025	1.0	0.0195	2.532	Коротка
135-145	0.870	0.1740	1.4425	1.0	0.2510	3.688	Середня
145-220009	0.032	0.0064	0.9451	0.8	0.0048	2.849	Коротка
145-220493	0.014	0.0028	1.0170	0.8	0.0023	2.724	Коротка

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.03.ПР			Арк.
								50
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата				

145-149	0.135	0.0270	0.7003	1.0	0.0189	2.611	Коротка
149-220094	2.200	0.4400	0.8728	1.2	0.4608	4.900	Довга
149-170	1.190	0.2380	1.0281	1.2	0.2936	3.252	Середня
170-186	1.070	0.2140	0.7500	1.2	0.1926	3.307	Середня
186-189	0.169	0.0338	1.0985	1.0	0.0371	2.228	Коротка
189-210	1.510	0.3020	0.8606	1.2	0.3119	4.129	Довга
210-223	0.719	0.1438	0.9297	1.0	0.1337	3.683	Середня
186-220182	0.317	0.0634	0.8603	1.0	0.0545	2.092	Коротка
189-220177	0.111	0.0222	1.5889	1.0	0.0353	2.434	Коротка
210-220180	0.372	0.0744	0.9966	1.0	0.0741	2.431	Коротка
223-220181	0.124	0.0248	0.7676	1.0	0.0190	2.494	Коротка
223-220349	0.018	0.0036	1.2283	0.8	0.0035	2.426	Коротка
170-245	0.373	0.0746	0.7370	1.0	0.0550	2.312	Коротка
245-252	0.410	0.0820	1.0536	1.0	0.0864	2.426	Коротка
252-270	0.717	0.1434	0.6127	1.0	0.0879	4.051	Середня
252-286	0.204	0.0408	0.7175	1.0	0.0293	2.944	Коротка
286-292	0.264	0.0528	1.0504	1.0	0.0555	2.502	Коротка
292-296	0.124	0.0248	1.2028	1.0	0.0298	2.624	Коротка
245-220183	0.406	0.0812	1.0438	1.0	0.0848	2.116	Коротка
270-220185	0.039	0.0078	0.9715	0.8	0.0061	2.317	Коротка
270-220184	0.434	0.0868	0.9275	1.0	0.0805	2.415	Коротка
286-220187	0.184	0.0368	0.6910	1.0	0.0254	2.866	Коротка
292-220188	0.086	0.0172	0.8353	0.8	0.0115	2.250	Коротка
296-220464	0.039	0.0078	0.8912	0.8	0.0056	2.483	Коротка
296-220190	0.062	0.0124	1.3025	0.8	0.0129	2.986	Коротка
Разом	40.934				9.3609		

Загальна інтенсивність відмов мережі $\sum \lambda_i = 9,361$ відм/рік.

Головна ділянка фідера ПС 35/10 кВ «Зоря Інгулу» – 80 (3,0869 відм/рік) має найбільший вклад в надійність через довжину 11,36 км.

3.2.2 Алгоритм визначення зони відключення

При відмові ділянки (від–до) визначається «захисний пристрій» – найбільш глибокий АПС на шляху від ПС 35/10 кВ до опори «від» включно з самою аварійною ділянкою. Якщо такого АПС немає, спрацьовує вимикач на ПС 35/10 кВ.

Після спрацювання захисного пристрою: споживачі вище за пристроєм АПС – не відключаються, для споживачів $N_{пошк}$ у пошкодженій секції відновлюється електропостачання через t_p , споживачі $N_{проміж}$ між АПС і пошкодженою секцією – відновлення через $t_{вс}$.

Тоді:

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.03.ПР	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		51

$$CI_i = \lambda_i (N_{\text{пошк}} + N_{\text{проміж}});$$

$$CMI_i = \lambda_i (N_{\text{пошк}} \cdot t_p + N_{\text{проміж}} \cdot t_{\text{вс}}).$$

Таблиця 3.2 – Секціонування фідера Ф-977 при трьох АПС

Секція	Захист	ТП	Споживачів	Ділянок у секції
А – до АПС1 і АПС2	Вимикач ПС	220485, 220197, 220198, 220390, 220195	58	10
В – гілка АПС1 (409)	АПС1: 87–409	220196, 220405, 220468, 220199, 220486	53	8
С – між АПС2 і АПС3	АПС2: 117–135	220203, 220009, 220493, 220094	131	7
Д – за АПС3 (170)	АПС3: 149–170	Усі інші	127	Усі інші

3.2.3 Обчислення надійності по ділянкам

Для кожної ділянки в двох сценаріях без АПС та з АПС приведене наступне:

$$CI_i = \lambda_i \cdot N_{\text{відк}},$$

де λ_i – інтенсивність відмов,

$N_{\text{відк}}$ – кількість знеструмлених споживачів.

$$CMI_i = \lambda_i \cdot (N_{\text{пошк}} \cdot t_p + N_{\text{проміж}} \cdot t_{\text{вс}}),$$

Де $N_{\text{пошк}}$ – кількість споживачів у пошкодженій секції (відновлення через t_p);

$N_{\text{проміж}}$ – споживачі між АПС і несправністю (відновлення через $t_{\text{вс}}$).

Для сценарію без АПС: $N_{відкл} = N_{заг} = 369$ для кожної відмови.

Таблиця 3.3 – Результати симуляції секціонування фідера Ф-977

Ділянка	λ_i	$N_{відкл}$ (без АПС)	CI_i (без АПС)	SM_i (без АПС)	Захист (з АПС)	$\frac{N_{пошк}}{N_{проміж}}$	$N_{відкл}$ (з АПС)	CI_i (з АПС)	SM_i (з АПС)
ПС-80	3.08 69	369	1139.058	6142.872	Вимикач ПС	369/0	369	1139.058	6142.872
80-220485	1.11 75	369	412.356	1696.868	Вимикач ПС	369/0	369	412.356	1696.868
80-87	0.11 48	369	42.345	94.295	Вимикач ПС	369/0	369	42.345	94.295
87-409	0.15 1	369	55.727	199.049	87-409	53/0	53	8.004	28.59
409-220196	0.24 22	369	89.371	340.26	87-409	16/37	53	12.837	21.475
409-416	0.09 21	369	33.967	82.305	87-409	37/16	53	4.879	9.357
416-220405	0.21 49	369	79.297	330.911	87-409	16/37	53	11.39	20.312
416-220468	0.00 81	369	3.004	8.066	87-409	4/49	53	0.431	0.387
416-426	0.12 82	369	47.317	164.347	87-409	17/36	53	6.796	11.034
426-220199	0.07 76	369	28.653	68.54	87-409	16/37	53	4.115	5.127
426-220486	0.50 66	369	186.927	788.404	87-409	1/52	53	26.849	21.893
87-107	0.29 91	369	110.357	421.637	Вимикач ПС	369/0	369	110.357	421.637
107-220197	0.10 39	369	38.339	93.491	Вимикач ПС	369/0	369	38.339	93.491
107-220198	0.04 85	369	17.886	36.838	Вимикач ПС	369/0	369	17.886	36.838
107-115	0.06 6	369	24.358	81.776	Вимикач ПС	369/0	369	24.358	81.776
115-220390	0.07 14	369	26.354	72.157	Вимикач ПС	369/0	369	26.354	72.157
115-117	0.01 69	369	6.245	13.629	Вимикач ПС	369/0	369	6.245	13.629
117-220195	0.40 5	369	149.445	585.198	Вимикач ПС	369/0	369	149.445	585.198
117-135	0.12 69	369	46.815	165.919	117-135	258/0	258	32.732	116.009
135-220203	0.01 95	369	7.207	18.246	117-135	25/233	258	5.039	4.649
135-145	0.25 1	369	92.62	341.599	117-135	233/25	258	64.759	220.404
145-220009	0.00 48	369	1.786	5.088	117-135	100/15 8	258	1.248	1.952
145-220493	0.00 23	369	0.841	2.29	117-135	1/257	258	0.588	0.445
145-149	0.01 89	369	6.978	18.218	117-135	132/12 6	258	4.879	8.304
149-220094	0.46 08	369	170.041	833.271	117-135	5/253	258	118.891	98.731
149-170	0.29 36	369	108.35	352.369	149-170	127/0	127	37.291	121.276
170-186	0.19 26	369	71.065	234.976	149-170	31/96	127	24.459	33.607
186-189	0.03 71	369	13.7	30.528	149-170	21/106	127	4.715	4.689
189-210	0.31 19	369	115.08	475.13	149-170	17/110	127	39.608	47.619
210-223	0.13 37	369	49.33	181.702	149-170	12/115	127	16.978	17.44
186-220182	0.05 45	369	20.127	42.108	149-170	10/117	127	6.927	5.928
189-220177	0.03 53	369	13.016	31.678	149-170	4/123	127	4.48	3.597

210-220180	0.0741	369	27.361	66.511	149-170	5/122	127	9.417	7.686
223-220181	0.019	369	7.025	17.518	149-170	6/121	127	2.418	2.013
223-220349	0.0035	369	1.305	3.167	149-170	6/121	127	0.449	0.373
170-245	0.055	369	20.287	46.908	149-170	96/31	127	6.982	13.482
245-252	0.0864	369	31.88	77.352	149-170	86/41	127	10.972	20.684
252-270	0.0879	369	32.42	131.323	149-170	16/111	127	11.158	13.008
252-286	0.0293	369	10.801	31.801	149-170	70/57	127	3.718	7.284
286-292	0.0555	369	20.466	51.203	149-170	30/97	127	7.044	8.198
292-296	0.0298	369	11.007	28.881	149-170	20/107	127	3.788	3.959
245-220183	0.0848	369	31.274	66.165	149-170	10/117	127	10.764	9.23
270-220185	0.0061	369	2.237	5.184	149-170	6/121	127	0.77	0.634
270-220184	0.0805	369	29.707	71.736	149-170	10/117	127	10.224	9.008
286-220187	0.0254	369	9.383	26.895	149-170	40/87	127	3.229	4.575
292-220188	0.0115	369	4.241	9.545	149-170	10/117	127	1.46	1.267
296-220464	0.0056	369	2.052	5.095	149-170	4/123	127	0.706	0.568
296-220190	0.0129	369	4.768	14.234	149-170	16/111	127	1.641	1.693
РАЗОМ			3454.175	14607.29				2489.377	10145.25

3.2.4 Зведений розрахунок SAIFI та SAIDI

3.2.4.1 Базовий варіант (без АПС)

При відсутності АПС для захисту під час аварії на будь-якій ділянці потребується відключення всієї електромережі. Отже $N_i = N_s = 369$ для кожної з 48 ділянок:

$$SAIFI_0 = \frac{\sum \lambda_i \cdot N_s}{N_s} = \sum \lambda_i = 9,3609 \frac{\text{відм}}{\text{рік}};$$

$$\sum CMI_i = \sum \lambda_i \cdot N_s \cdot t_{pi} = 14607,28;$$

$$SAIDI_0 = \frac{\sum CMI_i}{N_s} = \frac{14607,28}{369} = 39,59 \text{ год/спож/рік};$$

$$SAIDI_0 = 2375 \text{ хв/спож/рік}.$$

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.03.ПР	Арк.
						54
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

3.2.4.2 Варіант з трьома АПС

Для кожної ділянки визначається зона знеструмлення:

$$\sum CI_i = 2489,377;$$

$$SAIFI = \frac{\sum CI_i}{N_{заг}} = \frac{2489,377}{369} = 6,7463 \text{ відкл/спож/рік};$$

$$\sum CMI_i = 10145,25;$$

$$SAIDI = \frac{\sum CMI_i}{N_{заг}} = \frac{10145,25}{369} = 27,49 \text{ год/спож/рік};$$

$$SAIDI = 1650 \text{ хв/спож/рік}.$$

Або у табличному представленні див. табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Узагальнена надійність фідера

Показник	Без АПС	3 АПС	Різниця	Ефект
<i>SAIFI</i> , відкл/спож/рік	9.3609	6.7463	-2.6146	-27.9%
<i>SAIDI</i> , год/спож/рік	39.59	27.49	-12.09	-30.5%
<i>SAIDI</i> , хв/спож/рік	2375	1650	-726	-30.5%
$\sum CI_i$	3454.2	2489.4	-964.8	-27.9%
$\sum CMI_i$	14607.3	10145.2	-4462.0	-30.5%

Якщо подивитись роботу АПС і в різних сценаріях (див. табл. 3.5, рис. 3.2 і 3.3), то застосування саме 3-х АПС є найліпшим за надійністю.

Таблиця 3.5 – Надійність фідера в різних сценаріях

Сценарій	SAIFI	SAIDI, год	SAIDI, хв	$\Delta SAIFI$	$\Delta SAIDI$
Без АПС	9.3609	39.59	2375	-	-
АПС1: 87-409	8.1442	34.54	2072	-0.13	-0.128
АПС2: 117-135	8.5757	33	1980	-0.084	-0.166

АПС3: 149-170	8.229	35.08	2105	-0.121	-0.114
АПС1 + АПС2	7.359	27.95	1677	-0.214	-0.294
АПС1 + АПС3	7.0123	30.03	1802	-0.251	-0.241
АПС2 + АПС3	7.963	32.54	1952	-0.149	-0.178
АПС1 + АПС2 + АПС3	6.7463	27.49	1649	-0.279	-0.306

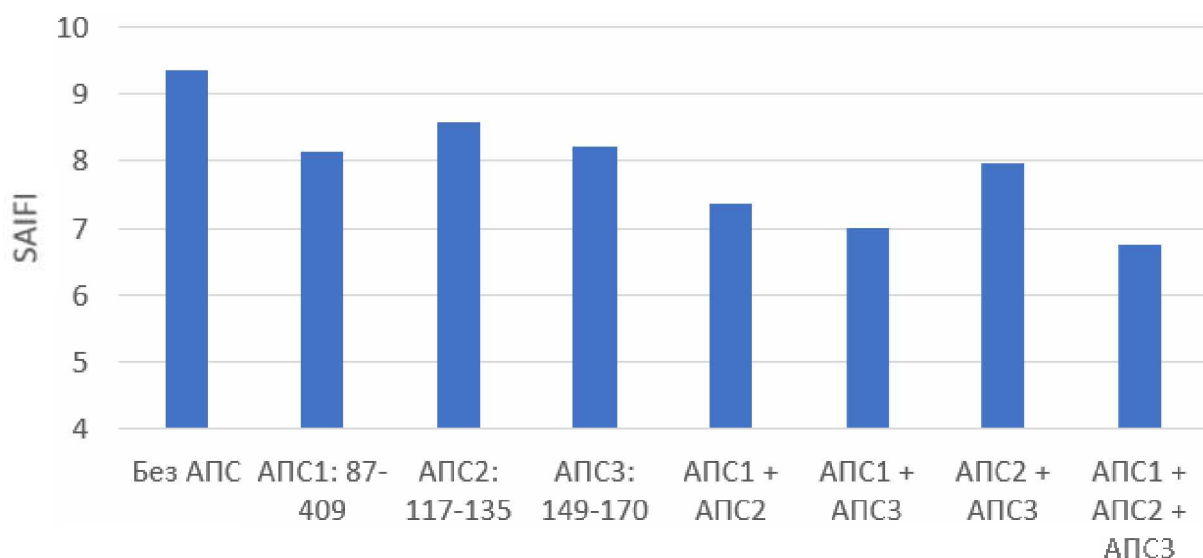


Рисунок 3.2 – Надійність секціонування фідера Ф-977 за показником SAIFI

Після встановлення трьох реклоузерів залишковий SAIDI = 27.49 год/спож/рік обумовлений переважно відмовами ділянок, захищених вимикачем ПС 35/10 кВ (зона А), зокрема: ПС35/10 кВ – оп. 80 ($\lambda = 3,0869$ відм/рік, $t_p = 5,39$ год) доля у $\sum CMI_i = 6142,9$ год · спож; оп. 80 – ТП 220485 ($\lambda = 1,1175$ відм/рік, $t_p = 4,12$ год) доля у $\sum CMI_i = 1696,9$ год · спож.

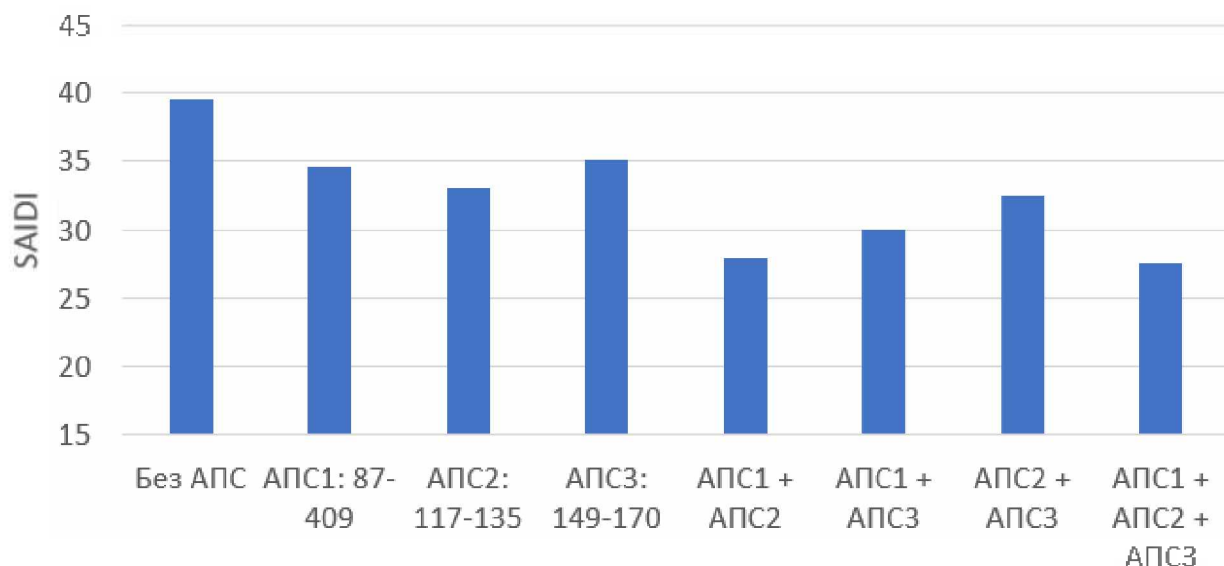


Рисунок 3.3 – Надійність секціонування фідера Ф-977 за показником SAIDI

Ці дві ділянки формують понад 57% залишкового SAIDI. Подальше суттєве покращення вимагає резервного живлення від іншої ПС 35/10 кВ.

Отже, базовий сценарій без АПС дає $SAIFI = 9,36$ відкл/спож/рік є надмірно високим для СЕП району. Основна причина – магістральна схема фідера без секціонування. Три АПС забезпечують зниження SAIFI до 6.75 (-27.9%) та SAIDI до 27.49 год/рік (-30.5%). Це відчутне покращення, проте SAIFI залишається вищим за типові цілі через ненадійну головну лінію ПС 35/10 кВ – оп. 80. АПС1 (87–409) забезпечує найвищу відносну ефективність на вкладений ресурс – він ізолює відгалуження (53 споживачі) і захищає основні 316 споживачів від 1.421 відм/рік у гілці 409. Критичним місцем залишається ділянка ПС 35/10 кВ – оп. 80 ($\lambda = 3,087$ відм/рік), яка при відмові знеструмлює всіх 369 споживачів на час 5.4 год. Рекомендується розглянути організацію резервного живлення.

Висновки до розділу

Аналіз роботи 10 кВ електромережі Баштанської ділянки засвідчив критичну залежність споживачів від єдиного джерела живлення, тому обґрунтовано встановлення трьох автоматичних пунктів секціонування на ділянках 87–409, 117–135 та 149–170, що дозволяє збалансувати навантаження по трьох секціях по 1,2–1,3 МВА та локалізувати зони аварійних відключень. Особливе значення має реклоузер на відгалуженні 87–409, який ізолює довгу слабконавантажену гілку та запобігає знеструмленню основної частини фідера через пошкодження цієї ділянки. Розрахунки підтвердили ефективність запропонованого рішення: SAIFI знизилася на 27,9 %, а SAIDI – на 30,5 %. Попри суттєве підвищення надійності, залишкова вразливість пов'язана з початковою магістральною ділянкою від підстанції до опори 80, аварія на якій досі виводить з ладу всіх споживачів фідера, тому для досягнення нормативних показників доцільно передбачити подальше влаштування резервного живлення від суміжної підстанції.

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.03.ПР	Арк.
						58
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ВИСНОВКИ

1. Проведено комплексний аналіз існуючої 10-кіловольтової розподільчої мережі Баштанської ділянки АТ «Миколаївобленерго», яка має радіальну конфігурацію з одностороннім живленням від ПС 35/10 кВ «Зоря Інгулу». Встановлено, що відсутність секціонування зумовлює повне знеструмлення всіх споживачів фідера Ф-977 при будь-якому пошкодженні лінії, що свідчить про критично низький рівень надійності електропостачання.

2. На основі розрахунків навантажень з урахуванням прогнозованого зростання електроспоживання обґрунтовано технічні параметри районної мережі: методом економічних інтервалів підібрано перерізи проводів повітряних ліній, визначено потужності силових трансформаторів ТП та підстанції, а також перевірено термічну та електродинамічну стійкість комутаційно-захисного обладнання, що гарантує безаварійну роботу в нормальних та аварійних режимах.

3. Запропоновано оптимальну схему підвищення надійності шляхом встановлення трьох автоматичних пунктів секціонування на ділянках 87–409, 117–135 та 149–170. Таке розміщення дозволяє розділити фідер на три збалансовані секції з навантаженням 1,2–1,3 МВА, локалізувати зони відключень та ізолювати довге слабконавантажене відгалуження 87–409, пошкодження якого раніше викликало знеструмлення 86 % споживачів фідера.

4. Розрахункове моделювання за міжнародними показниками надійності підтвердило техніко-економічну доцільність впровадження секціонування: встановлення трьох реклоузерів забезпечує зниження середньої частоти відключень на споживача (SAIFI) на 27,9 % та скорочення середньої річної тривалості перерв у живленні (SAIDI) на 30,5 %, що суттєво покращує якість електропостачання та зменшує експлуатаційні витрати на пошук і усунення аварій.

5. Попри значне підвищення стійкості мережі, початкова магістральна ділянка від підстанції до опори 80 залишається критичною ланкою, відмова якої досі призводить до повного знеструмлення фідера. Для остаточного досягнення нормативних рівнів надійності та забезпечення безперебійного живлення

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.00.В	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		59

споживачів першої та другої категорій доцільно передбачити подальшу організацію резервного живлення від суміжної підстанції з автоматичним введенням резерву.

Встановлено, що впровадження реклоузерів для секціонування електричних мереж Баштанської ділянки є доцільним рішенням, яке дозволяє зменшити тривалість перерв живлення споживачів, оптимізувати режими роботи мережі, знизити експлуатаційні витрати та створити передумови для впровадження інтелектуальних систем управління типу Smart Grid, що особливо актуально в умовах підвищеної готовності через воєнні дії.

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.00.В	Арк.
						60
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Загальні відомості про Товариство <https://www.energy.mk.ua/zagalni-vidomosti-pro-tovarystvo/>
2. Баштанська дільниця АТ «Миколаївобленерго»
<https://www.energy.mk.ua/filiya-bashtanskogo-rajonu/>
3. Стратегічний план розвитку Баштанської міської ради Миколаївської області на 2018-2025 роки (Баштанської об'єднаної територіальної громади) <https://bashtanskaotg.gov.ua/storage/static-pages/documents/ebd0b03b51a0613e7fd8bbba31be56a4.pdf>
4. Смоляк Д.Г. Реконструкція електричних мереж рем з розробкою питання підвищення надійності електропостачання споживачів. Кваліфікаційна робота бакалавра за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» Державний біотехнологічний університет. 2025. Харків. 68 с.
5. Надеїна А.В. Проект реконструкції розподільної електричної мережі. Кваліфікаційна робота бакалавра за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» Державний біотехнологічний університет. 2025. Харків. 64 с.
6. Проектування електричних мереж напругою 0,4–110 кВ. Рекомендації : ГІД 34.20.178:2005. К.: ОЕП «ГРІФРЕ», 2005. 43 с.
7. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Вид-во «Форт», 2017. 736 с.
8. Вакуумний вимикач Evolis / Schneider Electric. URL: <https://www.se.com/ua/uk/product-range/941-%D0%B2%D0%B0%D0%BA%D1%83%D1%83%D0%BC%D0%BD%D0%B8%D0%B9-%D0%B2%D0%B8%D0%BC%D0%B8%D0%BA%D0%B0%D1%87-evolis/?parent-subcategory-id=87889#products>

					КНУ.РБ.141.26.249с.11.00.Л	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		61