

Міністерство освіти і науки України  
Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки

**ЗАТВЕРДЖУЮ**  
завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Лежнюк П.Д.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Пояснювальна записка  
до кваліфікаційної роботи  
на здобуття ступеня «магістра»

**ІНТЕГРУВАННЯ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В  
ЕЛЕКТРИЧНУ МЕРЕЖУ З ЇЇ РЕКОНСТРУКЦІЄЮ**

08-13.МКР.003.00.078 ПЗ

Виконав: студент 2 курсу ОППІ  
магістр,  
групи ЕС-18м  
спеціальності 141 –  
«Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка»  
освітня програма «Електричні станції»  
Слободянюк Д.О. \_\_\_\_\_

Керівник: Завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Лежнюк П.Д

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 р.

Рецензент: \_\_\_\_\_

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 р.

Вінниця ВНТУ 2020 року

**ЗАТВЕРДЖУЮ**  
завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Лежнюк П.Д.

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

**ЗАВДАННЯ**  
на магістерську кваліфікаційну роботу  
магістр 141 – Електротехніка та електротехнології  
(шифр і повна назва)

студента групи ЕС-18м Слободянюка Дмитра Олександровича  
(шифр групи, ініціали та прізвище)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: інтегрування відновлювальних джерел енергії в електричну мережу з її реконструкцією  
затверджена наказом вищого навчального закладу від 6 березня 2020 року № 76

Вхідні дані: Перелік літературних джерел за тематикою роботи:

1. Буре И.Г. Повышение напряжения до 20–25 кВ и качество электроэнергии в распределительных сетях / И.Г. Буре, А.В. Гусев // Электро.– Москва, Роспечать, 2005. – Выпуск 5. – С.30–32.
2. Веников В. А. Электрические станции, сети и системы. Методы оптимизации управления планированием больших систем энергетики / Веников В. А. – М.: Высш. шк., 1974. – 204 с.
3. Майоров А. Техничко-экономические аспекты развития электрических сетей напряжением 20 кВ // Сети России. – 2015. – №4(31). – С.74–79.

Короткий зміст частин магістерської кваліфікаційної роботи

1. Графічна плакати
2. Основна (пояснювальна записка) \_\_\_\_\_

Вступ

- 1 Перспективи розвитку відновлювальних джерел енергії
  - 2 Техніко-економічне обґрунтування переведення мікрорайону міста суми на напругу 20 кВ на прикладі Роменського мікрорайону
  - 3 Вибір режиму заземлення нейтралі
  - 4 Охорона праці
- Висновки
- Список використаних джерел

Консультанти з окремих розділів магістерської кваліфікаційної роботи:

Науковий керівник

\_\_\_\_\_  
(підпис)

д-р. техн. наук, проф., зав. кафедри  
ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

П. Д. Лежнюк  
ініціали та прізвище

Економічна частина

\_\_\_\_\_  
(підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент  
кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

В. В. Нетребський  
ініціали та прізвище

Охорона праці та безпека  
в надзвичайних ситуаціях

\_\_\_\_\_  
(підпис)

д-р. техн. наук, доц., професор кафедри  
ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Є. А. Бондаренко  
ініціали та прізвище

Дата попереднього захисту роботи “ \_\_\_\_ ” червня 2020 р.

Рецензент

\_\_\_\_\_  
(підпис)

\_\_\_\_\_  
(наук. ступінь, вчене звання , посада)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

\_\_\_\_\_  
(ініціали та прізвище)

Завдання видав

\_\_\_\_\_  
(підпис)

д-р. техн. наук, проф., зав. кафедри  
ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

П. Д. Лежнюк

Завдання отримав магістр

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Д. О. Слободянюк  
(ініціали та прізвище)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

## ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ .....	5
ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1 ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ .....	9
1.1 Цілі відновлюваної енергетики .....	9
1.2 Шляхи збільшення потужності сонячних та вітрових електростанцій (включаючи малу розподілену генерацію).....	12
1.3 Передумови для успішної інтеграції ВДЕ в ОЕС України.....	19
1.4 Особливості впровадження відновлювальних джерел електричної енергії на напрузі 20 кВ .....	25
РОЗДІЛ 2 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРЕВЕДЕННЯ МІКРОРАЙОНУ МІСТА СУМИ НА НАПРУГУ 20 КВ НА ПРИКЛАДІ РОМЕНСЬКОГО МІКРОРАЙОНУ .....	27
2.1 Підстави для виконання ТЕО.....	27
2.2 Аналіз існуючої електричної мережі мікрорайону «Роменський»..	28
2.3 Розробка варіантів схеми виконання реконструкції мереж електропостачання та визначення орієнтованої вартості та складу основного електротехнічного обладнання .....	30
2.4 Розрахунок економічної ефективності інвестицій при переведенні електричних мереж на напругу 20 кВ.....	49
2.5 Розрахунок струмів К.З. для перевірки обладнання та перетину кабелів електропостачання.....	51
2.6 Визначення черговості будівництва та реконструкції об'єктів електропостачання мікрорайону «Роменський».....	52
2.7 Перегляд існуючої нормативної бази для можливості здійснення її коригування та рекомендації щодо розроблення нової нормативної бази для виконання переходу міських мереж на напругу 20 кВ .....	53
РОЗДІЛ 3 ВИБІР РЕЖИМУ ЗАЗЕМЛЕННЯ НЕЙТРАЛІ.....	55
3.1 Загальні положення .....	55
3.2 Розрахунок опору заземлюючого пристрою .....	56
3.3 Перевірка заземлюючого пристрою.....	59
3.4 Розрахунок параметрів резонансного заземлення нейтралі.....	61
3.5 Порівняння резистивного та резонансного режимів заземлення нейтралі.....	62
РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	64

4.1 Завдання розділу з охорони праці .....	64
4.2 Розрахунок кількості та опору заземлюючих електродів і напруги кроку для підстанцій напругою вище 1 кВ.....	68
4.3 Вимоги безпеки під час роботи в електроустановках напругою вище 1 кВ .....	70
4.4 Вимоги безпеки після закінчення робіт в електроустановках напругою вище 1 кВ.....	72
4.5. Вимоги безпеки в аварійних ситуаціях.....	73
ВИСНОВКИ.....	75
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	76

## **АНОТАЦІЯ**

Слободянюк Д.О. "Інтегрування відновлювальних джерел енергії в електричну мережу з її реконструкцією".

*Магістерська дипломна робота. – Вінниця.: ВНТУ. 2020.– 78 с. Рис. 17, Бібліогр. 19, Табл. 18.*

*В магістерській роботі розглядаються такі розділи, як перспективи розвитку відновлювальних джерел енергії, техніко-економічне обґрунтування переведення на напругу 20 кВ, режим заземлення нейтралі та охорона праці. На основі наведених економічних та теоретичних даних обґрунтовується доцільність реконструкції існуючих розподільних мереж 6-10 кВ на напругу 20 кВ.*

## **SUMMARY**

Slobodyanyuk D.O. "Integration of renewable energy sources into the electricity grid with its reconstruction".

*Master thesis. - Vinnitsia: VNTU. 2020.- 78 p. Fig. 17, bibl. 19, tab. 18*

*The master's thesis considers such sections as the prospects for the development of renewable energy sources, feasibility study of the conversion to a voltage of 20 kV, neutral grounding mode and labor protection. On the basis of the given economic and theoretical data the expediency of reconstruction of existing distribution networks of 6-10 kV on voltage of 20 kV is substantiated.*

## **АННОТАЦИЯ**

Слободянюк Д.А. "Интегрирования возобновляемых источников энергии в электрическую сеть с ее реконструкцией".

*Магистерская дипломная работа. - Винница .: ВНТУ. 2020.- 78 с. Рис. 17  
Библиогр. 19 Табл. 18.*

*В магистерской работе рассматриваются такие разделы, как перспективы развития возобновляемых источников энергии, технико-экономическое обоснование перевода на напряжение 20 кВ, режим заземления нейтрали и охрана труда. На основе приведенных экономических и теоретических данных обосновывается целесообразность реконструкции существующих распределительных сетей 6-10 кВ на напряжение 20 кВ.*

## ВСТУП

Розподільні електричні мережі України напругою 0,4...35 кВ представляють кінцеву ланку в системі забезпечення споживачів електричною енергією. Вони перебувають у безпосередній взаємодії як зі споживачем, так і районними та магістральними електричними мережами. Тому стан та функціонування розподільних електричних мереж впливають на показники надійності, якості і ефективності роботи об'єднаної енергосистеми України. Протяжність електричних мереж таких класів напруги на сьогодні в Україні складає: 0,4 кВ – 449832 км; 6-10 кВ – 332568 км і має тенденцію до щорічного зростання. Саме до їх ефективності й має пряме відношення використання підвищених значень номінальних напруг в електричній мережі.

Враховуючи сьогоденні реалії в країні і те, що процес заміни морально і фізично зношеного електрообладнання в електричних мережах, який за різними оцінками складає від 40 до 80 %, відбувався досить повільно, а на сьогодні він ще й уповільнився, при тому, що в містах невинно зростає територіальна щільність навантаження, яка вже сягає в центрі Києва до 9...10 МВт/км<sup>2</sup> (середній по Києву 2,4 МВт/км<sup>2</sup> та 3,6 МВАр/км<sup>2</sup>), і як наслідок, підвищуються втрати електроенергії, на порядок денний постає питання перспективи розвитку розподільних мереж та ефективності їх роботи.

Зростання попиту на електроенергію визначає необхідність збільшення пропускної спроможності існуючих мереж та зменшення втрат електроенергії в них, як вагомих факторів ефективності функціонування.

Однією з важливих задач вирішення цієї проблеми вбачається у використанні класу напруги 20 кВ для суттєвого зменшення втрат електроенергії. Промислово розвинені країни Європи, Азії та Америки інтенсивно почали впроваджувати в розподільних електричних мережах новий клас середньої напруги 20 кВ, починаючи з середини 70-х років минулого сторіччя.



Переваги мережі 20 кВ обумовлені основними законами електротехніки. В порівнянні з напругою 10 кВ у мережі 20 кВ: при однакових перерізах провoda пропускна спроможність збільшується вдвічі; у чотири рази зменшується падіння напруги при передаванні однакової потужності та в чотири рази знижуються втрати потужності. Окрім того за однакової щільності струму для передавання однакової потужності необхідно менший переріз провідника і відповідно при цьому зменшаться витрати провідникового матеріалу.

У порівнянні з мережами напругою 35 кВ мережі 20 кВ – це наявність компактного обладнання закордонних та вітчизняних виробників, зокрема, щоглових підстанцій (ПС) зі спрощеною конструкцією трансформатора без розширювального бачка та перемикача без збудження (ПБЗ). Використання щоглових комплектних трансформаторних підстанцій (КТП) дає можливість максимально наблизити її установку до об'єкта споживача зі збереженням охоронної зони мереж 10 кВ. Підстанція на 35 кВ – це досить громіздка споруда, яка займає значну територію. Для міста такий клас напруги не має перспективи.

# РОЗДІЛ 1 ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

## 1.1 Цілі відновлюваної енергетики

Питання щодо стимулювання розвитку ВДЕ є одним із основних в національній політиці України в електроенергетичному комплексі. Серед напрямків такої політики слід виділити: проведення прогнозованої і стабільної діяльності щодо стимулювання розвитку та будівництва СЕС та ВЕС, стимулювання зросту ініціативи приватних гравців ринку, забезпечення реалізації проектів з децентралізації енергопостачання з використанням ВДЕ та технологій «розумних мереж» на місцевому рівні, керування попитом, підвищення енергоефективності, створення умов для формування системи з логістичного забезпечення і інфраструктури для збирання біологічної сировини та подальшого її транспортування, стимулювання комбінованого виробництва теплової та електричної енергії в когенераційних біоустановках, впровадження використання системи акумулювання електроенергії для балансування енергетичної системи, в тому числі – з метою зменшення нерівномірності роботи генеруючих потужностей ВДЕ, удосконалення механізму стимулювання виробників електроенергетичного обладнання в Україні.

До 2025 року відповідно до Енергетичної стратегії України прогнозоване зростання частки ВДЕ до рівня 12 % від загального первинного постачання електроенергії та не менше 25 % - до 2035 року (в тому числі гідрогенеруючі потужності та термальна енергія). При цьому в кінцевому споживанні електроенергії частка ВДЕ має складати 20% (38тис. ГВт·год, з них 25 тис. ГВт·год, або 12% річного очікуваного річного електроспоживання мають виробляти сонячні, вітрові, біоенергетичні станції (далі – СЕС, ВЕС, БіоЕС відповідно) [1].

Таблиця 1.1 – Частка виробництва електричної енергії з відновлюваних джерел [1].

<b>Опис ключового показника ефективності</b>	<b>Тип</b>	<b>2020 рік</b>	<b>2025 рік</b>	<b>2030 рік</b>	<b>2035 рік</b>
Частка ВДЕ (включно з гідроенергетичними потужностями та термальною енергією) у ЗППЕ, %	Мета	8%	12%	17%	25%
Частка ВДЕ (включно з гідроенергетичними потужностями) у генерації електроенергії, %	Мета	7%	10%	>13%	>25%

Таблиця 1.2 – Орієнтовний прогноз виробництва електроенергії до 2035 року, млрд кВт·год [1].

<b>Найменування складових структури генерації електричної енергії (базовий сценарій)</b>	<b>2020 рік</b>	<b>2025 рік</b>	<b>2030 рік</b>	<b>2035 рік</b>
АЕС	85	91	93	94
ТЕС/ТЕЦ	60	64	63	63
Гідро	10	12	13	13
ВДЕ (сонце і вітер)	9	12	18	25
<b>Всього (виробництво ел. енергії)</b>	<b>164</b>	<b>178</b>	<b>185</b>	<b>195</b>

Варто відмітити, що зазначені в таблицях 1.1 та 1.2 дані стосовно обсягу виробництва електричної енергії відновлювальними джерелами одержані з [1] не узгоджуються між собою. Враховуючи невідповідність цих даних та визначені державною пріоритети, в подальшому пропонується орієнтуватися на дані із вищим обсягом виробництва електроенергії відновлювальними джерелами.

Основною задачею для забезпечення вищевказаних обсягів приросту генерувальних потужностей є розрахунок необхідної потужності об'єктів ВДЕ в розрізі технологій і років уведення в експлуатацію.

Цю задачу можна розв'язувати за спрощеною методикою, прогнозуючи річні обсяги генерації на основі усереднених показників коефіцієнту використання встановленої потужності (далі – КВВП). Або, використовуючи уточнений підхід, що враховує сезонні (річні) цикли генерації СЕС і ВЕС і дозволяє розраховувати щомісячні обсяги виробництва електроенергії з альтернативних джерел.

Під час виконання задачі прогнозування щомісячної потужності та прогнозування щомісячного обсягу виробництва електроенергії об'єктами відновлюваної енергетики потрібно враховувати таку інформацію, фактори і припущення:

- прогноз встановленої потужності до кінця 2020 року за даними НКРЕКП;
- прогнозний баланс Мінекоенерго від 29.04.2020 на 2020 рік [2];
- інформацію ПрАТ "НЕК "Укренерго" щодо фактичних значень потужності та виробництва електроенергії об'єктами відновлюваної енергетики;
- інформація профільних асоціацій відновлюваної енергетики щодо очікуваного обсягу уведення нових потужностей у 2019-2020 роках;
- середні значення КВВП об'єктів з ВДЕ (СЕС-0,137, дСЕС - 0,123, ВЕС - 0,37, мГЕС -0,33, БіоЕС - 0,44);

- сезонні коливання сонячної інсоляції та вітрової активності, кількість днів у місяцях року;
- півторамісячний лаг затримки відпуску електричної енергії об'єктами відновлюваної енергетики після встановлення "зеленого тарифу", що необхідний для проходження виробниками відповідних організаційних і юридичних процедур;
- збереження поточної динаміки зростання встановленої потужності дСЕС;
- відсутність штучних обмежень відпуску е/е об'єктами відновлюваної енергетики.

## **1.2 Шляхи збільшення потужності сонячних та вітрових електростанцій (включаючи малу розподілену генерацію)**

Висока вартість «зеленої» електроенергії, нові виклики, які постають перед енергосистемою України і можливості реформованого ринку електричної енергії привели до необхідності внесення змін у модель підтримки відновлювальних джерел енергії за «зеленим» тарифом, яка була ефективною на початковому етапі розвитку відновлювальної енергетики в Україні. Ця модель не дозволяє досягнути стратегічної цілі, яку поставила перед собою держава щодо стосовно відновлювальних джерел енергії – розвиток відновлювальної енергетики відповідно до наведених в енергетичній стратегії показників при одночасному зниженні вартості виробленої «зеленої» електроенергії, збереженні операційної безпеки та економічності режимів ОЕС України, пріоритетному розвитку розосередженої малої генерації, наближеної до споживачів.

Необхідність запровадження нової моделі підтримки ВДЕ з урахуванням успішного закордонного досвіду відображено, зокрема, в Енергетичній стратегії України, Плані заходів з реалізації етапу

«Реформування енергетичного сектору» Енергетичної стратегії, і Середньостроковому плані пріоритетних дій Уряду до 2020 року.

На сьогоднішній день відбувається процедура впровадження нової моделі підтримки відновлювальних джерел енергії відповідно до Плану організації підготовки проектів актів, а також – реалізацію низки організаційних і технічних заходів, включно з розробленням програмного забезпечення, необхідних для проведення аукціонів на квоти підтримки.

Законом передбачено, що починаючи з 1 січня 2020 року отримання підтримки для суб'єктів господарювання, які реалізують у сфері ВДЕ проекти певної величини, є можливим виключно за умови участі таких суб'єктів в аукціоні з розподілу квоти підтримки та їх перемоги. Розмір проектів, які повинні йти на аукціони:

- для об'єктів, що виробляють електричну енергію з енергії вітру (крім об'єктів з трьома вітротурбінами незалежно від встановленої потужності таких вітротурбін), - більше 5 МВт;
- для об'єктів, що виробляють електричну енергію з енергії сонячного випромінювання, - більше 1 МВт.
- для об'єктів з інших видів ВДЕ - на добровільних засадах.

Перевагою нової системи підтримки для інвесторів є більш тривалий строк підтримки (20 років з дати введення об'єкту в експлуатацію) з гарантованим викупом у виробників всього обсягу відпущеної електричної енергії за ціною, яка буде визначена за результатами аукціону.

При цьому, Законом передбачено збереження існуючої системи підтримки за «зеленими» тарифами, яка діятиме до 2030 року і поширюватиметься на:

- виробників, яким вже раніше встановлено «зелений» тариф, і суб'єктів господарювання, які до 01 січня 2020 року побудують і введуть в експлуатацію об'єкти електроенергетики (незалежно від встановленої потужності об'єкту та виду ВДЕ);

- суб'єктів господарювання, які по 31 грудня 2019 року підпишуть попередній договір купівлі-продажу електричної енергії за «зеленим» тарифом, побудують і введуть відповідні об'єкти в експлуатацію протягом 2 років (для СЕС) та 3 років (для інших видів ВДЕ);
- суб'єктів господарювання, що будуватимуть після 01 січня 2020 року об'єкти електроенергетики, величина встановленої потужності яких менша за визначену законом для обов'язкової участі у аукціонах;
- споживачів електричної енергії, в тому числі енергетичні кооперативи, приватні домогосподарства, генеруючі установки яких виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії і для яких встановлено «зелений» тариф

Щодо рівня «зеленого» тарифу для різних видів ВДЕ, Законом передбачено у 2020 році зниження «зеленого» тарифу для СЕС на 25% з подальшим зменшенням ще на 2,5% кожного року протягом 3 років. Для ВЕС – зменшення рівня тарифу на 10%.

Аукціони проводитимуться у електронній торговій системі відповідно до порядку проведення аукціонів, який затверджується Кабінетом Міністрів України.

Разом з цим, для забезпечення належної конкурентної поведінки учасників аукціону, законопроектом передбачено подання учасниками безвідкличної банківської гарантії для участі в аукціоні і внесення додаткової банківської гарантії у якості забезпечення виконання зобов'язань за договором, що укладається переможцем аукціону з гарантованим покупцем.

Розмір банківської гарантії за участь у аукціоні розраховується із розрахунку 5000 євро за 1 МВт потужності, у розподілі якої має намір брати участь суб'єкт господарювання. Додаткова банківська гарантія розраховується із розрахунку 15000 євро за 1 МВт потужності, щодо якої

переможець аукціону забезпечує виконання зобов'язань перед гарантованим покупцем.

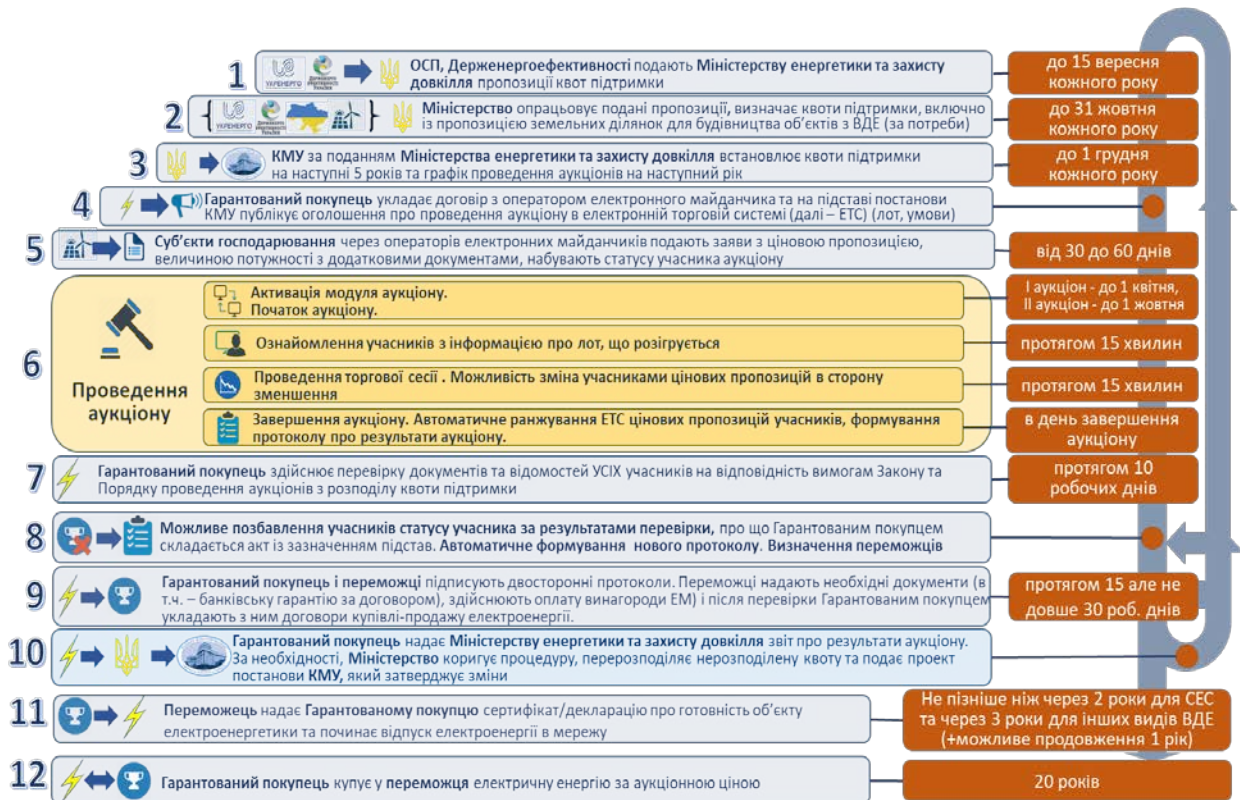


Рис. 1.1 – Процедура організації та проведення аукціонів з розподілу квоти підтримки.

Проведення регулярних аукціонів на квоти підтримки передбачено з 2020 року. Очікується, що запровадження аукціонів призведе до ряду позитивних змін для споживачів електричної енергії, енергогенеруючих компаній, що використовують відновлювані джерела енергії, органів державної влади та їх установ. Зокрема:

- зниження ціни на «чисту» електричну енергію, вироблену відновлювальними джерелами, у порівнянні із попередньою системою підтримки;
- узгодження обсягу введення нових генеруючих потужностей відновлюваної енергетики із розвитком електроенергетичного комплексу у цілому;



- залучення додаткових інвестицій у розвиток інфраструктури територій і зростання доходів місцевих бюджетів;
- створення сприятливих умов для сталого розвитку відновлюваної енергетики, оскільки інвестори отримають інформацію про квоти і графік проведення аукціонів на середньострокову перспективу, а переможці аукціонів – довготривалу гарантовану підтримку терміном на 20 років. Що дозволить залучати дешеві кредитні ресурси, розвивати виробництво високотехнологічного обладнання на території України.

Таким чином, запровадження сучасної конкурентної моделі підтримки ВДЕ дозволить забезпечити розвиток відновлюваної енергетики в більш контрольований і ефективний спосіб, який довів свою результативність у багатьох країнах світу.

Варто зазначити, що не зважаючи на заплановане запровадження ринкової конкурентної моделі для промислових СЕС і ВЕС, сегмент малої генерації залишається в привілейованому стані, оскільки його участь у аукціонах буде не обов'язковою, а підтримка надалі буде реалізуватись за системою «зеленого» тарифу.

В Україні, на жаль, ситуація протилежна до того що відбувається у країнах Євросоюзу. Багато приватних СЕС встановлюють не для компенсації власного навантаження, а для ведення комерційної діяльності, використовуючи спрощені умови будівництва, приєднання і експлуатації таких об'єктів і високий «зелений» тариф за відпущену в мережу електричну енергію. Розташовуючи такі станції на земельних ділянках з нульовим власним навантаженням і укрупнюючи їх, споживачі фактично стають виробниками, але при цьому не несуть жодної відповідальності за якість відпущеної ними електроенергії, не підпадають під вимоги щодо правил експлуатації генеруючих установок, погіршують безпеку постачання електричної енергії. При цьому, не відбувається наближення генерації до споживачів, оскільки споживання, як такого, там немає. А навпаки,

зростають втрати за рахунок генерації та передачі електроенергії на низькій напрузі в 0,4кВ.

В підсумку, слід виділити наступні ключові проблемні питання, що виникають при будівництві, приєднанні і експлуатації дСЕС та з часом лише посилюватимуться в разі відсутності відповідних заходів.

Технічні проблеми:

- потреба у проведенні реконструкції ПЛ-0,4 кВ із метою збільшення їх пропускної здатності
- потреба в збільшенні потужності силових трансформаторів для проведення зворотної трансформації пікової генерованої потужності;
- необхідністю встановлення розвантажувальних ТП, із метою зменшення відстані від точки приєднання дСЕС до джерела живлення, що забезпечує зворотню трансформацію генерованої потужності;
- відсутність комутаційного апарату, який забезпечує видимий розрив між дСЕС та зовнішніми електричними мережами;
- можливість подачі напруги із дСЕС на знеструмлені мережі, на яких виконуються ремонтні роботи, що становить небезпеку для персоналу;

Нормативні проблеми:

- Відсутні уніфіковані технічні вимоги до схем приєднання СЕС побутових споживачів до мереж 0,4 кВ. Схеми приєднання дСЕС не погоджуються на стадії видачі ТУ.
- Відсутні нормативні документи, що регулюють встановлення елементів електричного обладнання дСЕС, їх підключення до мереж ОСР і експлуатацію.

- Відсутні нормативні документи, які регламентують оперативно-технологічні взаємовідносини між персоналом ОСР та власником дСЕС.
- Немає нормативного обмежень на приєднання дСЕС до однієї ПЛ-0,4 кВ незалежно від їх кількості, загальній потужності, а також стану мережевої інфраструктури.
- Типова форма технічних умов та типова форма заяви на приєднання електроустановок споживачів, передбачена КСР не враховує специфіку приєднання дСЕС.

Організаційні проблеми:

- Відсутня відповідальність побутового споживача за:
  - самовільне збільшення потужності інвертора, сонячних панелей;
  - зниження показників якості електроенергії на межі балансової належності у режимі генерації;
  - подачу напруги на знеструмлені електроустановки, де виконуються технічне обслуговування.
- Відсутнє право ОСР на проведення:
  - перевірки параметрів якості електричної енергії, яка генерується сонячною електростанцією домогосподарства на межі балансового розподілу;
  - перевірки фактичної потужності інверторного обладнання та фотоелектричних панелей на відповідність договірним умовам;
  - перевірки відповідності розробленій проектній документації внутрішньобудинкових мереж приватного домогосподарства фактичної наявності і потужності струмоприймачів;
  - пломбування фізично або апаратно елементів дСЕС, у тому числі блоку налаштування, із метою запобігання несанкціонованого збільшення потужності дСЕС чи напруги інвертора.

### 1.3 Передумови для успішної інтеграції ВДЕ в ОЕС України

Таким чином, зростання частки генерації на СЕС та ВЕС у рамках поточної моделі підтримки за «зеленим» тарифом разом з комплексом невирішених питань щодо розвитку генеруючої потужності і модернізації мережевої інфраструктури породжує ряд проблем, пов'язаних як з високою вартістю виробленої «зеленої електроенергії», так і з загрозою порушення операційної безпеки ОЕС України і безпеки постачання електричної енергії споживачам. Ці проблеми зумовлені наступними обставинами:

- Відповідно до Закону України «Про альтернативні джерела енергії» в Україні встановлено один із найвищих серед країн Європи «зелений» тариф, що становить 10-18 євроцентів за 1кВтгод електричної енергії залежно від типу генерації. Це створює додаткове фінансове навантаження на оптовий ринок електричної енергії.
- Відсутній контроль та можливості впливу із сторони Уряду (Мінекоенерго, оператора системи передачі) на загальний обсяг, розташування, встановлену потужність та тип об'єктів відновлювальної енергетики. Таким чином, обмежено можливості Уряду щодо формування і реалізації державної політики у електроенергетичному комплексі.
- Структура генерації Об'єднаної електроенергетичної системи України перенавантажена базовими потужностями (АЕС і переважна частина енергоблоків ТЕС) та характеризується дефіцитом маневрених енергоблоків. Таким чином, для забезпечення достатнього обсягу первинного, вторинного та третинного регулювання в умовах зростання частки ВДЕ, у якості маневрених енергоблоків використовуються енергоблоки, які спроектовані для роботи в базових режимах.

- Відсутня відповідальність енергогенеруючих компаній, що використовують відновлювальні джерела енергії, за свій небаланс, що у підсумку призводить до перекладання видатків за використані маневрені потужності на споживачів.
- Низька якість прогнозування генерації СЕС та ВЕС, обумовлена відсутністю інформаційного апаратно – програмного забезпечення у масштабах країни, необхідного для точного прогнозування метеорологічних факторів, а також – економічних стимулів до їх запровадження.
- Перемінний режим генерації внаслідок швидких змін метеорологічних умов, а також добових та сезонних коливань сонячної інсоляції і швидкості вітру, що посилює вимоги до обсягу маневрених генеруючих потужностей або альтернативних засобів балансування режиму ОЕС (акумуляторів, систем керування попитом), ускладнює і здорожчує ведення режиму.
- Мережева інфраструктура ОЕС України спроектована та побудована виходячи із концепції централізованого електропостачання крупними вузловими електростанціями із передачею електроенергії на великі відстані, що не сприяє інтеграції розосереджених джерел енергії невеликої потужності у довільних місцях.
- Технічний потенціал енергії сонця і вітру вищий у південному регіоні України. Як наслідок, переважна частина (69%) об'єктів відновлювальної енергетики зосереджена в південній, профіцитній з точки зору балансу виробництва та споживання електроенергії енергосистемі України.
- Наявність значного обсягу (12 ГВт) технічних умов, виданих операторами системи передачі (розподілу) на приєднання об'єктів відновлюваної енергетики, значна частина яких не планується до

реалізації. Це обмежує доступ нових реальних інвесторів до системи передачі (розподілу).

- Діючі положення законодавства, зокрема Закону України «Про ринок електричної енергії» забороняють, за виключенням форс – мажорних обставин, обмежувати виробництво електроенергії об'єктами відновлювальної енергетики без компенсації таким виробникам збитків за недовідпущену ними електричну енергію за відповідним «зеленим» тарифом.

Збереження такої ситуації тягне за собою наступні негативні для суспільства, інвесторів, галузі електроенергетики і держави у цілому наслідки:

- Зростання вартості електроенергії для кінцевих споживачів через:
  - високий «зелений тариф»;
  - підвищення технологічних втрат електроенергії у системі передачі і розподілу за рахунок неоптимального поточкорозподілу, спричиненого відсутністю регуляторних механізмів щодо визначення місцевстановлення, потужності і типу електростанцій;
  - неекономічним режимом експлуатації діючих енергоблоків ТЕС в маневреному режимі;
  - зниженням виробництва відносно дешевої електроенергії атомними електростанціями і, відповідно, - зростання генерації ТЕС для забезпечення спроможності ДП «НЕК «Укренерго» підтримувати баланс потужності та навантаження у ОЕС за регламентованих показників частоти;
  - вимушене обмеження генерації із ВДЕ для забезпечення балансової надійності енергосистеми із наступною сплатою таким виробникам коштів за недовідпущену електричну енергію.
- Сповільнення розвитку відновлювальної енергетики України через:

- обмеженість терміну дії «зеленого» тарифу до 31.12.2029 р.;
- поступового зниження коефіцієнту зеленого тарифу для генеруючих потужностей, уведених у експлуатацію після 31.12.2019 р.;
- обмежених можливостей ОЕС України до інтеграції об'єктів відновлювальної енергетики в рамках поточної нормативно – правової бази.
- Неекономічність режимів функціонування ОЕС України, загроза порушення балансової надійності, підвищення аварійності обладнання через експлуатацію енергоблоків діючих ТЕС в невластивих (нештатних) режимах (часті пуски/зупинки, робота у гарячому резерві) і перевантаження вузлів та ліній електропередачі. Як наслідок - погіршення операційної безпеки, безпеки постачання електричної енергії споживачам, загострення екологічних проблем, відтермінування виконання Національного плану скорочення викидів від великих спалювальних установок.
- Погіршення екологічної ситуації, яке зумовлене зростанням генерації вугільних ТЕС для регулювання змінного режиму генерації об'єктами відновлювальної енергетики.
- Ускладнення інтеграції ОЕС України до європейської мережі системних операторів ENTSO-E через невиконання відповідного плану дій в частині забезпечення автономної роботи ОЕС України впродовж одного року.
- Оголошення дефолту по взятим на себе зобов'язанням щодо підтримки об'єктів відновлювальної енергетики, що призведе до масових судових позовів інвесторів і зниження інвестиційної привабливості країни.

Таким чином, обсяг технічних та економічних викликів наразі досягнув критичного рівня і становить загрозу подальшому розвитку сектору відновлюваної енергетики в Україні.

У енергосистемі вже відчувається брак гнучкості генеруючих потужностей, яка необхідна для забезпечення інтеграції об'єктів із ВДЕ, особливо зі змінним графіком генерації. Це вже призводить до неекономічних режимів функціонування ОЕС.

Крім того, застосування в нових ринкових умовах команд диспетчера поза межами заявок на балансуєчому ринку, фактично призводить до утворення для таких виробників штучних небалансів, за які вони несуть фінансові збитки. Також, такі дії суттєво знижують надійність роботи станцій, особливо в умовах проходження осінньо-зимового періоду.

Ситуація ускладнюється низькою точністю прогнозування обсягів виробництва електричної енергії сонячними іта вітровими електростанціями через повну відсутність відповідальності за небаланс виробників електричної енергії з відновлюваних джерел (рис 1.2). А також, змінна, стохастична потужність таких станцій впродовж доби та суттєві відмінності графіків виробництва ними електроенергії навіть за суміжні дні.

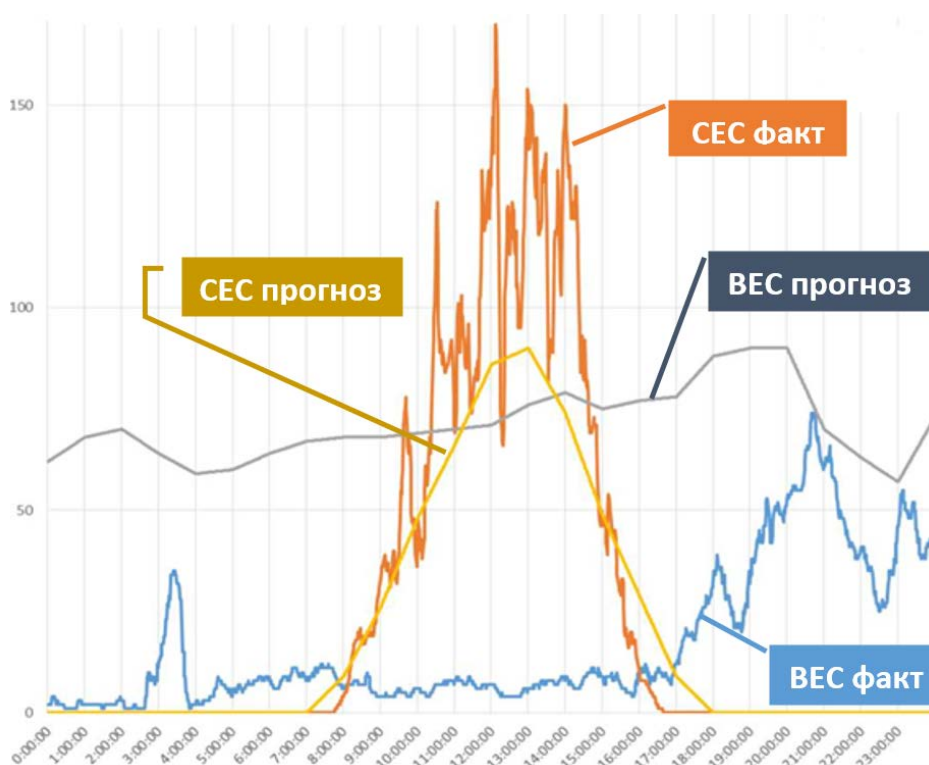


Рис. 1.2. Прогнозний та фактичний графіки генерації СЕС та ВЕС.



Також, регулярно спостерігається виникнення значного профіциту електричної енергії в ОЕС України, оскільки трейдерами та постачальниками закуповується більше електричної енергії, ніж це необхідно споживачам.

Це обумовлено відсутністю належної мотивації у зазначених учасників підвищувати точність прогнозування, оскільки фінансова відповідальність за спричинені небаланси є незначною. Так, встановлені НКРЕКП цінові обмеження граничної ціни балансуючої електроенергії складають лише +15% та -30% від граничних цін на ринку «на добу наперед» та «внутрішньодобовому» ринку і не призводять до значних фінансових збитків у випадку суттєвих похибок прогнозування графіків споживання електричної енергії та, відповідно, обсягів її закупівлі.

У підсумку, це призводить до виникнення в ОЕС України потужних небалансів, що не покриваються резервами, наявними на балансуючому ринку, та спричиняють багаточисленні команди диспетчерів поза наявним ранжиrom блоків для забезпечення операційної безпеки режиму електроенергетичної системи України.

Водночас, ситуація в Україні із розвитком відновлюваної енергетики не є якоюсь унікальною та такою, що не має вирішення. Так, технічні проблеми, які виникли при впровадженні значних потужностей ВЕС та СЕС в контексті забезпечення балансової надійності, обумовили швидкі темпи науково-технічного прогресу, спрямованого на їх вирішення, з подальшою швидкою комерціалізацією відповідних технологій.

До таких технологій можна віднести:

- Високоманеврену газову генерацію на базі газових турбін (найчастіше - це парогазові установки), або газопоршневих двигунів.
- Високоманеврену газову генерацію зі швидким стартом.
- Високоманеврені ГАЕС.
- Системи на базі систем акумулювання електричної енергії для підтримання частоти.

- Споживачі-регулятори на основі технологій акумулювання теплової енергії.
- Системи на базі систем акумулювання електричної енергії для перенесення потужності з періоду її «профіциту» в періоди її «дефіциту» («PowertoPower»).
- Системи на базі використання енергії сонця і вітру для електролізних виробництв тощо («PowertoGas»).

Комплексне використання таких технологій теоретично робить необмеженими можливості щодо інтеграції ВЕС та СЕС до складу ОЕС. Тому практично проблема розвитку відновлювальної енергетики на базі енергії вітру і сонця перейшла з технічного рівня на економічний, оскільки зростання потужності ВЕС та СЕС обумовлює необхідність постійних додаткових витрат на забезпечення балансової надійності ОЕС.

Враховуючи вищезазначене, основою для подальшого розвитку сектору відновлюваної енергетики в Україні має стати нова конкурентна модель підтримки («зелені» аукціони) і усунення балансових та мережевих обмежень у об'єднаній електроенергетичній системі України, що ускладнюють процес інтеграції об'єктів ВДЕ до ОЕС.

#### **1.4 Особливості впровадження відновлювальних джерел електричної енергії на напрузі 20 кВ**

В цілому, використання ВДЕ у країнах ЄС, набуло масового характеру в електроенергетичній галузі, а більшість країн станом на 2012 р. досягають встановлених цілей, хоча при цьому і висловлюють ряд застережень від надмірного економічного навантаження на національну економіку.

Після впровадження державного стимулювання у вигляді «Зеленого тарифу» в Україні стрімко почали вводитись в експлуатацію відновлювальні джерела електричної енергії. Найбільшого розповсюдження набули саме фотоелектричні станції через свою доступність, у порівнянні з іншими

нетрадиційними джерелами енергії. Електрична енергія з таких станцій видається в мережу на напрузі вище одного кіловольту. Але потужність джерел ВДЕ в Україні не настільки велика щоб використовувати найвищі класи напруг, тому здебільшого використовується напруга 6-10 кВ.

Однак електричні мережі 10 кВ, які до речі знаходяться в незадовільному стані, і так на межі перевантаження, а приєднання фотоелектричної станції потужністю навіть 50 кВт призведе до перевантаження ЛЕП і відповідно до спотворення всіх показників електроенергії. Слід зауважити що потужність СЕС або ВЕС не дуже велика, в порівнянні з традиційними АЕС або ТЕС, проте їхня потужність всеодно сягає кількох десятків мегават, що в будь-якому випадку забагато для мереж 6-10 кВ.

Тому, очевидно, що переведення таких електричних мереж на напругу 20 кВ сприятиме розвитку відновлювальної енергетики, адже приєднання нетрадиційних джерел енергії не матиме ніяких негативних наслідків для споживачів і електричної мережі в цілому. А власникам таких електростанцій це завдасть ніякого клопоту, адже ще на стадії проекту зміниться невелика частина обладнання з напруги 10 кВ на 20.

Отже, переведення електричних мереж з напруги 6-10 кВ на напругу 20 кВ не тільки зменшить втрати та збільшить пропускну здатність і надійність, а й призведе до стимулювання розвитку потужної альтернативної енергетики без залучення великих інвестицій для використання обладнання 35 кВ.

## **РОЗДІЛ 2 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРЕВЕДЕННЯ МІКРОРАЙОНУ МІСТА СУМИ НА НАПРУГУ 20 КВ НА ПРИКЛАДІ РОМЕНСЬКОГО МІКРОРАЙОНУ**

### **2.1 Підстави для виконання ТЕО**

Роменський мікрорайон міста Суми стрімко розвивається і в ньому ведеться активна забудова переважно приватних будинків, де власники в перспективі зможуть встановлювати дСЕС, тому постало питання спроможності існуючої мережі 6-10 кВ передавати існуючу та перспективну потужність до споживачів.

В обсязі цього ТЕО виконані:

- аналіз існуючої електричної мережі мікрорайону «Роменський»;
- розробка варіантів схеми виконання реконструкції мереж електропостачання;
- оцінка зміни втрат електричної потужності для варіантів приєднання;
- аналіз нормальних, ремонтно-аварійних та після аварійних режимів роботи електричної мережі мікрорайону «Роменський»
- визначення ефективності інвестицій при переведенні електричних мереж на напругу 20 кВ;
- розрахунок струмів КЗ для перевірки обладнання та перетину кабелів електропостачання;
- визначення черговості будівництва та реконструкції об'єктів електропостачання мікрорайону «Роменський»;
- визначення класу (наслідків) відповідальності, категорії складності та установленого строку експлуатації;
- визначення орієнтовної вартості та складу основного електротехнічного обладнання;

- організація мережі зв'язку та передачі даних системи АСУ ТП, АСКОВЕ;
- перегляд існуючої нормативної бази для можливості здійснення її коригування та рекомендації щодо розроблення нової нормативної бази для виконання переходу міських мереж на напругу 20 кВ;

## 2.2 Аналіз існуючої електричної мережі мікрорайону «Роменський»

На території мікрорайону «Роменський» на даний час розташовано такі РП-6 кВ:

- РП-16, який живиться по двох взаємо резервованих вводах від шин 6 кВ ПС 110/6 кВ «Жовтнева» (комірки № 16 та № 32);
- РП- 44, що живиться по двох взаємо резервованих вводах від шин 6 кВ ПС 110/6 кВ «Жовтнева» (комірки № 7 та № 22);
- РП-40, що живиться по двох взаємо резервованих вводах від шин 6 кВ ПС 110/6 кВ «Кіровська» ( комірки № 4 та № 34);
- РП-45, що живиться по двох взаємо резервованих вводах від шин 6 кВ ПС 110/6 кВ «Кіровська» ( комірки № 2А та № 41).

Ще один фідер (комірка №32) напругою 6 кВ від ПС 110/6 кВ «Жовтнева» живить КТП № 574, КТП № 383, КТП № 1047 та ТП № 252, розташовані в межах мікрорайону «Роменський».

Також заплановано перевести на напругу 20 кВ фідер «Семзавод» та фідер «Школа», що на даний час живиться від шин напругою 10 кВ ПС 35/10 кВ «Опитна» (комірки № 2 та № 15).

Проаналізувавши залишкову вартість обладнання та мереж можна зробити висновок, що 36 трансформаторних підстанцій 19 підстанцій вичерпали свій матеріальний ресурс повністю, так як дата вводу їх в експлуатацію починається в 60-х та 70-х роках минулого століття. 17

трансформаторних підстанцій мають залишкову балансову вартість 939388,16 грн, що становить 7% від початкової.

Залишкова балансова вартість РП-16, РП-40, РП-44 та РП-45 становить 37580 грн, що становить 1% від початкової. Залишкова балансова вартість КЛ-6 кВ та ПЛ-6 кВ мікрорайону «Роменський» становить 996604,72 грн, що складає приблизно 3% від початкової вартості.

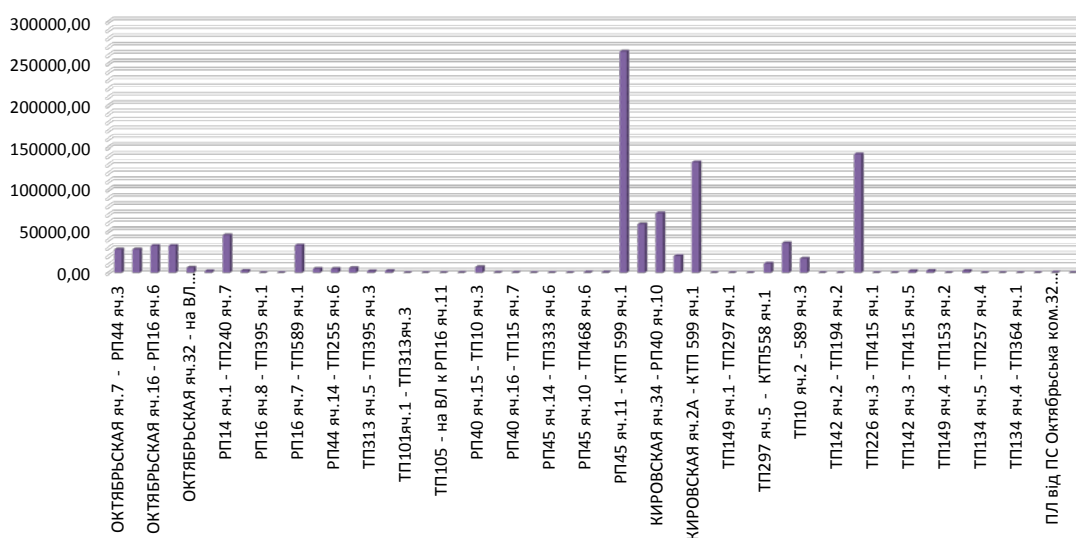


Рис 2.1 – Залишкова вартість ЛЕП мікрорайону

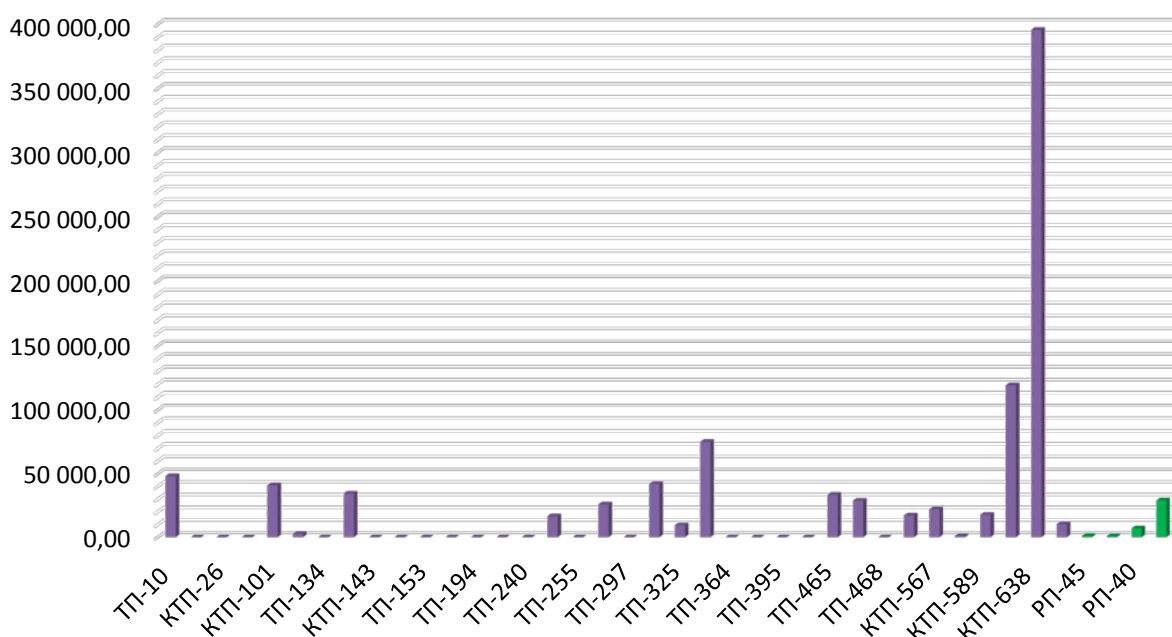


Рис 2.2 – Залишкова вартість електричного обладнання мікрорайону

### **2.3 Розробка варіантів схеми виконання реконструкції мереж електропостачання та визначення орієнтованої вартості та складу основного електротехнічного обладнання**

Розподільні електричні мережі напругою 6 кВ мікрорайону «Роменський» перебувають у незадовільному стані, що зумовлено високим рівнем фізичної і моральної зношеності електроустаткування, великими втратами електричної енергії при передачі, низьким рівнем автоматизації.

Зростання електричних навантажень мікрорайону «Роменський» призведе до технічного обмеження в мережах, а також створить проблеми забезпечення споживачів електроенергією в необхідній кількості та нормованої якості. Показники якості надання послуг з передачі та постачання електроенергії характеризуються індексами середньої тривалості відключень (SAIDI) та середньої частоти відключень (SAIFI) в мережі. Цільовий показник якості (SAIDI) для міської території встановлено 150 хвилин, для сільської - 300 хвилин. На сьогодні показник SAIDI на порядок перевищує нормовані показники, це означає необхідність скоротити середню тривалість перерв енергопостачання за 10 років майже в 5 разів. Одним із перспективних способів зменшення втрат електричної енергії в електричній мережі є застосування номінальної напруги 20 кВ замість існуючих 6 кВ та 10 кВ.

Для переведення мереж електропостачання на напругу 20 кВ вибрано територію, де:

- існуюче обладнання 6 кВ та 10 кВ зношені приблизно на 90%;
- існуючі мережі 6 кВ та 10 кВ мають низьку пропускну здатність;
- мікрорайон активно забудовується і збільшення споживаної потужності потребує будівництва нової ПС 110 кВ.

До розгляду запропоновано 3 варіанти по реконструкції існуючих об'єктів електропостачання та будівництва нових.

**Варіант 1:**

- будівництво нової двотрансформаторної ПС 110/20 кВ по схемі 110-12 з обхідною системою шин та двома робочими системами шин по напрузі 110 кВ, з силовими трансформаторами потужністю 2x16 МВА, з сучасним розподільним обладнанням на стороні 20 кВ;
- реконструкція існуючих РП та ТП з заміною високовольтного обладнання на сучасне обладнання напругою 20 кВ;
- реконструкція існуючих мереж 6 кВ та 10 кВ з переведенням частини існуючих кабельних ліній на повітряні лінії з ізольованими проводами, довжина проєктованих ПЛІ буде 38411м, проєктованих КЛ-550м.
- будівництво для нових забудовників нових трансформаторних підстанцій кіоскового типу потужністю 1x400 кВА напругою 20/0,4 кВ.

З врахуванням збільшення навантаження в перспективі та для завантаження силових трансформаторів на 85%, прийнято до встановлення трансформатори потужністю 2x16 МВА.

**Варіант 2:**

- будівництво нової двотрансформаторної ПС 110/20 кВ по схемі 110-12 з обхідною системою шин та двома робочими системами шин по напрузі 110 кВ, з силовими трансформаторами потужністю 2x16 МВА, з сучасним розподільним обладнанням на стороні 20 кВ;
- реконструкція існуючих РП та ТП з заміною високовольтного обладнання на сучасне обладнання напругою 20 кВ;
- реконструкція існуючих мереж 6 кВ та 10 кВ з заміною існуючих КЛ на нові КЛ-20 кВ, заміною існуючих ПЛ на ПЛІ: довжина нових ПЛІ-28395м, нових КЛ-16308м;



- будівництво для нових забудовників мікрорайону «Роменський» нових трансформаторних підстанцій кіоскового типу потужністю 1х400 кВА напругою 20/0,4 кВ.

З врахуванням збільшення навантаження в перспективі та для завантаження силових трансформаторів на 85%, прийнято до встановлення трансформатори потужністю 2х16 МВА.

### **Варіант 3:**

- а) будівництво нової двотрансформаторної ПС 110/20 кВ по схемі 110-12 з обхідною системою шин та двома робочими системами шин по напрузі 110 кВ, з силовими трансформаторами потужністю 2х16 МВА, з сучасним розподільним обладнанням на стороні 20 кВ;
- б) реконструкція існуючих РП та ТП з заміною високовольтного обладнання на сучасне обладнання напругою 20 кВ;
- в) реконструкція існуючих мереж 6 кВ та 10 кВ з переведенням частини існуючих кабельних ліній на повітряні лінії з ізольованими проводами, довжина проєктованих ПЛЛ буде 41826м, проєктованих КЛ-12144м;
- г) будівництво для нових забудовників мікрорайону «Роменський» нових трансформаторних підстанцій щоглового типу потужністю 1х 63 кВА напругою 20/0,4 кВ, при цьому довжина всіх ліній 0,4 кВ не буде перевищувати 200м.

З врахуванням збільшення навантаження в перспективі та для завантаження силових трансформаторів на 85%, прийнято до встановлення трансформатори потужністю 2х16 МВА.

Таблиця 2.1 – Порівняння вартості заміни високовольтного обладнання:

№ варіанту	Заміна існуючого високовольтного обладнання на напругу 10 кВ	Заміна існуючого високовольтного обладнання на напругу 20 кВ
Варіант 1	41 922 910 грн	46 085 410 грн
Варіант 2	41 922 910 грн	46 085 410 грн
Варіант 3	79 925 500 грн	84 588 220 грн

Вартість реконструкції існуючих об'єктів та проектування нових приймалось по СОЦ-Н МЕВ 45.2-37471933-44:2011 «Укрупнені показник вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ЛЕП напругою від 0,38 кВ до 150 кВ.»

Нижче наведені таблиці порівняння вартості варіантів реконструкції існуючих об'єктів та проектування нових.

Таблиця 2.2 – Загальна вартість реконструкції для варіанту 1

Напруга	6 кВ	20 кВ
Вартість будівництва та реконструкції ТП і РП мікрорайону «Роменський»	41 922 910 грн	46 085 410 грн
Вартість реконструкції мереж (КЛ та ПЛ)	50 427 483 грн	42 745 203 грн
Вартість будівництва ПС 110 кВ «Роменська»	92 623 396 грн	105 237 450 грн.
<b>Загальна вартість</b>	<b>184 973 750 грн</b>	<b>194 068 063 грн.</b>

Таблиця 2.3 – Загальна вартість реконструкції для варіанту 2

Напруга	6 кВ	20 кВ
Вартість будівництва та реконструкції ТП і РП мікрорайону «Роменський»	41 922 910 грн	46 085 410 грн
Вартість реконструкції мереж (КЛ та ПЛ)	183 399 868,38 грн	123 019 200,65 грн
Вартість будівництва ПС 110 кВ «Роменська»	92 623 396 грн	105 237 450 грн.
<b>Загальна вартість</b>	<b>294946174,38грн.</b>	<b>274 342 060,7 грн</b>

Таблиця 2.4 – Загальна вартість реконструкції для варіанту 3

Напруга	6 кВ	20 кВ
Вартість будівництва та реконструкції ТП і РП мікрорайону «Роменський»	76 925 500 грн	84 588 220 грн.
Вартість реконструкції мереж (КЛ та ПЛ)	212 368 013,27 грн	157 503 601,17 грн.
Вартість будівництва ПС 110 кВ «Роменська»	92 623 396 грн	105 237 450 грн.
<b>Загальна вартість</b>	<b>381 916 909,27 грн.</b>	<b>347 329 271,17 грн.</b>

### Порівняння загальної вартості при напрузі 6 та 20 кВ

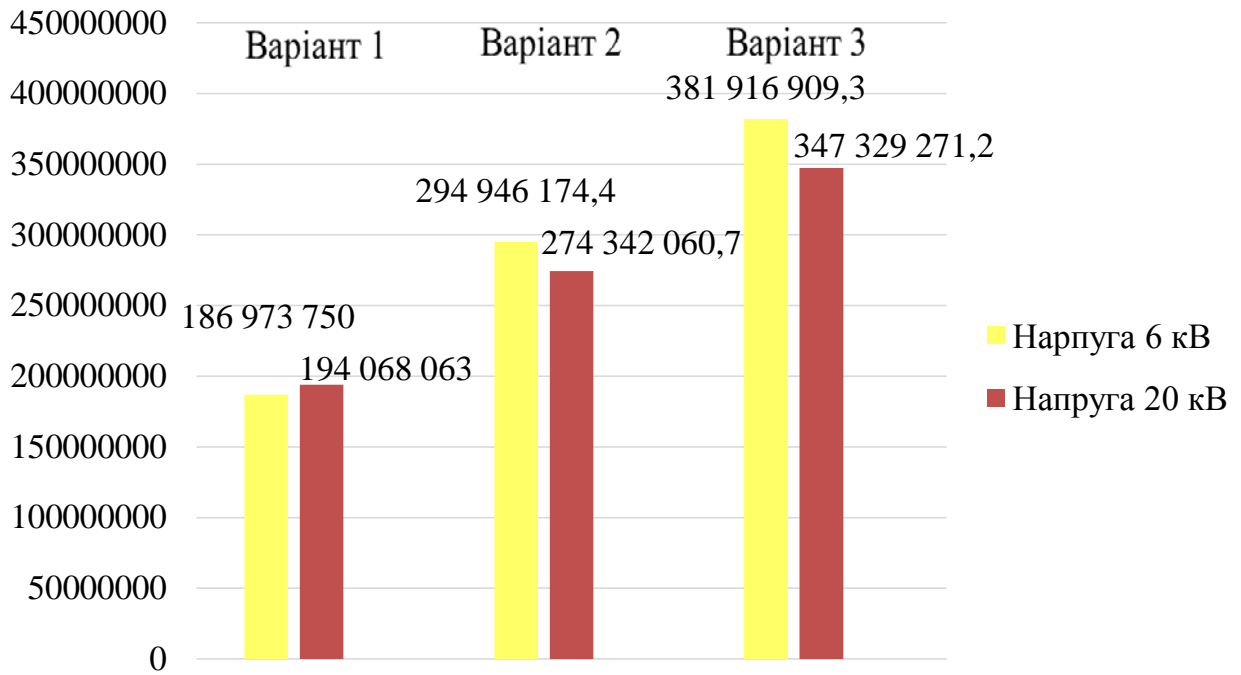


Рис. 2.3 – Порівняння вартості реконструкції для всіх варіантів

Таблиця 2.5 – Порівняння втрат електроенергії для варіанту 1

Варіант 1. Порівняння втрат електроенергії при напрузі 6(10) та 20 кВ				
	для $U_n$ 6(10)кВ	для $U_n$ 20кВ	Різниця між $U_n$ 6(10)кВ і 20кВ	Відсоткове відношення 6(10) кВ до 20 кВ (%)
Втрати в трансформаторі 16 МВА Рх	21	26,25	-5,25	80,00%
Втрати в трансформаторі 16 МВА Рк	86	103,2	-17,20	83,33%
Втрати активної потужності в трансформаторі 16 МВА	87,12	105,59	-18,47	82,50%
Втрати в ПЛ	1 735,77	236,75	1 499,02	733,17%
Втрати в КЛ	14,20	2,89	11,31	491,78%
Втрати активної потужності в ТП 63 кВА (3 тр-рів)	2,68	3,07	-0,39	87,29%
Втрати активної потужності в ТП 100 кВА (4 тр-рів)	5,35	5,43	-0,08	98,53%
Втрати активної потужності в ТП 160 кВА (5 тр-рів)	8,94	10,48	-1,54	85,31%
Втрати активної потужності в ТП 250 кВА (25 тр-рів)	59,86	68,02	-8,16	88,00%
Втрати активної потужності в ТП 400 кВА (69 тр-рів)	261,46	261,46	0,00	100,00%
Втрати активної потужності в ТП 630 кВА (16 тр-рів)	79,24	88,46	-9,22	89,58%
Загальні втрати (кВт)	2 254,63	782,15	1 450,03	288,26%
Загальні річні втрати електроенергії (кВт.год)	8 116 653,25	2 815 738,48	5 220 094,77	288,26%
Грошовий еквівалент (грн)	13 635 977,45	4 730 440,65	8 769 759,21	288,26%

**Варіант 1. Порівняння втрат електроенергії при напрузі 6 та 20 кВ**

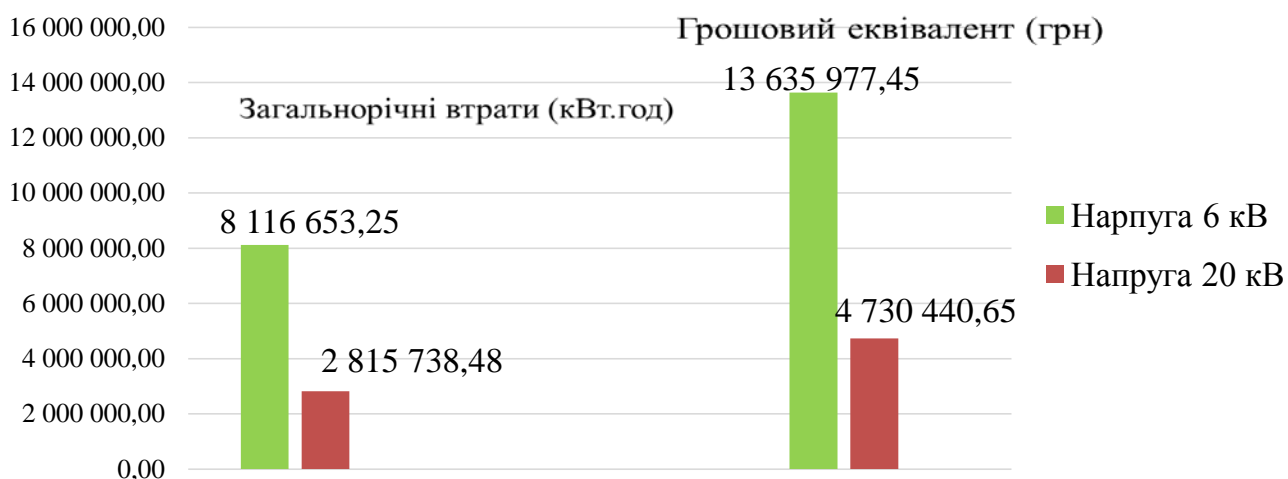


Рис 2.4 – Порівняння втрат електроенергії для варіанту 1

Таблиця 2.6 – Порівняння втрат електроенергії для варіанту 2

Варіант 2. Порівняння втрат електроенергії при напрузі 6(10) та 20 кВ				
	для $U_n$ 6(10)кВ	для $U_n$ 20кВ	Різниця між $U_n$ 6(10)кВ і 20кВ	Відсоткове відношення 6(10) кВ до 20 кВ (%)
Втрати в трансформаторі 16 МВА $P_x$	21	26,25	-5,25	80,00%
Втрати в трансформаторі 16 МВА $P_k$	86	103,2	-17,20	83,33%
Втрати активної потужності в трансформаторі 16 МВА	87,12	105,59	-18,47	82,50%
Втрати в ПЛ	1 283,15	175,01	1 108,14	733,17%
Втрати в КЛ	421,11	85,63	335,48	491,78%
Втрати активної потужності в ТП 63 кВА (3 тр-рів)	2,68	3,07	-0,39	87,29%

Втрати активної потужності в ТП 100 кВА (4 тр-рів)	5,35	5,43	-0,08	98,53%
Втрати активної потужності в ТП 160 кВА (5 тр-рів)	8,94	10,48	-1,54	85,31%
Втрати активної потужності в ТП 250 кВА (25 тр-рів)	59,86	68,02	-8,16	88,00%
Втрати активної потужності в ТП 400 кВА (69 тр-рів)	261,46	261,46	0,00	100,00%
Втрати активної потужності в ТП 630 кВА (16 тр-рів)	79,24	88,46	-9,22	89,58%
Загальні втрати (кВт)	2 208,92	803,16	1 383,31	275,03%
Загальні річні втрати електроенергії (кВт.год)	7 952 112,39	2 891 372,20	4 979 920,19	275,03%
Грошовий еквівалент (грн)	13 359 548,81	4 857 505,29	8 366 265,92	275,03%

### Варіант 2. Порівняння втрат електроенергії при напрузі 6 та 20 кВ

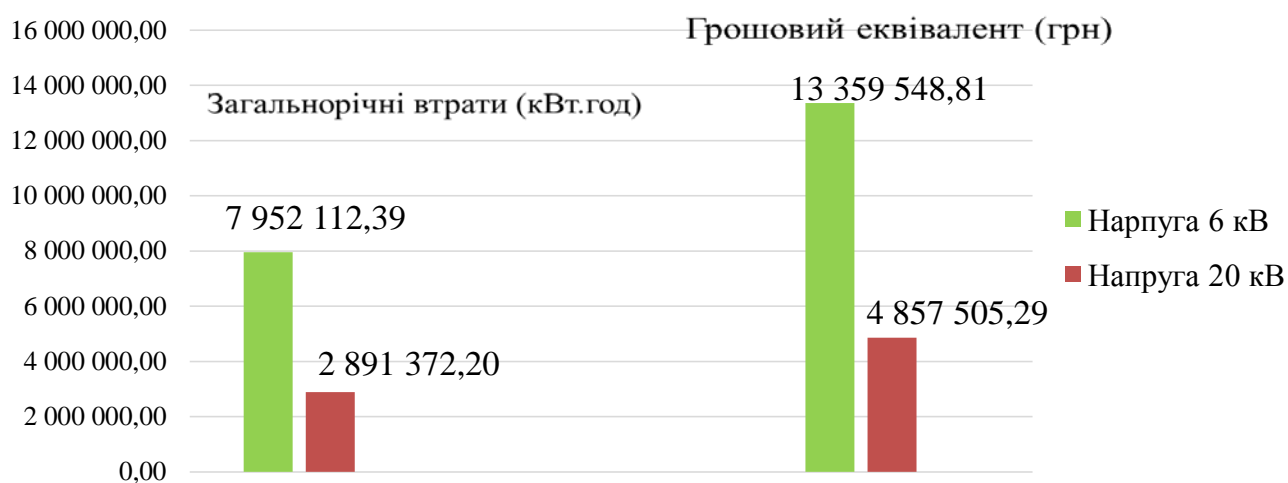


Рис 2.5 – Порівняння втрат електроенергії для варіанту 2

Таблиця 2.7 – Порівняння втрат електроенергії для варіанту 3

Варіант 3. Порівняння втрат електроенергії при напрузі 6(10) та 20 кВ				
	для $U_n$ 6(10)кВ	для $U_n$ 20кВ	Різниця між $U_n$ 6(10)кВ і 20кВ	Відсоткове відношення 6(10) кВ до 20 кВ (%)
Втрати в трансформаторі 16 МВА Рх	21	26,25	-5,25	80,00%
Втрати в трансформаторі 16 МВА Рк	86	103,2	-17,20	83,33%
Втрати активної потужності в трансформаторі 16 МВА	87,12	105,59	-18,47	82,50%
Втрати в ПЛ	1 938,19	264,12	1 674,07	733,83%
Втрати в КЛ	321,57	65,33	256,24	492,22%
Втрати активної потужності в ТП 63 кВА (237 тр-рів)	194,37	223,21	-28,84	87,08%
Втрати активної потужності в ТП 100 кВА (4 тр-рів)	5,35	5,43	-0,08	98,53%
Втрати активної потужності в ТП 160 кВА (5 тр-рів)	8,94	10,48	-1,54	85,31%
Втрати активної потужності в ТП 250 кВА (23 тр-рів)	55,12	62,64	-7,52	88,00%
Втрати активної потужності в ТП 400 кВА (39 тр-рів)	148,18	148,18	0,00	100,00%
Втрати активної	79,24	88,46	-9,22	89,58%



потужності в ТП 630 кВА (16 тр-рів)				
Загальні втрати (кВт)	2 838,09	973,46	1 842,19	291,55%
Загальні річні втрати електроенергії (кВт.год)	10 217 126,72	3 504 439,21	6 631 867,51	291,55%
Грошовий еквівалент (грн)	772,89	5 887 457,87	11 141 537,42	291,55%

### Варіант 3. Порівняння втрат електроенергії при напрузі 6 та 20 кВ

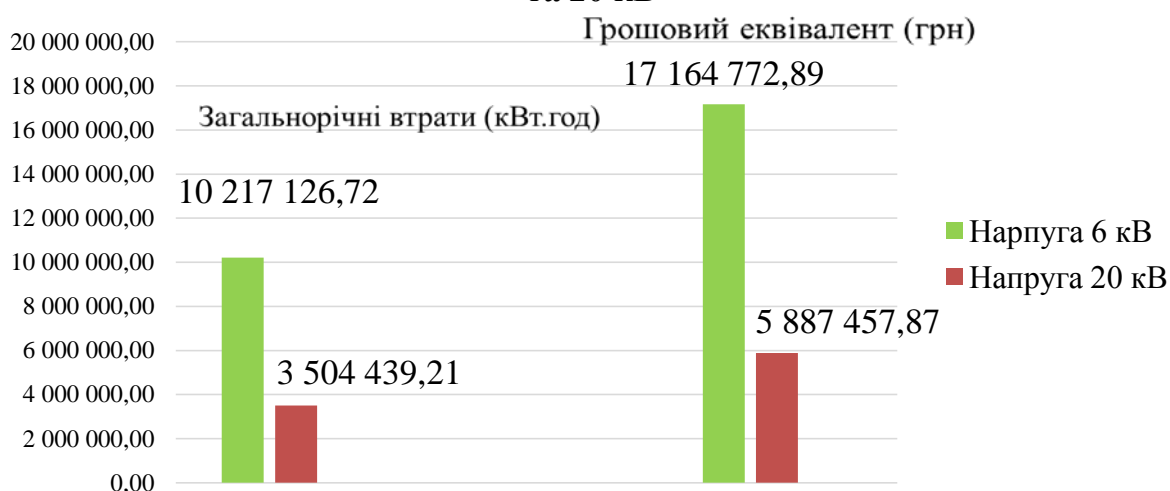


Рис 2.6 – Порівняння втрат електроенергії для варіанту 3

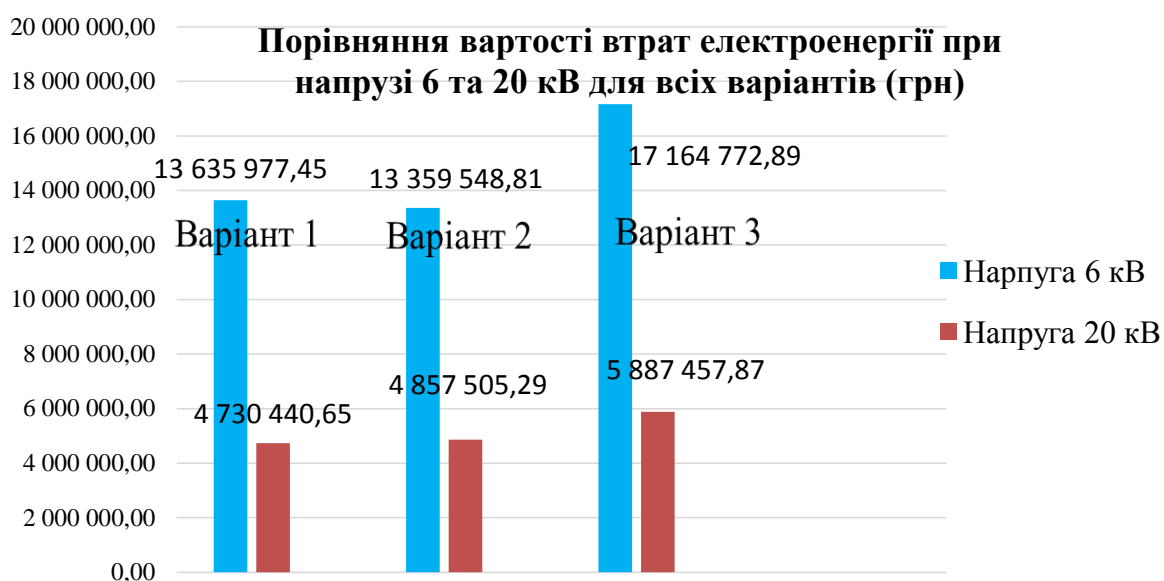


Рис 2.7 – Порівняння втрат електроенергії для трьох варіантів

Таблиця 2.8 – Розрахункові навантаження ПС для варіанту 1

Розрахункові навантаження підстанцій Роменського мікрорайону (Варіант 1)				
	Встановлена потужн. $S_n$ (кВА)	Реальна (розрахункова) потужність $S_p$ (кВА)	Розрах. струм $I_p$ (А) для 10кВ	Розрах. струм $I_p$ (А) для 20кВ
Існуючі ПС	31851	7177,91	445,61	222,8
Нові ПС	11850	10285	593,8	296,9
Разом	43701	17462,91	1039,41	519,7

Таблиця 2.9 – Розрахункові навантаження ПС для варіанту 2

Розрахункові навантаження підстанцій Роменського мікрорайону (Варіант 2)				
	Встановлена потужн. $S_n$ (кВА)	Реальна (розрахункова) потужність $S_p$ (кВА)	Розрах. струм $I_p$ (А) для 10кВ	Розрах. струм $I_p$ (А) для 20кВ
Існуючі ПС	31851	7177,91	445,61	222,8
Нові ПС	11850	10285	593,8	296,9
Разом	43701	17462,91	1039,41	519,7

Таблиця 2.10 – Розрахункові навантаження ПС для варіанту 3

Розрахункові навантаження підстанцій Роменського мікрорайону (Варіант 3)				
	Встановлена потужн. $S_n$ (кВА)	Реальна (розрахункова) потужність $S_p$ (кВА)	Розрах. струм $I_p$ (А) для 10кВ	Розрах. струм $I_p$ (А) для 20кВ
Існуючі ПС	31851	7177,91	445,61	222,8
Нові ПС	14236	12100	698,63	349,31
Разом	46087	19277,91	1144,24	572,11

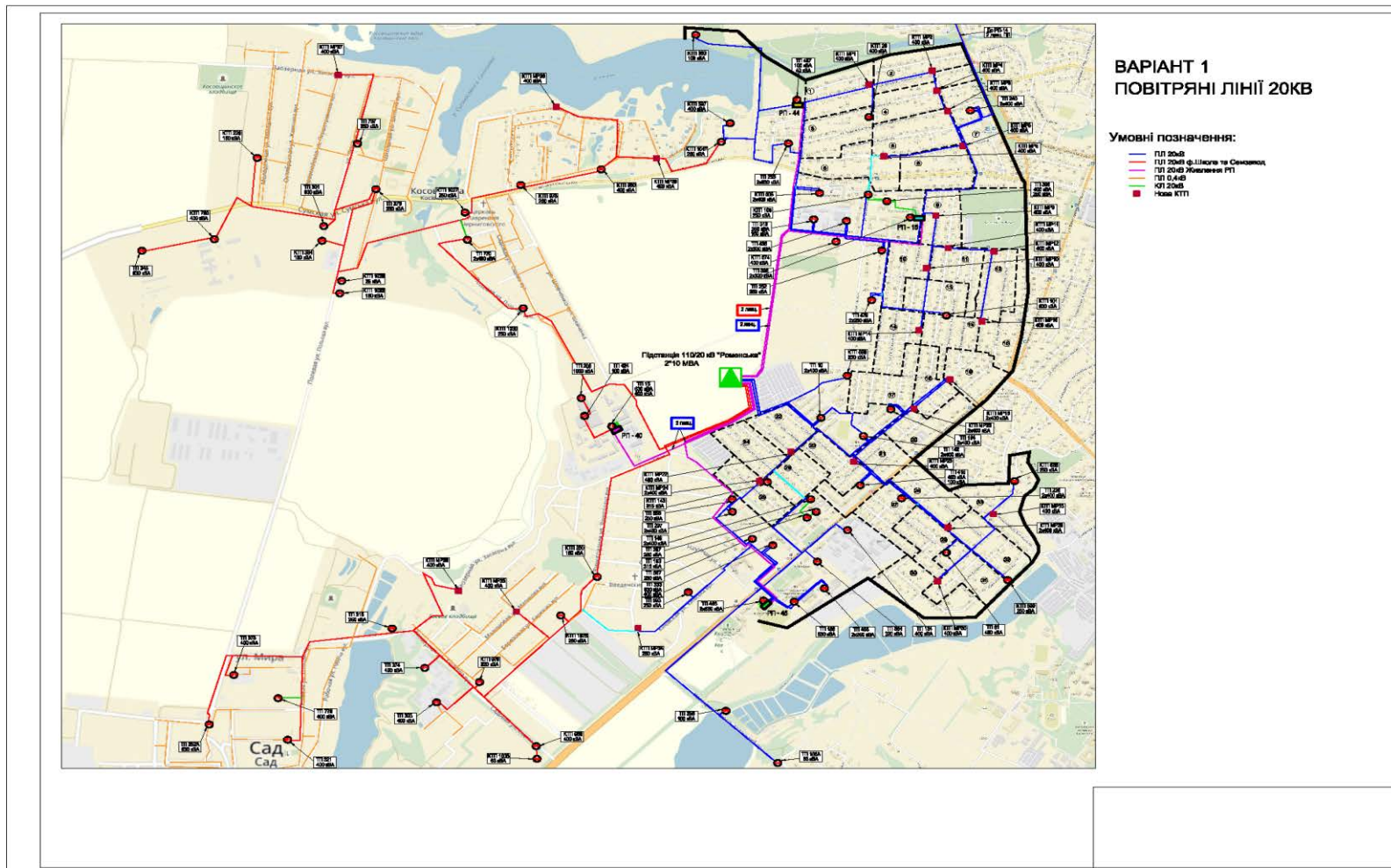


Рис. 2.8 – Розташування ТП та проведення ПЛ для варіанту 1

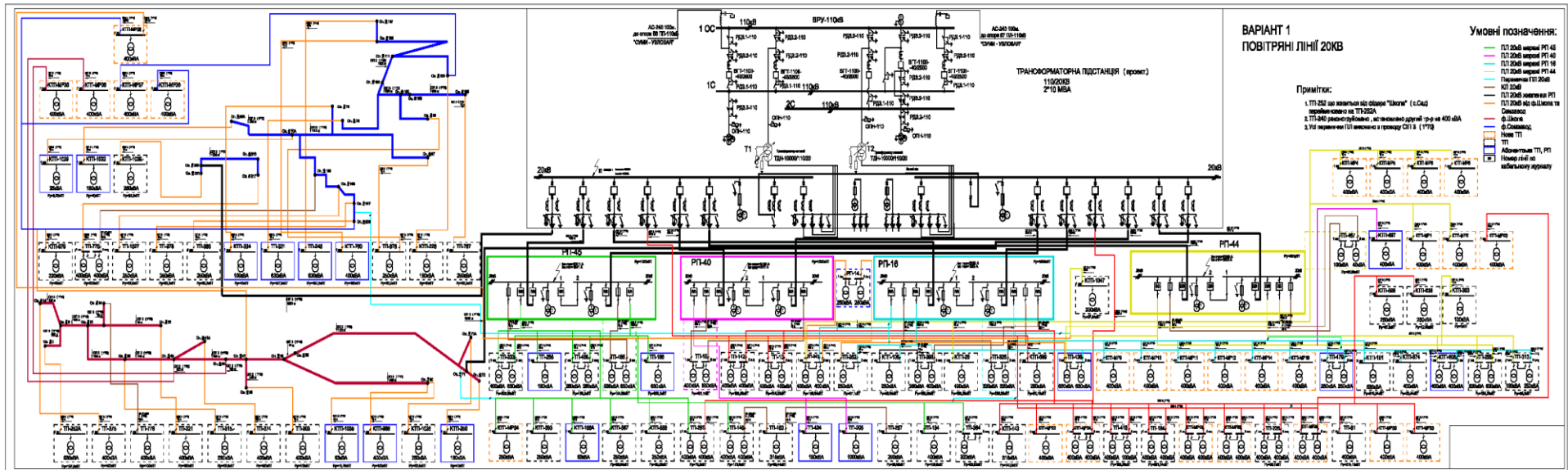


Рис. 2.9 – Принципова схема ПС та ТП для варіанту 1

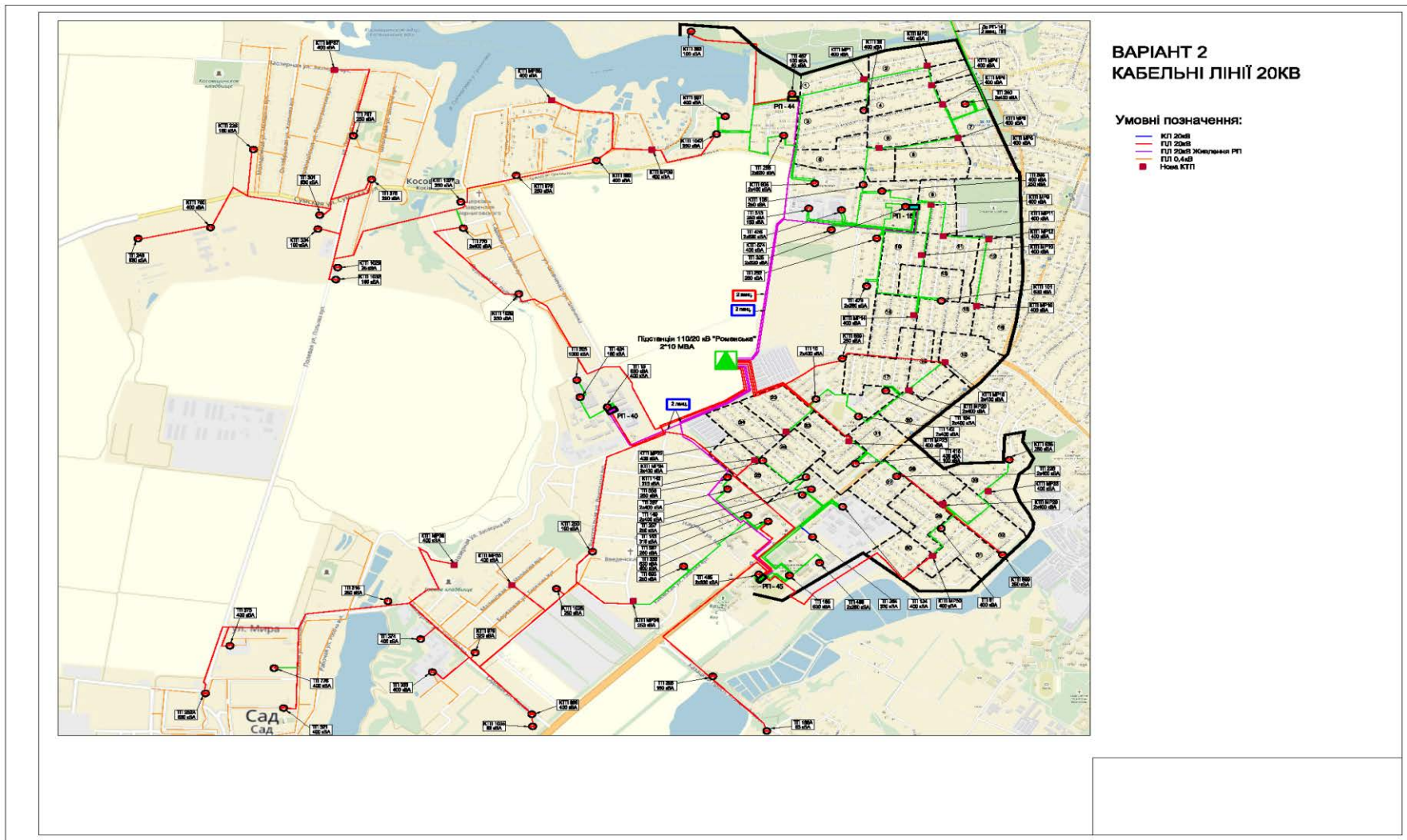


Рис. 2.10 – Розташування ТП та проведення ПЛ та КЛ для варіанту 2



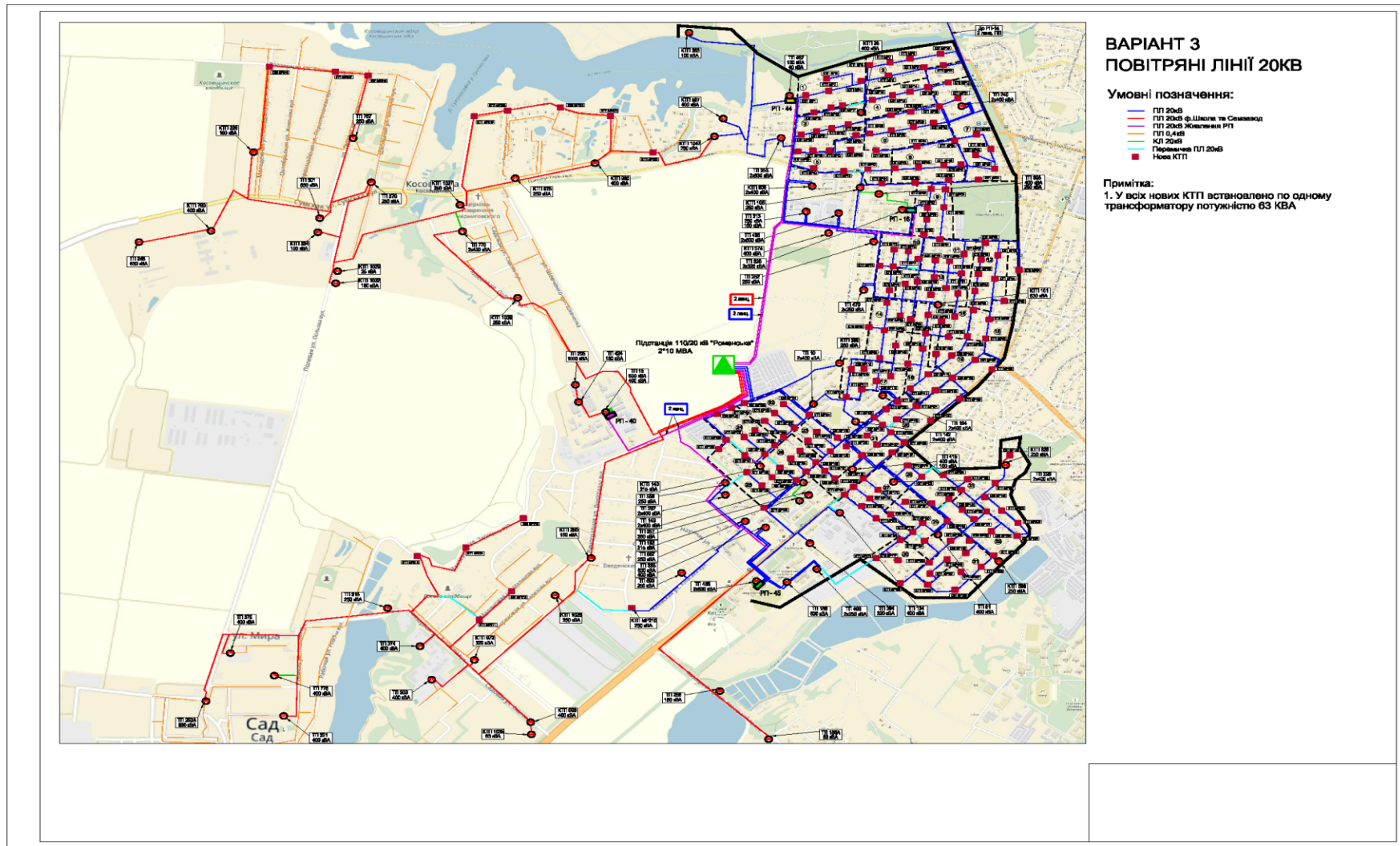


Рис. 2.12 – Розташування ТП та проведення ПЛ для варіанту 3



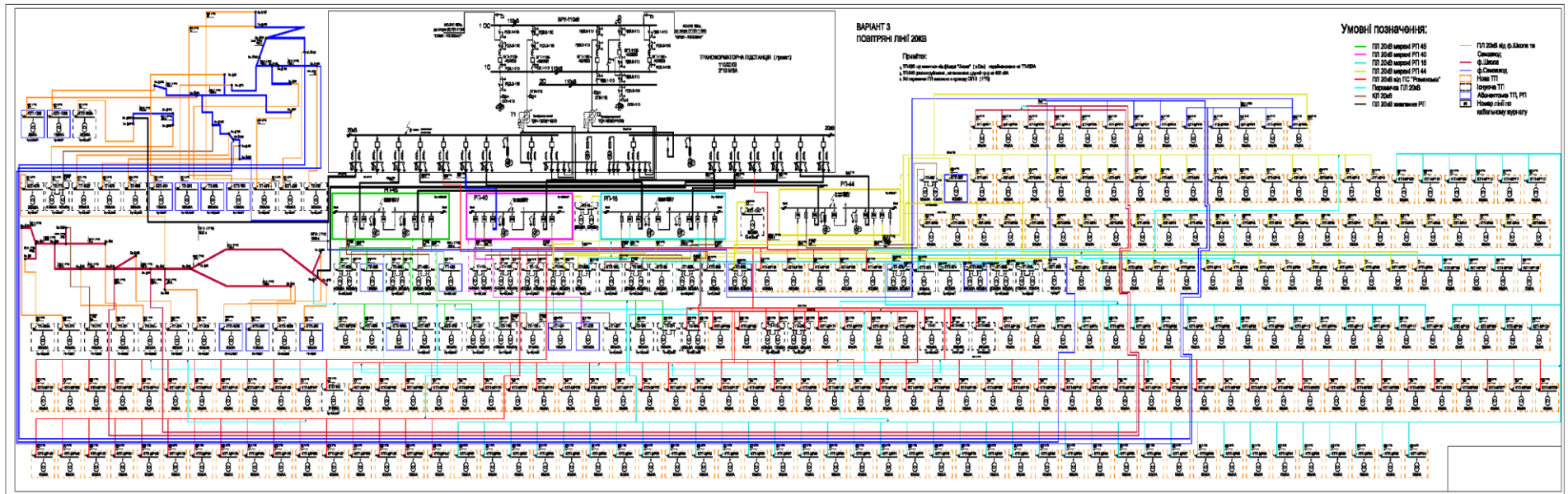


Рис. 2.13 – Принципова схема ПС та ТП для варіанту 3

## 2.4 Розрахунок економічної ефективності інвестицій при переведенні електричних мереж на напругу 20 кВ

Для розрахунку терміну окупності реконструкції електричної мережі мікрорайону «Роменський» прийнято тариф 168 коп./кВт.год, з наступним розподілом коштів:



Рис 2.14 – Структура вартості електроенергії

Кошти на розвиток складають 33% від загальної вартості ел. енергії , що становить 55,44 коп./кВт.год.

Середньорічний термін використання ел. енергії 3600 годин.

Середньорічна спожита електроенергія (кВт.год):

Таблиця 2.11 – Порівняння термінів окупності трьох варіантів

Показник	Варіант 1	Варіант 2	Варіант 3
Середньорічна спожита електроенергія (кВт.год):	74 541 132	74 541 132	75 449 916
Надходження на розвиток за рік (грн.)	41 325 604	41 325 604	41 829 433,43
Вартість будівництва нових та реконструкції існуючих ТП та РП (тис.грн) для напруги 6 кВ	184 973 750	294 946 174,38	381 916 909,27
Вартість будівництва нових та реконструкції існуючих ТП та РП (тис.грн) для напруги 20 кВ	194 068 063	274 342 060,7	347 329 271,17
Термін окупності для напруги 6 кВ (років)	4,47	7,13	9,13
Термін окупності для напруги 20 кВ (років)	4,69	6,63	8,3

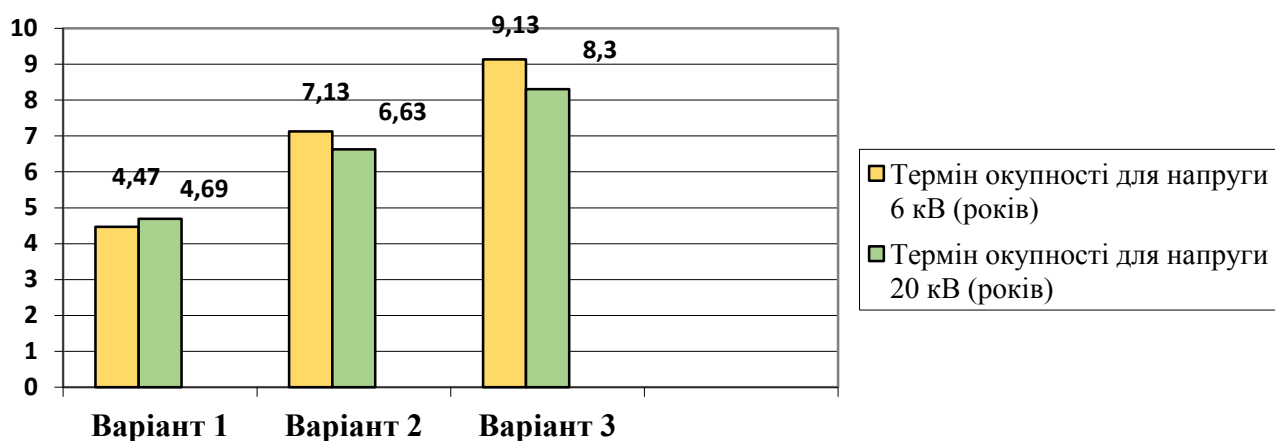


Рис 2.15 – Порівняння термінів окупності трьох варіантів

## 2.5 Розрахунок струмів К.З. для перевірки обладнання та перетину кабелів електропостачання

Однією з умов по вибору обладнання та перетину кабелів електропостачання є струм короткого замикання в мережах. Чим менше струм К.З. в мережах, тим менші затрати на придбання електротехнічного обладнання.

Вихідні дані для виконання розрахунків на ПС 110/20 кВ «Роменська» параметри силового трансформатора  $S_{\text{НОМ}} = 16000$  кВа;  $U_{\text{НОМ}} = 21$  кВ;  $\Delta P_{\text{к}} = 103,2$  кВт;  $U_{\text{к}} = 10,5\%$ ;  $\Delta P_{\text{х}} = 26,25$  кВт;

Таблиця 2.12 – Результати розрахунку струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання при напрузі 6 та 20 кВ для ПС "Роменська"					
	На шинах ПС "Роменська"	РП-45	РП-40	РП-16	РП-44
Довжина лінії l(км)	0,000	1,500	0,880	1,400	1,317
Потужність тр-ра (МВА)	16				
$U_{\text{к}}$ (%)	10,5				
$\Delta P_{\text{к}}$ (кВт)	86				
Активний опір тр-ра при $U_{\text{н}}$ 6,3 кВ (Ом)	0,21333375				
Індуктивний опір тр-ра при $U_{\text{н}}$ 6,3 кВ (Ом)	0,260465625				
Активний опір тр-ра при $U_{\text{н}}$ 21 кВ (Ом)	2,370375				
Індуктивний опір тр-ра при $U_{\text{н}}$ 21 кВ (Ом)	2,8940625				

Активний опір кабелю АПвБП 3 (1*150/70) Ом/км	0,2		0,42		
Індуктивний опір кабелю АПвБП 3 (1*150/70) Ом/км	0,074		0,116		
Повний опір при $U_n$ 6,3 кВ	0,337	0,634	0,508	0,613	0,596
Повний опір при $U_n$ 21 кВ (Ом)	3,741	4,291	4,060	4,254	4,223
Струм короткого замикання при $U_n$ 6,3 кВ (Max) (кА)	10,803	5,740	7,167	5,932	6,101
Струм короткого замикання при $U_n$ 6,3 кВ (Min) (кА)	7,202	3,827	4,778	3,955	4,068
Струм короткого замикання при $U_n$ 21 кВ (Max) (кА)	3,241	2,825	2,986	2,850	2,871
Струм короткого замикання при $U_n$ 21 кВ (Min) (кА)	2,161	1,884	1,991	1,900	1,914

Очевидно, що струми К.З. при напрузі 20 кВ значно менші ніж при напрузі 6 кВ.

## **2.6 Визначення черговості будівництва та реконструкції об'єктів електропостачання мікрорайону «Роменський»**

Визначення черговості будівництва та реконструкції здійснювалось за принципом мінімізації збитків від перерви в електропостачанні.

Пропонується виконувати роботи в такому порядку:

1-ша черга – будівництво нової двотрансформаторної

ПС 110/20 кВ по схемі 110-12 ВРУ-110 кВ з силовими трансформаторами потужністю 2x16 МВА з РП- 20кВ на сучасному обладнанні;

2-га черга – будівництво нових трансформаторних підстанцій напругою 20/0,4 кВ на території новобудов та підключення їх до фідерів РП-20кВ ПС

110/20кВ «Роменська» будівництвом повітряних ліній 20 кВ з ізольованими проводами ПЛІ;

3-тя черга – реконструкція 1-ї секції існуючих РП-16, РП-40, РП-44, РП-45 з заміною комірок 6 кВ на комірки напругою 20кВ, з відключенням живлення 1-ї секції всіх РП від ПС «Кіровська» та ПС «Жовтнева». Реконструкція 1-ї секції шин існуючих ТП 6/0,4 кВ, які живляться від 1-ї секції шин відповідних РП, з заміною високовольтного обладнання на обладнання 20 кВ та заміною силових трансформаторів 1-ї секції. Живлення споживачів здійснюється від 2-ї секції відповідних РП та ТП. Для одно трансформаторних ТП виконуються перемички із ПЛІ-20 кВ, які в подальшому будуть використовуватись для постійної схеми електропостачання по напрузі 20 кВ;

4-та черга – реконструкція 2-ї секції шин існуючих РП-16, РП-40, РП-44, РП-45 та 2-ї секції шин ТП 6/0,4 кВ з заміною високовольтного обладнання на обладнання 20 кВ та заміною силових трансформаторів 2-ї секції. Живлення споживачів здійснюється від 1-ї секції відповідних РП та ТП, які вже переведні на напругу 20 кВ, а також від фідерів нової ПС 110/20 кВ «Роменська».

## **2.7 Перегляд існуючої нормативної бази для можливості здійснення її коригування та рекомендації щодо розроблення нової нормативної бази для виконання переходу міських мереж на напругу 20 кВ**

Нормативна база по мережах 20 кВ необхідна для проектування:

- повітряних та кабельних ліній;
- трансформаторних підстанцій 20/0,4 кВ;
- розподільних пристроїв 20 кВ.

При перегляді «Правил влаштування електроустановок» 2016 очевидно, що для проектування КЛ 20 кВ та ПЛ 20 кВ:

- є дані про допустимі тривалі струми кабелів напругою 20 кВ з паперовою просоченою ізоляцією в разі прокладання їх в повітрі, землі та воді, див. табл. 1.3.22 та 1.3.23 ПУЕ-2016;
- є дані про допустимі тривалі струми кабелів напругою до 35 кВ з ізоляцією із зшитого поліетилену див. табл. 1.3.34, 1.3.35, 1.3.36, 1.3.37 ПУЕ-2016;
- є дані про допустимі тривалі струми для неізольованих проводів, див. табл. 1.3.42 ПУЕ-2016;

Вимоги розділу 2.5 ПУЕ-2016 поширюються також на повітряні лінії електропередачі напругою 20 кВ, приведені відстані між фазами на опорі для 20 кВ.

- при проектуванні відкритих розподільних установок це розділ 4.2 ПУЕ-2016 має нормативні вимоги конкретно для установок 20 кВ, див. нормативи до найменших відстаней у просвіті в табл. 4.2.1;
- при проектуванні закритих розподільних установок та підстанцій це розділ 4.2 ПУЕ-2016 має нормативні вимоги конкретно для установок 20 кВ, див. нормативи до найменших відстаней у просвіті в табл. 4.2.3.

Що стосується встановлення силових трансформаторів, то вимоги по їх установці стосуються їх потужності та кількості трансформаторної оливи, а вимоги до напруги 20 кВ аналогічні, як і до 35 кВ.

Висновки:

- існують нормативні вимоги для проектування повітряних ліній ПЛІ та ПЛІІ на напругу 20 кВ;
- існують нормативні вимоги для проектування закритих та відкритих РП та ТП на напругу 20 кВ;
- відсутні типові серії по монтажу неізольованих та ізольованих проводів на опорах та виробники комплектних конденсаторних установок на напругу 20 кВ;

## РОЗДІЛ 3 ВИБІР РЕЖИМУ ЗАЗЕМЛЕННЯ НЕЙТРАЛІ

### 3.1 Загальні положення

Нейтралями електроустановок називають спільні точки обмоток генераторів і трансформаторів, з'єднаних у зірку. Вид зв'язку нейтралей електричних апаратів із землею в значній мірі визначає рівень ізоляції електроустановок та вибір комутаційної апаратури, значення перенапруг та способи їх обмеження, струми при однофазних замиканнях на землю, умови роботи релейного захисту, безпеки в електричних мережах тощо.

На сьогоднішній день в Україні найбільшої популярності набуло виконання розподільчих мереж напругою 6-35 кВ з ізолюваною, або компенсованою нейтраллю через дугогасний реактор. Основною перевагою таких систем є відсутність КЗ на землю у мережах з ізолюваною та компенсованою нейтраллю, що не призводить до відключення пошкодженої фази, отже електроустановки на непошкоджених фазах можуть продовжувати працювати і здатні забезпечувати споживачів електроенергією без перерви електропостачання. Однак ця перевага завжди супроводжується наступними суттєвими негативними явищами:

- у разі металевого ОЗЗ напруга на непошкоджених фазах збільшується до лінійної, що зумовлює необхідність виконання фазної ізоляції на лінійну напругу а також становить небезпеку для ізоляції кабельних мереж;
- у разі замикання на землю з'являються значні дугові перенапруги, що сприяють переходу ОЗЗ в дво- та трифазні замикання, появі багатомісних пошкоджень по всій мережі;
- режим ОЗЗ може призводити до розвитку ферорезонансних перенапруг в ланцюгах намагнічування вимірювальних трансформаторів, електродвигунів та іншого обладнання;



- підвищується небезпека ураження струмом людей та тварин через значну тривалість режиму роботи мережі з однофазним замиканням.

Враховуючи той факт, що до 80% від загальної кількості електричних пошкоджень в мережах 6-35 кВ є однофазні замикання на землю – ОЗЗ, доцільність застосування режиму ізольованої нейтралі було переглянуто.

Для прикладу, в проекті реконструкції розподільних електричних мереж Тиврівських ЕМ ПАТ «Вінницяобленерго» з переведенням живлення на номінальну напругу 20 кВ розглянуто резистивний спосіб заземлення нейтралі із визначенням параметрів заземлюючого пристрою відповідно до джерела: «Методические указания по заземлению нейтрали сетей 6-35 кВ Белорусской энергосистемы через резистор: СТП 09110.20.187-09». Як альтернативний варіант розглянуто резонансне заземлення нейтралі через дугогасний реактор із визначенням параметрів відповідно до ГКД 34.20.172-95 «Типова інструкція з компенсації ємнісного струму замикання на землю в електричних мережах 6 - 35 кВ».

### **3.2 Розрахунок опору заземлюючого пристрою**

Параметри заземлюючого пристрою визначено відповідно до «Методических указаний по заземлению нейтрали сетей 6-35 кВ Белорусской энергосистемы через резистор: СТП 09110.20.187-09»

В табл. 3.1 наведено інформацію щодо сумарних довжин однотипних ділянок досліджуваної електричної мережі.

Таблиця 3.1 – Сумарні довжини однотипних ділянок мережі в приєднаннях

Марка проводу / кабелю	Сумарна довжина однотипних ділянок, км									
	ПС Гнівань						ПС СЖБ			
	ф2	ф28	ф4	ф20	ф22	ф24	ф18	ф12	ф22	ф20
АС 50			17,35	11,84					24,01	3,11
АСБ-3×50									0,5	
АСБ-3×70	0,58	3,77	1,35	0,15			0,7	1,89		
АСБ-3×95			2,34		1,2	1,15			0,09	0,12
ААБЛ-3×150			2,61							

В табл. 3.2 представлено розрахунок ємнісних зарядних струмів по окремих фідерах схеми та в цілому по підстанціях.

Таблиця 3.2 – Розрахунок ємнісних струмів

Марка проводу / кабелю	Довжина, км	Питомий ємнісний струм, А/км	Поправковий коефіцієнт	Ємнісний струм, А
ПС «Гнівань»				
Ф2				
АСБ-3×70	0,58	2,8	1,1	1,79
Всього по фідеру				1,79
Ф28				
АСБ-3×70	3,77	2,8	1,1	11,61
Всього по фідеру				11,61
Ф4				
АС 50	17,35	2,7	1,1	51,53
АСБ-3×70	1,35	2,8	1,1	4,16

АСБ-3×95	2,34	3,1	1,1	7,98
ААБЛ-3×150	2,61	3,7	1,1	10,62
Всього по фідеру				74,29
Φ20				
АС 50	11,84	2,7	1,1	35,16
АСБ-3×70	0,15	2,8	1,1	0,46
Всього по фідеру				35,62
Φ22				
АСБ-3×95	1,2	3,1	1,1	4,09
Всього по фідеру				4,09
Φ24				
АСБ-3×95	1,15	3,1	1,1	3,92
Всього по фідеру				3,92
Всього по підстанції				<b>119,71</b>
ПС «СЗБ»				
Φ18				
АСБ-3×70	0,7	2,8	1,1	2,16
Всього по фідеру				2,16
Φ12				
АСБ-3×70	1,89	2,8	1,1	5,82
Всього по фідеру				5,82
Φ22				
АС 50	24,01	2,7	1,1	71,31
АСБ-3×50	0,5	2,5	1,1	1,38
АСБ-3×95	0,09	3,1	1,1	0,31
Всього по фідеру				73,0
Φ20				
АС 50	3,11	2,7	1,1	9,24

АСБ-3×95	0,12	3,1	1,1	0,41
Всього по фідеру				9,62
Всього по підстанції				<b>90,6</b>
Всього по мережі				<b>210,31</b>

Ємнісні опори електричних мереж дорівнюють

$$X_{\text{СТГнів}} = \frac{U_{\Phi}}{I_{\text{СТГнів}}} = \frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 119,71} = 96,46 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{ССЗБ}} = \frac{U_{\Phi}}{I_{\text{ССЗБ}}} = \frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 90,6} = 127,45 \text{ Ом}.$$

Для встановлення в нейтралі обмоток живлячих трансформаторів на ПС Гнівась та СЗБ обрано однакові резистори з опором 150 Ом, що визначає режим низькоомного заземлення (еквівалентні опори резисторів в нейтралі паралельно працюючих живлячих трансформаторів дорівнюють 75 Ом).

### 3.3 Перевірка заземлюючого пристрою

Перевірка за критерієм електробезпеки.

Критерій забезпечення електробезпеки забезпечується виконанням співвідношення

$$R_{\text{ЗПдоп}} \leq \frac{R_{\text{ЗП}} \cdot R_N}{\sqrt{R_N^2 + X_C^2}},$$

де  $R_{\text{ЗП}}$ ,  $R_{\text{ЗПдоп}}$  – опір та допустимий за ПУЕ опір заземлюючого пристрою;  $R_N$  – опір резистора, через який заземлено нейтраль живлячого трансформатора;  $X_C$  – ємнісний опір під'єднаної електричної мережі.

Для РП ПС «Гнівась» та «СЗБ» маємо:

$$R_{\text{ЗПдоп}} \leq \frac{R_{\text{ЗП}} \cdot R_N}{\sqrt{R_N^2 + X_{\text{СТГнів}}^2}} = \frac{4 \cdot 75}{\sqrt{75^2 + 96,46^2}} = 2,46 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{ЗПдоп}} \leq \frac{R_{\text{ЗП}} \cdot R_N}{\sqrt{R_N^2 + X_{\text{ССЗБ}}^2}} = \frac{4 \cdot 75}{\sqrt{75^2 + 127,45^2}} = 2,03 \text{ Ом}.$$

Нормований ПУЕ опір заземлюючого пристрою не задовольняє вимогам електробезпеки. Тому необхідно передбачити один з наступних заходів:

- вибір допустимого опору заземлюючого пристрою;
- виконання на ПС спеціальних захисних заходів, направлених на якнайшвидше вимикання пошкодженого устаткування, або улаштуванням спеціального контуру вирівнювання потенціалів.

Перевірка за критерієм зниження рівню перенапруги.

Для низькоомного резистивного заземлення кратність перенапруги має лежати в межах  $1,0 \div 2,2$ . Кратність перенапруги визначають за виразом:

$$k_{\text{п}} = \frac{2,4R_N}{R_N + X_C} + 1$$

Для РП ПС «Гнівань» та «СЗБ» маємо:

$$k_{\text{п}} = \frac{2,4R_N}{R_N + X_{\text{СТГнів}}} + 1 = \frac{2,4 \cdot 75}{75 + 96,46} + 1 = 2,04;$$

$$k_{\text{п}} = \frac{2,4R_N}{R_N + X_{\text{ССЗБ}}} + 1 = \frac{2,4 \cdot 75}{75 + 127,45} + 1 = 1,89.$$

Отримані результати свідчать про задоволення критерію.

Перевірка за критерієм ефективності роботи релейного захисту.

Робота пристроїв релейного захисту буде ефективною у разі забезпечення співвідношення

$$R_N \leq \frac{U_{\phi}}{I_{\text{СЗ}}},$$

де  $I_{\text{СЗ}} = k_{\text{н}} k_{\text{к}} I_C$  – струм спрацювання захисту;  $k_{\text{н}} = 1,2$  – коефіцієнт надійності;

$k_{\text{к}} = 1,0$  – коефіцієнт кидка струму для мікропроцесорних пристроїв захисту.

Для РП ПС «Гнівань» та «СЗБ» маємо:

$$I_{СЗГнів} = k_n k_k I_{СГнів} = 1,2 \cdot 1 \cdot 96,46 = 115,75 \text{ А};$$

$$R_N \leq \frac{U_\phi}{I_{СЗГнів}} = \frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115,75} = 99,75 \text{ Ом};$$

$$I_{СЗСЗБ} = k_n k_k I_{ССЗБ} = 1,2 \cdot 1 \cdot 127,45 = 152,94 \text{ А};$$

$$R_N \leq \frac{U_\phi}{I_{СЗСЗБ}} = \frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 152,94} = 75,5 \text{ Ом}.$$

Очевидно, критерій ефективності роботи релейного захисту задоволений.

### 3.4 Розрахунок параметрів резонансного заземлення нейтралі

Параметри заземлюючого пристрою визначено відповідно до ГКД 34.20.172-95 «Типова інструкція з компенсації ємнісного струму замикання на землю в електричних мережах 6 - 35 кВ». Основною задачею при проектуванні мережі з компенсованою нейтраллю є вибір та налаштування дугогасного реактора. Основними параметрами ДГР є його потужність та реактивний опір компенсації. Під час розрахунку реактора вважається, що повний струм замикання на землю містить лише ємнісну складову, оскільки активний опір в місці замикання зневажливо малий.

Оскільки ємнісний струм замикання на землю на один трансформатор на ПС «СЗБ» перевищує 50 А ( $127,45/2=63,725$  А), а на ПС «Гнівань» – близький до 50 А ( $96,46/2=48,23$  А), до встановлення слід прийняти по два ДГР в нейтралі кожного трансформатора. Розрахункові потужності ДГР дорівнюють:

- на ПС «Гнівань»

$$Q_{ДГРГнів} = \frac{1}{n} I_{СГнів} U_\phi = \frac{1}{2} \cdot 96,46 \cdot \frac{20}{\sqrt{3}} = 556,91 \text{ кВА};$$

- на ПС «СЗБ»

$$Q_{ДГРСЗБ} = \frac{1}{n} I_{ССЗБ} U_\phi = \frac{1}{2} \cdot 127,45 \cdot \frac{20}{\sqrt{3}} = 735,83 \text{ кВА}.$$

З метою недопущення режиму недокомпенсації потужність ДГР має перевищувати розрахункове значення, наприклад, приймати до встановлення ДГР типу РЗДПОМ-760/20.

Для електричних мереж з номінальною напругою 20 кВ допустиме значення струму КЗ, за якого потенціал нейтралі не перевищує  $0,7U_{\phi}$  та забезпечуються умови перешкоджання повторного запалювання дуги дорівнює 15 А. В табл. 3.3 наведено результати моделювання аварійних режимів досліджуваної електричної мережі в програмному середовищі DlgSILENT PowerFactory 15.1.

Таблиця 3.3 – Значення струмів короткого замикання на шинах ПС

	Початковий струм КЗ, А	Ударний струм КЗ, А	Допустиме значення струму КЗ, А
ПС «СЗБ»	1,32	3,264	15
ПС «Гнівась»	5,096	14,035	15

Відповідно до даних табл. 3.3 у разі встановлення ДГР типу РЗДПОМ-760/20 струми ОЗЗ не перевищують допустимих.

### **3.5 Порівняння резистивного та резонансного режимів заземлення нейтралі**

За результатами проведених розрахунків та аналізу характерних особливостей, режим резистивно-заземленої нейтралі має наступні переваги:

- можливість більш простого налаштування засобів РЗА та більш швидкого і точного визначення місця пошкодження;
- налаштування засобів РЗА виконується на відключення, що визначає тривалішу роботу ізоляції та обладнання.
- підвищена безпека людей та тварин через дію РЗА на відключення.

- повне погашення ферорезонансних процесів та значне – дугових.

Режим компенсованої нейтралі має такі переваги:

- дещо менші сумарні затрати на установку обладнання (реакторів);
- повне погашення дугових процесів;

З врахуванням зазначених переваг, рекомендовано до застосування режим резистивного заземлення нейтралі через більшу відповідність сучасним вимогам до режимів та умов електробезпеки електричних мереж.



## РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ

### 4.1 Завдання розділу з охорони праці

На посаду електрика з експлуатації розподільчих мереж (надалі електрик) призначаються особи не молодші 18 років, які пройшли медичне обстеження і визнані придатними до виконання робіт.

Електрики повинні проходити:

- вступний, первинний, повторний, позаплановий та цільовий інструктаж;
- навчання з охорони праці і пожежної безпеки;
- технічне навчання відповідно професії;
- перевірку знань в обсязі кваліфікаційних вимог до професії;
- психофізіологічний контроль;
- підвищення кваліфікації з відривом від виробництва;
- медичний огляд.

Електрики, які пройшли навчання правилам оперативних переключень, крім того повинні проходити:

- стажування на робочому місці;
- дублювання на робочому місці (після стажування або при перерві в роботі більше одного місяця);
- протиаварійні тренування;
- протипожежні тренування;
- оформлення розпорядження по електричним мережам (ЕМ) на право цих переключень.

Особам, які пройшли перевірку знань і отримали позитивні оцінки, видається посвідчення, в якому вказується присвоєна група з електробезпеки, а також права на виконання спеціальних робіт (верхолазні роботи, заміна

ізоляторів під напругою, керування вантажопідйомними механізмами), якщо вони присвоєні. Вказані посвідчення електромонтери зобов'язані мати при собі під час виконання робіт. Основою для допуску до самостійної роботи є висновок комісії з перевірки знань, який реєструється у "Журналі протоколів перевірки знань".

Небезпечними і шкідливими виробничими факторами на робочих місцях можуть бути:

- напруженість електричного поля більше 5 кВ/м;
- виникнення електричної дуги;
- поява крокової напруги;
- електричний струм;
- розміщення робочого місця на значній висоті над поверхнею землі;
- недостатня освітленість робочої зони в приміщеннях і на дворі в темний час доби;
- підвищена або знижена температура повітря робочої зони, а також поверхні обладнання і матеріалів;
- рухомі машини і механізми, елементи обладнання, які переміщуються і піднімаються, проводи і троси;
- монтуються;
- напруга проводів провідного мовлення;
- токсичні матеріали (бензин, ацетон, енергетичні масла, антисептичні та інші матеріали).

Для захисту від дії небезпечних і шкідливих факторів необхідно застосовувати відповідні засоби захисту і спеціальний одяг згідно з встановленими галузевими нормами:

- для захисту від враження електричним струмом необхідно використовувати: покажчик напруги, ізолюючі штанги і кліщі, переносні і стаціонарні заземлення, слюсарно-монтажний інструмент з ізолюючими рукоятками,

- діелектричні рукавиці, боти, калоші тощо;
- при роботі на висоті більше 1,3 метра над рівнем землі, площадки, необхідно застосовувати кігті, лази, запобіжний пояс або користуватись переносними драбинами;
- при недостатній освітленості необхідно застосовувати додаткове освітлення;
- для захисту голови від ударів і падіння випадкових предметів необхідно використовувати захисну каску;
- при роботі на відкритому повітрі при зниженій температурі необхідно використовувати утеплений спецодяг і режим роботи з інтервалами часу для обігріву;
- при роботі з легкоспалахуючими рідинами необхідно дотримуватись правил пожежної безпеки: не палити, не використовувати відкритий вогонь;
- -при роботі в зоні впливу електричного поля необхідно обмежити час перебування в цій зоні в залежності від рівня напруженості електричного поля або використовувати екрануючі пристрої чи екрануючі комплекти одягу;
- при роботі на дерев'яних опорах, оброблених антисептиком, необхідно використовувати бавовняний комбінезон з спеціальною обробкою.

Капітальні ремонти електрообладнання вище 1000 В і ПЛ незалежно від напруги повинні виконуватись за технологічними картами або проектами виконання робіт (ПВР). Роботи по демонтажу опор і проводів ПЛ, а також по заміні елементів опор повинні проводитись за технологічними картами або ПВР під невідступним контролем керівника робіт.

Персонал, який обслуговує ПЛ, повинен бути ознайомлений з переліком ліній, які після відключення перебувають під наведеною напругою, та з величинами наведених напруг на кожній лінії.

У випадку виявлення недоліків роботи обладнання необхідно повідомити про це свого керівника (чергового диспетчера ЕМ, керівництво ЕМ).

В нічний час доби робоче місце, а також проїзди і підходи до нього повинні бути освітлені. Забороняється виконувати роботу в неосвітленому місці.

При наближенні грози повинні бути припинені всі роботи на ПЛ, лінійних роз'єднувачах ПЛ, а також на кабельних лініях (КЛ), підключених до ділянок ПЛ.

При роботі на струмоведучих частинах, де вимагається зняття напруги, повинні бути відключені:

- струмоведучі частини, на яких будуть вестися роботи;
- незагороджені струмоведучі частини, до яких можливе наближення людей, механізмів і вантажопідйомних машин на відстань менше вказаної в таблиці №1;
- на ПЛ із сумісною підвіскою ліній провідного радіозв'язку ці лінії повинні також бути відключені і заземлені.

Таблиця 4.1 – Залежність напруги і відстані до струмоведучих частин

Напруга, кВ	Відстань від людей і використовуваних ними інструменту і приладів	Відстань від механізмів і вантажопідйомних машин у робочому і транспортному стані
ДО 1 КВ: -НА ПЛ	0,6 М	1,0 М
-В ІНШИХ ЕЛ.УСТАН.	НЕ НОРМУЄТЬСЯ (БЕЗ ДОТОРКАННЯ)	1,0 М
6-35 КВ	0,6 М	1,0 М

В електроустановках вище 1000 В з кожної сторони, звідки комутаційними апаратами може бути подана напруга на робоче місце, повинен бути видимий розрив, утворений від'єднанням чи зняттям шин та проводів, вимиканням роз'єднувачів, зняттям запобіжників.

Трансформатори напруги і силові трансформатори, зв'язані з виділеною ділянкою електроустановки, повинні бути відключені також і зі сторони напругою до 1000 В для виключення можливості зворотної трансформації.

В електроустановках до 1000 В з струмопровідних частин, на яких буде виконуватись робота, напруга з усіх сторін повинна бути знята відключенням комутаційних апаратів, а при наявності в схемі запобіжників-зняттям останніх.

#### **4.2 Розрахунок кількості та опору заземлюючих електродів і напруги кроку для підстанцій напругою вище 1 кВ**

Заземлення заземлюючого контуру виконане через круглий заземлюючий електрод діаметром 25мм, довжиною 300мм. Через заземлювач в наслідок електричного замикання в землю почав протікати електричний струм  $I$ . Для більшого спрощення припустимо, що ґрунт однорідний, тобто в будь-якій точці має однаковий питомий опір  $\rho$ , Ом•м.

Розрахунок напруги кроку.

Дано:  $I_{\text{зам}}=20$  А;  $x_{1c}=2$ м;  $x_{2c}=7$ м;  $x_{3c}=10$ м;  $\rho=2000$  Ом•м;

Вид ґрунту – чорнозем;  $r=0,7$  м.

*Розв'язок*

$$U_k = \frac{I \cdot \rho}{2 \cdot \pi \cdot x^2}$$

Напруга на відстані 1,2,3 кроки від заземлюючого електроду:

$$U_{\kappa 1} = \frac{20 \cdot 2000}{2 \cdot 3,14 \cdot 4} = 1592 \text{ (В / м)}.$$

$$U_{\kappa 2} = \frac{20 \cdot 2000}{2 \cdot 3,14 \cdot 16} = 398,09 \text{ (В / м)}.$$

$$U_{\kappa 3} = \frac{20 \cdot 2000}{2 \cdot 3,14 \cdot 64} = 99,5 \text{ (В / м)}.$$

Розрахунок заземлюючого пристрою.

Дано:  $d_B=40$  мм;  $L_B=3,0$  м;  $a=3,0$  м;  $H_0=0,8$ ;  $R_{\text{доп}}=3$  Ом;  $R_{\text{п.з.}}=14$  Ом;  
 $B_c=40 \times 4$  мм; ґрунт чорнозем, кліматична зона III.

*Розв'язок*

$$\eta_r = \frac{a}{1} = \frac{3.0}{3.0} = 1$$

Згідно ПУЕ  $R_g \leq 4$  Ом

$$\rho_{\text{табл}} = 100 \text{ Ом}, K_c = 1,3$$

$$\rho_{\text{розр}} = \rho_{\text{табл}} \cdot K_c = 100 \cdot 1,3 = 130 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}.$$

$$H = H_0 + \frac{L_B}{2} = 0,8 + \frac{3,0}{2} = 2,3 \text{ (м)}.$$

$$d_{\text{екв}} = 0,95 \cdot 0,035 = 0,33 \text{ м}$$

$$R_B = \frac{\rho_{\text{розр}}}{2 \cdot \pi \cdot L_B} \left( \ln \frac{2 \cdot L_B}{d_{\text{екв}}} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot H + L_B}{4 \cdot H - L_B} \right) = \frac{130}{2 \cdot \pi \cdot 3,0} \left( \ln \frac{2 \cdot 3,0}{0,33} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,3 + 3,0}{4 \cdot 2,3 - 3,0} \right) = 22,329 \text{ (Ом)}$$

$$R_D = 4 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{III}} = \frac{R_D \cdot R_{\text{п.з.}}}{R_{\text{п.з.}} - R_D} = \frac{4 \cdot 14}{14 - 4} = 5,6 \text{ (Ом)}.$$

При  $\eta_B = 1$

$$\eta_{\text{оп}} = \frac{R_B}{R_{\text{III}} \cdot \eta_B} = \frac{22,329}{5,6 \cdot 1} = 3,987 \approx 4 \text{ (шт)}.$$

При  $\eta_B = 0,66$

$$\eta_B = \frac{\eta_{op}}{n} = 4 / 0.66 = 6 \text{ (шт.)}$$

$$R_{розрВ} = \frac{R_B}{n \cdot \eta_B} = \frac{22,329}{6 \cdot 0.66} = 4.87 \text{ Ом}$$

$$L_C = 1.05 \cdot a \cdot n = 1.05 \cdot 3 \cdot 6 = 18.9 \text{ м}$$

$$R_r = \frac{\rho_{розр}}{2 \cdot \pi \cdot L_C} \ln \frac{2 \cdot \pi \cdot L_C^2}{H_0 \cdot B_C} = \frac{130}{2 \cdot \pi \cdot 18,9} \ln \frac{2 \cdot \pi \cdot 18,9^2}{0,8 \cdot 0,04} = 12,162 \text{ Ом}$$

$$R_{грозр} = \frac{R_r}{0,40} = 12,162 / 0,40 = 30,406 \text{ Ом}$$

$$a / l = 1 \quad \eta_B = 6 \rightarrow \eta_r = 0,4$$

$$R_{грозр} = \frac{R_{розрВ} \cdot R_{розрГ}}{R_{розрВ} + R_{розрГ}} = \frac{4,87 \cdot 30,406}{4,87 + 30,406} = 4,197 \text{ Ом}$$

$$R_{заг} = \frac{R_{п.з.} \cdot R_{розр}}{R_{п.з.} + R_{розр}} = \frac{14 \cdot 4,197}{14 + 4,197} = 3,229 \text{ Ом}$$

$$R_{заг} > R_{доп}$$

### **4.3 Вимоги безпеки під час роботи в електроустановках напругою вище 1 кВ**

Огляд ПЛ,КЛ,РП,ТП.

Огляд РП,ТП всіх типів може виконувати один працівник з групою 3 з чергового або оперативно-ремонтного персоналу.

Забороняється в електроустановках вище 1000 В при огляді заходити в приміщення, камери, не обладнані загородженням або бар'єрами, які перешкоджають наближенню до струмоведучих частин на відстань меншу, ніж вказано у таблиці N1. Забороняється відкривати двері загороджень і заходити за загородження і бар'єри.

В електроустановках до 1000 В при огляді дозволяється відкривати двері щитів, пультів управління та інших пристроїв.

Огляд ПЛ може виконувати один робітник, який має групу 2.

У важкопрохідній місцевості (болото, вода), за складних погодних умов (дощ, снігопад, сильний мороз), а також в темний період доби огляд ПЛ повинні виконувати два працівники з групою 2.

Забороняється йти під проводами ПЛ. Електромонтер повинен йти збоку лінії з надвітряної сторони.

При пошуках пошкоджень електромонтери, які оглядають ПЛ, повинні мати при собі попереджувальні знаки та плакати.

Забороняється на ПЛ вище 1000 В наближатися до лежачого на землі провода на відстань менше 8 метрів. Біля такого провода необхідно організувати охорону для недопущення наближення до нього людей і тварин, встановити, при можливості, попереджувальні знаки, плакати і сповістити в ЕМ.

Забороняється на ПЛ 6-35 кВ з залізобетонними опорами наближатися до опор, які знаходяться під напругою, на відстань менше 8 м при наявності ознак протікання струму замикання на землю в результаті пошкодження ізоляторів або доторкання провода до тіла опори.

Під час огляду забороняється виконувати будь-які роботи.

Роботи на висоті.

До робіт на висоті відносяться роботи, при яких робітник знаходиться на висоті 1,3 м та більше від поверхні землі, перекриття чи робочого настилу.

Верхолазними вважаються роботи, які виконуються на висоті більше 5 м від поверхні землі, перекриття чи робочого настилу, над якими вони виконуються безпосередньо, з тимчасових монтажних пристроїв конструкцій чи обладнання при їх монтажі та ремонті, а також робота на опорах ПЛ.

Основним засобом попередження падіння з висоти є запобіжний пояс.

Підніматися на опору дозволяється електромонтерам:

- з групою 3-при всіх видах робіт до верха опори;



- з групою 2-при роботах, які виконуються з відключенням лінії, до верха опори, а при роботах на неструмоведучих частинах невідключеної ПЛ-не вище 2-х м від голови працюючого до рівня нижніх проводів;
- з групою 1-при всіх видах робіт не вище 3-х м від землі до ніг працюючого.

При роботах на ПЛ, конструкціях РП,ТП 10-0,4 кВ та з приставних драбин, працюючий повинен закріпитися стропом запобіжного пояса за опору, конструкцію. Якщо такої можливості немає, слід користуватися страховочним канатом, попередньо заведеним за конструкцію, деталь опори тощо. Виконувати таку роботу повинні дві особи, другий працівник потрібен для того, щоб при необхідності повільно відпускати або натягувати страховочний канат.

При роботі з приставних та розсувних драбин на висоті більше, ніж 1,3м, слід використовувати запобіжний пояс, який закріплюється за конструкцію, опору чи драбину, при умові надійного кріплення її за конструкцію.

#### **4.4 Вимоги безпеки після закінчення робіт в електроустановках напругою вище 1 кВ**

Після повного закінчення робіт необхідно: привести в порядок робоче місце, прибрати інструмент, прилади, пристосування, засоби захисту в спеціально відведені для них місця; вивести бригаду з робочого місця, зняти встановлені бригадою тимчасові огорожу, переносні плакати, заземлення.

Керівник робіт (наглядач) в наряді оформляє повне закінчення робіт своїм підписом і сповіщає про це допускача або особу, яка дала дозвіл на підготовку робочого місця.

Вмикати електроустановку можна тільки після отримання на це дозволу працівника, який давав дозвіл на підготовку робочого місця і допуск бригади, або особи, яка його замінила.

#### **4.5. Вимоги безпеки в аварійних ситуаціях**

Зняття з проводів ПЛ сторонніх предметів, дерев, які впали, сучків тощо, а також невідкладні роботи по усуненню полумок, які загрожують чи привели до порушення нормальної роботи електроустановок або електропостачання споживачів, тривалістю не більше однієї години, дозволяється виконувати по розпорядженню під наглядом чергового чи особи з числа оперативно-ремонтного персоналу. Кількість працюючих не повинна перевищувати трьох чоловік, включаючи працівника, який здійснює нагляд. Старша особа з чергового або оперативно-ремонтного персоналу, що виконує роботу чи здійснює нагляд, повинна мати групу 4 - при роботах в електромережах вище 1000 В і групу 3 - в електромережах до 1000 В. Всі інші члени бригади повинні мати групу 3. До роботи на приєднаннях, які живлять споживача, може бути задіяний персонал споживача.

Перед роботою повинні бути виконані всі технічні заходи по приготуванню робочого місця, крім його загородження у ВРУ канатом чи шнуром, яке в даному випадку не є обов'язковим.

При виявленні дефектів в електроустановках (іскріння, перегрів контактів, пошкодження ізоляції проводів, кабеля тощо) необхідно повідомити майстру (диспетчеру).

При виявленні обірваного і лежачого на землі або звисаючого невисоко над поверхнею землі провода діючої електромережі, необхідно організувати охорону цього місця для запобігання можливому наближенню до нього людей і тварин або встановити, при можливості, попереджувальні знаки і плакати і повідомити про це черговому диспетчеру ЕМ.

При замиканні на землю в електромережах 6-35 кВ наближатися до виявленого місця замикання ближче 4 м в ЗРУ і 8 м у ВРУ і на ПЛ можна тільки для здійснення оперативних переключень та звільнення людей, які потрапили під напругу. При цьому слід користуватися електрозахисними засобами (діелектричними калошами, ботами, рукавицями, ізолюючими штангами тощо).

Слід пам'ятати, що після зникнення напруги в електроустановці, вона може бути подана без попередження.

#### **4.6 Висновок**

В частині з охорони праці наведені вимоги до електромонтерів з експлуатації електричних мереж напругою до 1000 вольт, та більше 1000 вольт, в тому числі і напругою 20кВ. Крім того розглянуті вимоги безпеки під час роботи, після закінчення роботи та при аварійних ситуаціях

Також проведені розрахунки кількості заземлюючих електродів та їх опору та розрахунки крокової напруги.

## ВИСНОВКИ

В ході виконання магістерської дипломної роботи наведені аргументи щодо доцільності переведення існуючих ЛЕП 6-10 кВ на напругу 20 кВ та особливості розвитку відновлювальних джерел енергії на напрузі 20 кВ.

Для демонстрації переваг переведення ліній 6-10 кВ на напругу 20 кВ розроблено три варіанти заміни обладнання на прикладі Роменського мікрорайону міста Суми. Для кожного з варіантів розроблений план проведення ЛЕП та принципова схема. Також розрахована вартість реконструкції, термін окупності та струми КЗ для кожного випадку.

Також наведений приклад розрахунків щодо вибору режиму заземлення нейтралі в лініях 20 кВ.

Проаналізувавши наведені вище варіанти, очевидні переваги переведення ЛЕП 6-10 кВ на напругу 20 кВ. Цими перевагами є зменшення втрат електроенергії, зменшення струмів що протікають в струмопроводах та зменшення струмів КЗ. Всі ці переваги мають економічний ефект, що позитивно впливає на собівартість переведення та термін окупності.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245213112> джерела з дня 01.06.2020
2. <https://menr.gov.ua/news/35214.html> джерела з дня 01.06.2020
3. Арзамасцев Д.А. Модели и методы оптимизации и развития энергосистем / Д.А. Арзамасцев, А.В. Липес, А.Л. Мызин. – Свердловск: УПИ, 1976. – 148 с.
4. Арзамасцев Д. А. Оптимизационные задачи АСДУ энергосистем: Учеб. пособие / Д. А. Арзамасцев, П. И. Бартоломей. – Свердловск: УПИ, 1981. – 84 с.
5. Арзамасцев Д. А. Модели оптимизации развития энергосистем: Учеб. для электроэнерг. спец. вузов / Д. А. Арзамасцев, А. В. Липес, А. Л. Мызин; под. ред. Д. А. Арзамасцева. – М.: Высш. шк., 1987. – 272 с.
6. Булатов Б.Г. Алгоритмы оптимальной реконфигурации распределительной сети / Б.Г. Булатов, В.В. Тарасенко // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2013. – Том. 13. – №2. – С.14–18.
7. Буре И.Г. Повышение напряжения до 20–25 кВ и качество электроэнергии в распределительных сетях / И.Г. Буре, А.В. Гусев // Электро.– Москва, Роспечать, 2005. – Выпуск 5. – С.30–32.
8. Веников В. А. Электрические станции, сети и системы. Методы оптимизации управления планированием больших систем энергетики / Веников В. А., Идельчик В. И. – М.: Высш. шк., 1974. – 204 с.
9. ГКД 340.000.001-95. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику / Методика. Загальні методичні положення. Затверджені наказом Міністерства України від 23.02.95. №1ПС та введені в дію з 01.03.95. – 51 с.
10. ГКД 340.000.002-97. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику / Методика. Енергосистеми й електричні мережі. Затверджені наказом Міністерства України від 20.01.97 №1ПС та введені в дію з 01.01.97. – 54 с.

11. Гончар М.І. Деякі аспекти вибору напруги 20 кВ для сільських розподільних мереж / М.І. Гончар, С.А. Попадченко // Харківський національний технічний університет сільського господарства ім. П. Василенка. Вип. 130. "Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України" /ХНТУСГ. – Х., 2012. – С. 6 – 8.

12. ГОСТ 13109. Межгосударственный стандарт. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Минск: Межгос. совет по стандартизации, метрологии и сертификации; М.: Издательство стандартов, 1998. – 31 с.

13. Забезпечення безпеки експлуатації електричних мереж в рамках енергетичної стратегії України шляхом впровадження пілотних проектів з переходу системи передачі та розподілу електричної енергії з триступеневої на двоступеневу [Електронний ресурс]: презентація. –НКРЕКП. – Київ, 2016. – Режим доступу: <http://www.slideshare.net/NKREKP/18072016-64339669> – URL.

14. Звіт про результати діяльності у 2015 році [Електронний ресурс] // Затверджено постановою НКРЕКП від 31.03.2016 № 515. – Режим доступу: <http://www.nerc.gov.ua/?id=19733>. – URL.

15. Кирик В.В. Електричні мережі та системи. Режими роботи розімкнених мереж. = Electrical power networks and systems. Operation modes of open networks: навч. посіб. / В.В. Кирик, Т.Б. Маслова. – Київ: НТУУ «КПІ», 2015. – 256 с. – ISBN 978-966-622-737-2.

16. Кузнецов В.Г. Тенденції розвитку систем електропостачання / В.Г. Кузнецов, Ю.І. Тугай // Електротехніка та електроенергетика. – 2000. – №2. – С. 73–76.

17. Лежнюк П.Д. Функціональна залежність складових втрат потужності у вітках електричної мережі від потужності у вузлах / П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, О.Б. Бурикін // Вісник Вінницького політехн. ін-ту. – 2005. – № 4. – С. 58–62.

18. Майоров А. Техничко-экономические аспекты развития электрических сетей напряжением 20 кВ // Сети России. – 2015. – №4(31). – С.74–79.

19. Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі [Текст] : СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005: На заміну РД 34.20.573; РД 34.20.583-91 / розроб. О. А. Потребич [та ін.]; Міністерство палива та енергетики України. - Офіц. вид. - К. : ОЕП "ГРІФРЕ", 2005. - VI, 92 с.

## **ДОДАТКИ**



## ДОДАТОК А

### Технічне завдання МКР

Міністерство освіти і науки України  
Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Лежнюк П.Д.  
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

\_\_\_\_\_ (підпис)

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

### ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи  
**ІНТЕГРУВАННЯ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В  
ЕЛЕКТРИЧНУ МЕРЕЖУ З ЇЇ РЕКОНСТРУКЦІЄЮ**

08-13.МКР.003.00.078 ПЗ

Науковий керівник: Завідувач  
кафедри ЕСС д.т.н., професор

\_\_\_\_\_ Лежнюк П.Д.  
(підпис)

Магістр групи ЕС-18м

\_\_\_\_\_ Слободянюк Д.О.  
(підпис)

Вінниця 2020 р.

## 1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена стрімким розвитком ВДЕ, зокрема встановленням великої кількості дСЕС та потужних розосереджених джерел електроенергії. В зв'язку з чим наявні ЛЕП напругою 6-10 кВ вже не спроможні передавати нову потужність з встановленими показниками якості та надійності.

б) наказ ректора ВНТУ № 76 від 06 березня 2020 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## 2. Мета і призначення МКР

а) мета – активне впровадження електричних станцій ВДЕ;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

## 3. Вихідні дані для виконання МКР

Для розвитку електричної мережі з використанням оптимізаційних методів пропонується будівництво нової ПС 110/20 кВ, схема якої подана на рис. 1. Характеристика існуючих ліній електропередачі наведена в табл. 1. Дані щодо характеристик існуючих в мікрорайоні підстанцій подано в табл. 2.

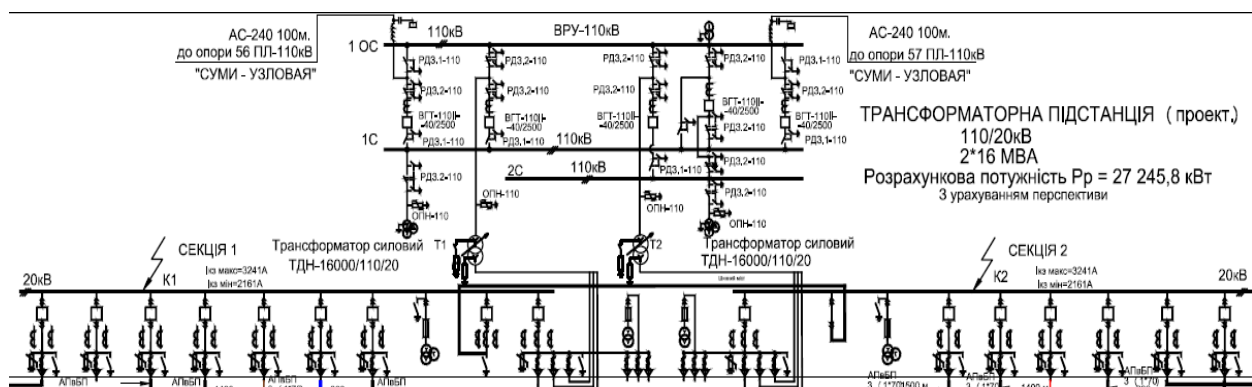


Рис. 1 – Схема перспективної підстанції 110/20 кВ

Для техніко економічного обґрунтування електричних мереж Роменського мікрорайону міста Суми на напругу 20 кВ та будівництва нової ПС 110/20 кВ розроблено три варіанти реконструкції мікрорайону з урахуванням перспективного навантаження від ВДЕ.

Для виконання ТЕО надані дані про існуючі ЛЕП та ТП таблиці 1 та 2 відповідно

Таблиця 1 – Дані про існуючі лінії електропередачі

<b>Вартість будівництва ПЛ і КЛ 20кВ Роменського мікрорайону (Варіант 1)</b>			
Назва лінії	Тип лінії	Довжина (м)	Кількість ланцюгів
РОМЕНСЬКА - Опора №56 ПЛ110кВ	ПЛ	100	1
РОМЕНСЬКА - Опора №57 ПЛ110кВ	ПЛ	100	1
РОМЕНСЬКА ком.1 - Опора №230	ПЛ	1520	1
РОМЕНСЬКА ком.2 - Опора №71	ПЛ	1245	1
РОМЕНСЬКА ком.3,9 - РП 45	ПЛ	1500	2
РОМЕНСЬКА ком.4,10 - РП 40	ПЛ	880	2
РОМЕНСЬКА ком.5,11 - РП 16	ПЛ	1400	2
РОМЕНСЬКА ком.6,12 - РП 44	ПЛ	1317	2
РОМЕНСЬКА ком.7 - КТП-МР28	ПЛ	2252	1
РОМЕНСЬКА ком.8 - КТП-638	ПЛ	3064	1
РП 45 - ТП-465	КЛ	10	-
РП 45 - ТП-297	ПЛ	3142	1
РП 45 - ТП-364	ПЛ	1572	1
РП 40 - ТП-205	ПЛ	180	1
РП 40 - ТП-15	КЛ	30	-
РП 16 - ТП-325	КЛ	30	-
РП 16 - ТП-608	ПЛ	1654	1
РП 16 - КТП-101	ПЛ	1484	1
РП 16 - ТП-395	КЛ	160	-
РП 16 - ТП-240	ПЛ	780	1
РП 44 - КТП-597	ПЛ	1420	1
РП 44 - ТП-467	КЛ	30	-
РП 44 - ТП-436	ПЛ	1354	1
РП 44 - КТП-МР5	ПЛ	1538	1
ТП-395 - КТП-105	КЛ	80	-
ТП-149 - ТП-153	КЛ	120	-
ТП-153 - ТП-257	КЛ	30	-
ТП-240 - РП 14	ПЛ	650	2
ТП-297 - КТП-МР24	ПЛ	210	2
Ф.Школа	ПЛ	5882	1
Ф.Семзавод	ПЛ	5387	1
ТП-770 - Опора №186	КЛ	30	-

ТП-776 - Опора №24	КЛ	30	-
КТП-1047 - КТП МР-39	ПЛ	360	1
Перемички для ПЛ		200	
<b>Разом для ПЛ</b>		38,411	
<b>Разом для КЛ</b>		550	

Таблиця 2 – Дані про навантаження існуючих ТП

<b>Реальні навантаження існуючих ТП і РПРоменського мікрорайону</b>					
№	ТП	Встановлена пот. Sn(кВА)	Реальне навантаження Pp(кВт)	Розрах. Струм Ip(A) для 10кВ	Розрах. Струм Ip(A) для 20кВ
1	<b>ТП-10</b>	400+400	414.92	25.76	12.88
2	<b>ТП-15</b>	630+400	491.7	30.53	15.26
3	<b>КТП-26</b>	400	188.32	11.69	5.85
4	<b>КТП-81</b>	400	215.16	13.36	6.68
5	<b>КТП-101</b>	630	279.84	17.37	8.69
6	<b>КТП-105</b>	250	98.34	6.11	3.05
7	<b>ТП-134</b>	400	108.9	6.76	3.38
8	<b>ТП-142</b>	400+400	198.88	12.35	6.17
9	<b>КТП-143</b>	315	140.8	8.74	4.37
10	<b>ТП-149</b>	400+400	173.8	10.79	5.39
11	<b>ТП-153</b>	315	66.44	4.12	2.06
12	<b>ТП-186</b>	630	309.1	19.19	9.59
13	<b>КТП-186А</b>	63	25.2	1.56	0.78
14	<b>ТП-194</b>	400+400	261.14	16.21	8.11
15	<b>ТП-205</b>	1000	400	24.83	12.42
16	<b>ТП-226</b>	400+400	95.7	5.94	2.97
17	<b>ТП-240</b>	400	156.64	9.72	4.86
18	<b>ТП-252</b>	250	67.1	4.17	2.08
19	<b>ТП-255</b>	630+630	124.08	7.70	3.85
20	<b>ТП-257</b>	250	36.96	2.29	1.15
21	<b>ТП-258</b>	160	64	3.97	1.99
22	<b>ТП-297</b>	400+400	76.6	4.76	2.38
23	<b>ТП-313</b>	250+160	58.3	3.62	1.81
24	<b>ТП-325</b>	320+320	228.36	14.18	7.09
25	<b>ТП-333</b>	630+400	205.26	12.74	6.37
26	<b>ТП-364</b>	320	23.32	1.45	0.72
27	<b>КТП-383</b>	100	0	0.00	0.00
28	<b>ТП-395</b>	400+250	188.95	11.73	5.87
29	<b>ТП-415</b>	400+100	162.36	10.08	5.04
30	<b>ТП-424</b>	160	64	3.97	1.99

31	<b>ТП-436</b>	630+630	504	31.29	15.64
32	<b>ТП-465</b>	630+630	294.26	18.27	9.13
33	<b>ТП-467</b>	100+40	50.38	3.13	1.56
34	<b>ТП-468</b>	250+250	108.9	6.76	3.38
35	<b>ТП-479</b>	250+250	200	12.42	6.21
36	<b>КТП-558</b>	250	39.82	2.47	1.24
37	<b>КТП-567</b>	250	26.84	1.67	0.83
38	<b>КТП-574</b>	400	22.44	1.39	0.70
39	<b>КТП-589</b>	250	21.78	1.35	0.68
40	<b>КТП-593</b>	250	100	6.21	3.10
41	<b>КТП-597</b>	400	160	9.93	4.97
42	<b>КТП-599</b>	250	57.2	3.55	1.78
43	<b>КТП-608</b>	400+400	320	19.87	9.93
44	<b>КТП-638</b>	250	12.98	0.81	0.40
45	<b>КТП-1047</b>	250	37.84	2.35	1.17
Разом		23373	5043.41	313.10	156.55
Від ПС "Опитна"					
46	<b>КТП-226</b>	160	40	2.48	1.24
47	<b>ЗТП-248</b>	630	157.5	9.78	4.89
48	<b>КТП-250</b>	160	40	2.48	1.24
49	<b>ЗТП-252А</b>	630	157.5	9.78	4.89
50	<b>ЗТП-301</b>	630	157.5	9.78	4.89
51	<b>ЗТП-303</b>	400	100	6.21	3.10
52	<b>ЗТП-315</b>	250	62.5	3.88	1.94
53	<b>ЗТП-321</b>	400	100	6.21	3.10
54	<b>МТП-334</b>	100	40	2.48	1.24
55	<b>КТП-760</b>	400	100	6.21	3.10
56	<b>КТП-374</b>	400	100	6.21	3.10
57	<b>КТП-375</b>	400	100	6.21	3.10
58	<b>ЗТП-376</b>	250	62.5	3.88	1.94
59	<b>ЗТП-767</b>	250	62.5	3.88	1.94
60	<b>ЗТП-770</b>	400+400	200	12.42	6.21
61	<b>ЗТП-776</b>	400	100	6.21	3.10
62	<b>КТП-978</b>	250	62.5	3.88	1.94
63	<b>КТП-979</b>	320	80	4.97	2.48
64	<b>КТП-980</b>	250	62.5	3.88	1.94
65	<b>КТП-988</b>	400	100	6.21	3.10
66	<b>КТП-1027</b>	250	62.5	3.88	1.94
67	<b>КТП-1028</b>	250	62.5	3.88	1.94
68	<b>МТП-1029</b>	25	6.25	0.39	0.19

69	<b>МТП-1032</b>	160	40	2.48	1.24
70	<b>КТП-1035</b>	63	15.75	0.98	0.49
71	<b>КТП-1039</b>	250	62.5	3.88	1.94
Разом		8478	2134.5	132.51	66.26
<b>Разом</b>		31851	7177.91	445.61	222.80
<b>РП</b>					
72	<b>РП-45</b>		1350	83.81	41.90
73	<b>РП-44</b>		200	12.42	6.21
74	<b>РП-40</b>		1300	80.70	40.35
75	<b>РП-16</b>		1580	98.09	49.04
Разом			4430	275.02	137.51

#### 4. Технічні вимоги до виконання МКР

- метод динамічного програмування;
- метод поконтурної оптимізації

#### 5. Економічні показники

Визначити вартість реконструкції електричної мережі мікрорайону для трьох різних варіантів, визначити вартість спорудження нової підстанції 110/20 кВ. та порівняти отримані дані з визначеними заздалегідь вартостями реконструкції без переходу на вищий клас напруги.

#### 6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	6.03.20	10.03.20	формування технічного завдання
2	Розробка концепції реконструкції існуючої мережі мікрорайону	11.03.20	14.03.20	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень,
3	Аналіз перспектив розвитку відновлювальної енергетики в Україні	15.03.20	20.03.20	розділ 1
4	Розробка варіантів для ТЕО, економічна частина	21.03.20	19.04.20	розділ 2
5	Вибір варіантів заземлення	20.04.20	9.05.20	розділ 3

	нейтралі та порівняння двох з них			
6	Розроблення заходів безпеки життєдіяльності та цивільного захисту	10.05.20	19.05.20	розділ 4
7	Оформлення пояснювальної записки	20.05.20	29.05.20	пояснювальна записка
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	30.05.20	1.06.20	плакати, презентація

### **7. Матеріали, що подаються до захисту МКР**

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відгук наукового керівника, відгук опонента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами, довідка про відповідність оформлення МКР діючим вимогам.

### **8. Порядок контролю виконання та захисту МКР**

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

### **9. Вимоги до оформлення МКР**

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційну роботу у Вінницькому національному технічному університеті (БДР (БД), ДП (ДР), МКР)», 2015р.

### **10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом**

Відсутні.

## **ДОДАТОК Б**