

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри _____

Володимир ПОПОВ

«__» _____ 20__ р.

Дипломний проєкт

на здобуття ступеня бакалавра

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

спеціалізації «Системи забезпечення споживачів електричною енергією»

**на тему: «Врахування потенціалу сонячної електричної станції встановленої
на даху багатоквартирного будинку при виборі елементів системи
електропостачання»**

Виконав:

студент IV курсу, групи ОЕ-71

Артем КАСЯНЕНКО _____

Керівник:

к.т.н., доцент Олена ЯРМОЛЮК _____

Консультанти:

Охорона праці
(назва розділу)

д.т.н., проф.Лариса ТРЕТЯКОВА
(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали) (підпис)

Нормоконтроль
(назва розділу)

ас. Ірина ПРОКОПЕНКО
(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали) (підпис)

Рецензент
(назва розділу)

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали) (підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному проєкті
немає запозичень з праць інших авторів без
відповідних посилань.

Студент _____

Київ – 2021 року

**Національний технічний університет України
Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
Кафедра електропостачання**

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Спеціалізації «Системи забезпечення споживачів електричною енергією»

ЗАТВРЕДЖУЮ

Завідувач кафедри _____

Володимир ПОПОВ

«__» _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проєкт студенту

Касяненко Артему Вікторовичу

1.Тема проєкту «Врахування потенціалу сонячної електричної станції встановленої на даху багатоквартирного будинку при виборі елементів системи електропостачання», керівник проєкту к.т.н.,доцент Олена ЯРМОЛЮК. затверджені наказом по університету від «27» травня 2021 р.№1353-с

2.Термін здачі студентом закінченого проєкту “11” червня 2021 р.

3.Вихідні дані до проєкту: «Визначення потенціалу сонячної електричної станції встановленої на даху багатоквартирного будинку при виборі елементів електропостачальної системи»

4. Перелік розділів, які мають бути розроблені

- а) Загальна частина - Загальні відомості про конструкцію СЕС
- б) електрична частина: - Вибір елементів системи електропостачання.
- в)релейний захист: - Вибір елементів захисту електричної мережі.
- г) охорона праці:- Охорона праці та пожежна безпека під час експлуатації сонячної електричної станції.

5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу

- 1. Схема електропостачання житлового району міста.
- 2. Схема електропостачання ТП району міста.
- 3. План конструкції СЕС.
- 4. Проєкт СЕС.

6. Консультанти розділів :

Розрахунок струмів к.з.: доц. Лариса НЕСЕН.

Релейний захист та автоматика: к.т.н.,доц. Василь КАЛІНЧИК

Охорона праці: д.т.н., проф. Лариса ТРЕТЯКОВА

Нормоконтроль: ас. Ірина ПРОКОПЕНКО

7.Дата видачі завдання “17” травня 2021 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК

виконання дипломного проєкту

студентом Артем КАСЯНЕНКО

(прізвище, ініціали)

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проєкту (роботи)	Строк виконання етапів проєкту	Позначки керівника про виконання завдань
1	Загальні відомості про об'єкт дослідження	20.05.-25.05.21	
2	Розрахунок електричної частини	25.05.21 - 02.06.21	
3	Розрахунок струмів короткого замикання	02.06.21 - 04.06.21	
4	Розрахунок релейної частини	04.06.21 - 05.06.21	
5	Розробка встановлення СЕС на даху багатоповерхівки	06.06.21 - 09.06.21	
6	Розробка заходів з охорони праці	09.06.21 - 10.06.21	
7	Підготовка графічного матеріалу	10.06.21 - 13.06.21	
8	Захист дисертації	14.06.21	

Студент

Керівник проєкту

Артем КАСЯНЕНКО

к.т.н.,доцент Олена ЯРМОЛЮК

РЕФЕРАТ

Тема дипломного проєкту зі спеціальним питанням «Врахування потенціалу сонячної електричної станції встановленої на даху багатоквартирного будинку при виборі елементів системи електропостачання» складається з 112 сторінок основного матеріалу , налічує 44 рисунки ,40 таблиць, 2 креслень та 2 додатки.

Під час виконання дипломного проєкту було виконано розрахунок житлового району, живлячі мережі до 1кВ та вище 1, також під час розрахунків було вибрано силові трансформатори, апарати захисту та автоматики. Проведено розрахунок струмів короткого замикання.

У спец. питанні було проведено дослідження ефективності встановлення СЕС на даху багатоквартирного будинку .

Ключові слова: СЕС, СТРУМ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ, КОМУТАЦІЙНІ АПАРАТИ, РОЗПОДІЛЬНІ МЕРЕЖІ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, СОНЯЧНА ІНСОЛЯЦІЯ, ПОТЕНЦІАЛ, ОХОРОНА ПРАЦІ, ЗАЗЕМЛЕННЯ, ІНВЕНТОР

ABSTRACT

The topic of my diploma project with a special question "Determining the potential of a solar power plant installed on the roof of an apartment building when choosing elements of the power supply system" consists of 112 pages of basic material, 44 figures, 40 tables, 2 drawings and 2 appendices.

During the implementation of the diploma project, the calculation of the residential area, the network of which reaches more than 1 kV, was performed, and during the calculations, power transformers, automation and protection equipment were selected.

In a special issue, a study was conducted on the effectiveness of installing SES on the roof of an apartment building.

Keywords: SES, SHORT CIRCUIT CURRENT, SWITCHING MACHINES, DISTRIBUTION NETWORKS, RELAY PROTECTION, SOLAR INSOLATION, POTENTIAL, OCCUPATIONAL HEALTH, GROUNDING, INVERTER

ЗМІСТ

1.ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ОБ'ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ....	8
1.1 Розташування та монтаж сонячної електростанції.....	8
1.2 Сонячна інсоляція	13
1.3 Аналіз ризиків при встановленні сонячних електростанцій	15
1.4 Захист конструкції.....	16
2. РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	18
2.1 Умови проектування	18
2.2 Визначення розрахункових навантажень об'єктів житлового району	19
2.3 Розрахунок мінімально припустимого перерізу ліній розподільної мережі 10 кВ	30
2.4 Розрахунок очікуваної величини недовідпущеної електроенергії у повітряній лінії	38
2.5 Розрахунок зниження очікуваної величини недовідпущеної електроенергії.....	40
2.6 Комутаційна апаратура розподільної мережі.....	48
2.7 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ	50
2.8 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА	69
3 ВИЗНАЧЕННЯ ПОТЕНЦІАЛУ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ ВСТАНОВЛЕНОЇ НА ДАХУ БАГАТОКВАРТИРНОГО БУДИНКУ	73
3.1 Вихідні дані.....	73
3.2 Дослідження потенціалу сонячної енергії в м. Ужгород	74
3.3 Уточнення показників інсоляції із врахуванням параметрів встановлення фотоелектричних панелей	78
3.4 Вибір типу інвертора та моделювання варіантів інформаційного забезпечення.	83
3.5 Перевірка інвертора на відповідність.	86
3.6 Розрахунок місячного вироблення електроенергії.....	86

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		5

3.7 РОЗРАХУНОК ВАРТОСТІ ВСІХ КОМПОНЕНТІВ СТАНЦІЙ ТА ЇХ МОНТАЖ ... 88

4.ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ СОНЯЧНИХ ПАНЕЛЕЙ 90

4.1 СОНЯЧНА ЕЛЕКТРИЧНА СТАНЦІЯ 90

4.2 ВИМОГИ ЩО ДО ЕКСПЛУАТАЦІЇ СЕС..... 91

4.3 БЕЗПЕКА ПРАЦІВНИКІВ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ СЕС 91

4.4 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ’ЄКТА, ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБЛАДНАННЯ..... 92

4.5 ВИЗНАЧЕННЯ ОБСЯГУ І ПОСЛІДОВНОСТІ ВИКОНАННЯ РОБОТИ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ СЕС 94

4.6 ОЦІНКА ТА ВИЗНАЧЕННЯ УМОВ ПРАЦІ НА РОБОЧОМУ МІСЦІ..... 95

4.7 ВИЗНАЧЕННЯ ТА ОЦІНКА НЕБЕЗПЕЧНИХ ТА ШКІДЛИВИХ ВИРОБНИЧИХ ЧИННИКІВ 96

4.8 ОБРАННЯ ТЕХНІЧНИХ ТА ОРГАНІЗАЦІЙНИХ ЗАХОДІВ БЕЗПЕКИ З ПРАЦІ ... 96

4.9 ВИБІР ЗАСОБІВ ІНДИВІДУАЛЬНОГО ЗАХИСТУ ДЛЯ ПОПЕРЕДЖЕННЯ ВПЛИВУ НЕБЕЗПЕЧНИХ ТА ШКІДЛИВИХ ВИРОБНИЧИХ ЧИННИКІВ 97

4.10 ЗАХОДИ ЗАПОБІГАННЯ ТА ЛІКВІДАЦІЇ НАСЛІДКІВ ВИБУХУ АБО ПОЖЕЖІ 98

4.11 РОЗРАХУНОК ЗАХИСНОГО ЗАЗЕМЛЕННЯ 99

ВИСНОВОК 107

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ 108

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	6
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

Вступ

В наш час світ з кожним роком приділяє більше уваги вирішенню енергетичних проблем. Експерти з вирішення традиційної енергетичної кризи вважають, що єдиним виходом є всебічне використання відновлюваних ресурсів: води, вітру та сонячної енергії. Найбільш перспективним є використання сонячної енергії, ресурси необмежені. Останніми роками розвиток сонячної енергетики значно сприяв усьому світу. Україна не є винятком, і ми спостерігаємо позитивний імпульс для розвитку енергетичного сектору.

Щороку в Україні потужність СЕС становить близько 150 МВт, більшість з яких експортується. Також є досвід у виробництві сонячних генераторів на основі термодинамічного методу перетворення сонячного випромінювання в електричну енергію, але результат експлуатації сонячної електростанції потужністю 5 МВт (СЕС-5) в Криму не дали підстав для впровадження такого обладнання в Україні. У 2008 році площа сонячних установок в Україні становила приблизно 45 000 квадратних метрів.

На думку експертів, "сонячна" енергетика країни виробляє приблизно 2 мільярди кіловат-годин електроенергії щороку. Від сировини до готових систем потенціал розвитку в цій галузі величезний. Також є можливість розробити ланцюг, який перетворює сонячне випромінювання в електроенергію, починаючи з виробництва кремнієвої сировини і закінчуючи установкою готової системи. Ще до незалежності в нашій країні працювали такі підприємства, як Світловодський завод чистого металу та Запорізький титано-магнієвий завод. Київський завод "Квазар" освоїв промислове виробництво сонячних батарей та сонячних панелей, а його науково-технічний розвиток та можливість розміщення великих виробничих потужностей з достатньою кількістю сировини дозволять Україні посісти місце на світовому ринку сонячних батарей компоненти електростанції.

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	
Змн.3	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		7

1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ОБ'ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Розташування та монтаж сонячної електростанції

Сонячна енергія - одне з найважливіших винаходів 20 століття. Однак сонячні електростанції (СЕС) не відразу були затребувані. Це тому, що вони генерують дуже мало енергії і є дорогими. Однак за допомогою сьогоденішнього прогресу ми маємо можливість придбати електростанції, які не такі дорогі, як раніше. Тому кількість людей, які сподіваються встановити такі станції вдома, дуже збільшилась. На цю ситуацію впливає і фінансовий план України. "Зелені" тарифи спонукають власників приватних будинків розглянути можливість встановлення станції. Хтось хоче виконати всі технічні деталі вручну, а хтось довірить це професіоналам. Варто зазначити, що така станція містить безліч незалежних компонентів, які важко зрозуміти та встановити сонячні батареї самостійно. Якщо ви помилитеся під час встановлення, станція не працюватиме ефективно.

Положення панелі дуже важливе, оскільки це залежить від рівня генерації. Для найкращого розміщення модулів потрібно звернути увагу на такі моменти.

1. Обираємо місце.

Для того, щоб сонце світило на фотоелектричні панелі, найкраще не розміщувати їх посеред високих дерев та в тіні. У цьому випадку ефективність установки буде значно знижена для визначення рівня сонячного світла.

					НТУУ.001.7107.041ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ОБ'ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ		
Розроб.		Касяненко А.В.					
Перевір.		Ярмолюк О.С.					
Перевір.							
Н. Контр.		Прокопенко І. Д					
					Літ.	Арк.	Акрушів
					IEE OE-71		

2. Інсоляція

Надзвичайно важливо визначити, який саме рівень потужності електростанції потрібен вашому дому та яка кількість панелей вам потрібна. Іншими словами, скільки сонячного світла потрібно будинку в певний час року. Якщо рівень сонячного світла високий, мала кількість модулів зможе забезпечити достатню кількість енергії.

3. Розміщення панелі.

Для розміщення сонячних панелей потрібно враховувати не тільки площу даху, але й існування дерев, будівель та дахів, які можуть забезпечити тінь. Найбільший ефект досягається завдяки правильній конфігурації макета.

4. Зона Покриття.

Аналізуючи рівень сонячного світла та енергоспоживання будинку, ви можете зрозуміти потужність станції в майбутньому. Тому, враховуючи розмір несучої конструкції, визначте кількість необхідних сонячних панелей.

5. Основна конструкція повинна бути в хорошому стані.

Не потрібно турбуватися про встановлення панелей для пошкодження даху. Якщо він у хорошому стані, цього не відбудеться. Перш ніж встановлювати сонячні модулі, обов'язково перевірте дах. Якщо потрібен ремонт, найкраще дочекатися встановлення панелей, оскільки з ними буде важче відбудувати. Розглянемо можливі місця встановлення СЕС. Існує два місця встановлення сонячних електростанцій:

1. На даху будинку/споруди;
2. На земельній ділянці.

В нашому випадку встановлення буде відбуватись на даху багатоповерхівки

Чи можна встановлювати встановити сонячну станцію в багатоповерхівці?

З юридичних причин ситуація тут складніша: питання в тому, кому належить дах багатоповерхової будівлі. Якщо менеджера на даху немає, і його не можна злати в оренду людині, яка встановить там сонячну електростанцію,

					НТУУ.001.7107.041ПЗ		
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата			9

то це формально неможливо. Якщо будинком керує квартира, облаштувати це простіше, адже в Україні на даху квартири вже встановлені сонячні станції. Його електроенергія використовується для оплати загальних приміщень будинку: ліфтів, вхідного освітлення, освітлення двору, роботи водяного насоса тощо. Якщо надлишок буде проданий через Інтернет, кошти підуть на спільний рахунок квартири для задоволення потреб будинку. Ця електроенергія не використовується для споживання в квартирі, оскільки незрозуміло, як оптимально розподілити цю електроенергію серед мешканців багатоквартирного будинку або отриманий від цього прибуток.

Інший спосіб - створити енергетичний кооператив, де люди спільно інвестують у будівництво сонячної електростанції та ставлять її на дах. Потім розділіть його вартість на рівну кількість акцій і, виходячи із суми інвестицій учасників, скільки прибутку вони отримають від сонячної електростанції.

Встановлення сонячної електростанції на даху багатоквартирного будинку - це хороша інвестиція, яка може окупитися протягом 5 років.

Але тут також є тонкі відмінності:

- обов'язково в Статуті ОСББ має бути зазначений КВЕД 68.20 "Надання в оренду і експлуатацію власного чи орендованого нерухомого майна" та передбачена можливість здачі в оренду "допоміжних приміщень та іншого спільного майна",
- на зборах ОСББ необхідно винести питання здачі в оренду даху будинку та отримати згоду 75% мешканців та закріпити їх підписами. Отримати таку згоду легше на взаємовигідних умовах.

2. Технічні умови для зведення та пуску СЕС.
В Постанові №32 "Про затвердження Правил приєднання електроустановок до електричних мереж" НКРЕКП регулює можливість продажу електроенергії по «зеленому»

Треба підготувати документи та відправити їх до місцевого Обленерго.
Перелік:

- Заява-повідомлення;

НТУУ.001.7107.041ПЗ

Змн.3	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата

- Топографо-геодезичний план в масштабі 1:2000 будинку;
- Документ на право власності квартири заявника;
- Договір оренди даху між ОСББ та заявником;
- Копію протоколу зборів мешканців ОСББ про передачу в оренду даху будівлі заявнику;
- Свідоцтво про реєстрацію ОСББ;
- Статут ОСББ, де є пункт у видах діяльності про те, що ОСББ може здавати своє майно в оренду;
- Довідка зі Статистики, де серед видів діяльності зазначений код 68.20 (“Надання в оренду нерухомого майна”);
- Заява про збільшення електричної потужності на квартиру;
- Заява від ОСББ про збільшення виділеної електричної потужності на будинок.

Найскладнішими моментами тут можуть бути саме збільшення потужності. Оскільки збільшується підведена потужність в квартирі, то необхідно також збільшити її і на весь будинок. Для квартири необхідно буде змінити наявний лічильник на трьохфазний та перенести його з сходового майданчика до щитової. Для самого будинку найімовірніше необхідно буде переробити щитову під нову потужність.

Монтаж установки:

1. Замовлення обладнання: вибір панелі, інвертор та графік монтажу.
2. Монтажник спершу підготує вашу дах і переконається, що черепиця встановлена правильно. Потім вони підключають дроти, які підключатимуться до вашої електричної панелі та універсального джерела живлення. Після завершення проводки вони встановлять стійку для підтримки вашої панелі (це єдиний пристрій, який насправді підключений до даху). Коли стійка буде вирівняна та надійно закріплена, панель буде розміщена на стійці. Нарешті, інвертор підключений до панелі для перетворення енергії постійного струму в енергію змінного струму, що використовується в побутовому та основному електроживленні.

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	11
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

3. Захист СЕС:

Почнемо з лінії постійного струму. Запобіжники використовуються для захисту сонячних модулів та мережевих (або гібридних / незалежних) інверторів від короткого замикання та перевантажень. У галузі сонячних панелей запобіжники з'єднуються послідовно і безпосередньо підключаються до роз'єму. Запобіжник реагує на збільшення струму (коротке замикання), а потім забезпечує видиме відключення. Також рекомендується використовувати обмежувач перенапруги постійного струму (DC), який захищає пристрій від індукції або прямих імпульсів (наприклад, блискавки). Проходячи через високовольтну ланцюг, розрядник розмикає ланцюг і направляє струм на землю. Помістіть безпосередньо в сонячну панель. Крім того, ви можете використовувати додатковий ізолювальний вимикач, щоб спростити інженерні роботи та забезпечити більший захист на ремонтній станції. За допомогою ізолюючого перемикача ви можете легко вимкнути весь ланцюг постійного струму. Запобіжник [10] також можна встановити безпосередньо в ізолюючому вимикачі.

Використовуйте автоматичні вимикачі, щоб запобігти короткому замиканню змінного струму (ланцюгам змінного струму). Застосовується для захисту інвертора від струмів, що перевищують допустиме номінальне значення. Для запобігання струму витоку використовується захисний захисний пристрій (PZV). Це спрацюватиме, коли поточні значення у фазовій лінії та нейтральній лінії в мережі, яку вона захищає, відрізняються.

Важливою частиною повної системи захисту є контур заземлення. Він прокладається під землею, а потім підключається до провідника для з'єднання всіх сонячних панелей. Основна мета: захистити персонал від струмів високої напруги, що проходять через компоненти системи (наприклад, інвертори).

4. Перевірка та підключення коштування.

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	12
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

Перш ніж підключати сонячні батареї до основного джерела живлення, представник міста повинен перевірити систему та дати дозвіл. Під час цієї перевірки представник фактично ще раз перевірить роботу вашого установника. Він перевірить, чи правильно виконана електрична проводка, чи надійно підключена установка та чи відповідає загальна установка електричним стандартам та стандартам на даху. Після цієї локальної перевірки ви готові офіційно підключитися до мережі. Приїде представник вашої електротехнічної компанії Остаточна оцінка Сонячної системи. Якщо очевидних проблем не буде, панель запуститься, коли вони "домовляться", і підключить вашу систему до мережі.

1.2 Сонячна інсоляція

Сонячне проміння опромінює поверхню сонячним світлом (сонячне випромінювання), і сонячне випромінювання тече на поверхню; опромінюйте поверхню або простір паралельним променем від центру сонячного диска у поточному видимому напрямку. Сонячне сяйво вимірюється кількістю одиниць енергії, які падають на одиницю площі за одиницю часу. Зазвичай сонячне світло вимірюється в кВт * год / м². На рисунку нижче (рис.1.1) показано кількість сонячного світла в різних частинах світу.



Рисунок 1.1 Інсоляція різних частинах світу.

Розглянемо карту сонячної інсоляції на території України:

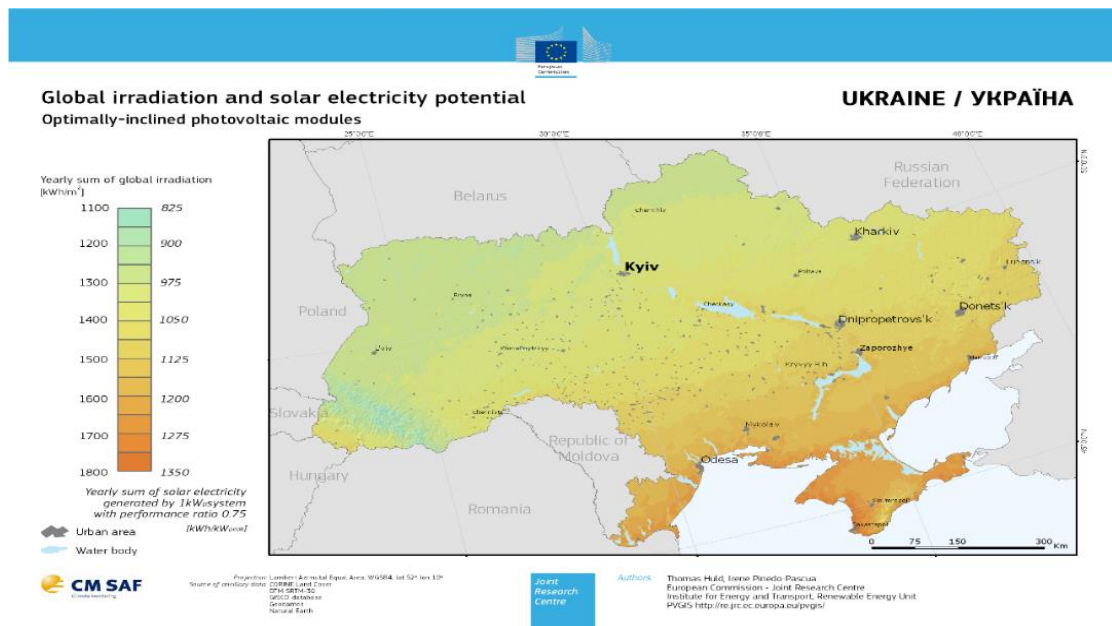


Рисунок 1.2 Сонячна інсоляція України

Проаналізувавши рисунок (1.2), можна зробити висновок, що якщо сонячні панелі встановлені під найкращим кутом, загальна річна сонячна радіація в Україні становить близько 825-1350 кВт-год / м². Україна має достатньо сонячної енергії для встановлення сонячних електростанцій.

На наступному рисунку можна побачити рівень інсоляції в містах України (рисунок 1.3)

Таблиця сонячної інсоляції по містах України													
	січень	лютий	березень	квітень	травень	червень	липень	серпень	вересень	жовтень	листопад	грудень	рік
Сімферополь	1,27	2,06	3,05	4,30	5,44	5,84	6,20	5,34	4,07	2,67	1,55	1,07	3,58
Вінниця	1,07	1,89	2,94	3,92	5,19	5,3	5,16	4,68	3,21	1,97	1,10	0,9	3,11
Луцьк	1,02	1,77	2,83	3,91	5,05	5,08	4,94	4,55	3,01	1,83	1,05	0,79	2,99
Дніпропетровськ	1,21	1,99	2,98	4,05	5,55	5,57	5,70	5,08	3,66	2,27	1,20	0,96	3,36
Донецьк	1,21	1,99	2,94	4,04	5,48	5,55	5,66	5,09	3,67	2,24	1,23	0,96	3,34
Житомир	1,01	1,82	2,87	3,88	5,16	5,19	5,04	4,66	3,06	1,87	1,04	0,83	3,04
Ужгород	1,13	1,91	3,01	4,03	5,01	5,31	5,25	4,82	3,33	2,02	1,19	0,88	3,16
Запоріжжя	1,21	2,00	2,91	4,20	5,62	5,72	5,88	5,18	3,87	2,44	1,25	0,95	3,44
Івано-Франківськ	1,19	1,93	2,84	3,68	4,54	4,75	4,76	4,40	3,06	2,00	1,20	0,94	2,94
Київ	1,07	1,87	2,95	3,96	5,25	5,22	5,25	4,67	3,12	1,94	1,02	0,86	3,10
Кіровоград	1,20	1,95	2,96	4,07	5,47	5,49	5,57	4,92	3,57	2,24	1,14	0,96	3,30
Луганськ	1,23	2,06	3,05	4,05	5,46	5,57	5,65	4,99	3,62	2,23	1,26	0,93	3,34
Львів	1,08	1,83	2,82	3,78	4,67	4,83	4,83	4,45	3,00	1,85	1,06	0,83	2,92
Миколаїв	1,25	2,10	3,07	4,38	5,65	5,85	6,03	5,34	3,93	2,52	1,36	1,04	3,55
Одеса	1,25	2,11	3,08	4,38	5,65	5,85	6,04	5,33	3,93	2,52	1,36	1,04	3,55
Полтава	1,18	1,96	3,05	4,00	5,40	5,44	5,51	4,87	3,42	2,11	1,15	0,91	3,25
Рівне	1,01	1,81	2,83	3,87	5,08	5,17	4,98	4,58	3,02	1,87	1,04	0,81	3,01
Суми	1,13	1,93	3,05	3,98	5,27	5,32	5,38	4,67	3,19	1,98	1,10	0,86	3,16
Тернопіль	1,09	1,86	2,85	3,85	4,84	5,00	4,93	4,51	3,08	1,91	1,09	0,85	2,99
Харків	1,19	2,02	3,05	3,92	5,38	5,46	5,56	4,88	3,49	2,10	1,19	0,9	3,26
Херсон	1,30	2,13	3,08	4,36	5,68	5,76	6,00	5,29	4,00	2,57	1,36	1,04	3,55
Хмельницький	1,09	1,86	2,87	3,85	5,08	5,21	5,04	4,58	3,14	1,98	1,10	0,87	3,06
Черкаси	1,15	1,91	2,94	3,99	5,44	5,46	5,54	4,87	3,40	2,13	1,09	0,91	3,24
Чернігів	0,99	1,80	2,92	3,96	5,17	5,19	5,12	4,54	3,00	1,86	0,98	0,75	3,03
Чернівці	1,19	1,93	2,84	3,68	4,54	4,75	4,76	4,40	3,06	2,00	1,20	0,94	2,94

Рисунок 1.3 Інсоляція в містах України

1.3 Аналіз ризиків при встановленні сонячних електростанцій на даху

Як ми всі знаємо, обладнання сонячних електростанцій є дорогим і вимагає детального проектування установки. Важливо враховувати ризики, які можуть спричинити матеріальну та фізичну шкоду, а саме [1,2]:

- Фізичні пошкодження під час монтажу;
- Видалення пилу з поверхні панелі;
- Нагрівальна панель;
- Сонячне затемнення;
- Частота ударів блискавки.

Удари блискавки впливають на предмети двома шляхами. Перший метод - це прямий удар блискавки (ПУБ), коли блискавка вражає об'єкт, через який протікає струм блискавки. Другий метод полягає у створенні об'єктів (підстанцій, комплектних розподільних пунктів, обладнання електростанцій, ліній електропередач тощо) електромагнітний імпульс блискавки (ЕМІВ). В об'єктах з металевими компонентами будівельних конструкцій, електронними

та електричними системами комутації спостерігаються імпульси перенапруги, тобто вплив випромінюваних електромагнітних полів.

Удари блискавки типу SES можуть спричинити механічні пошкодження обладнання, пожежу та вибух, омичне нагрівання провідників, вивільнення небезпечних хімічних речовин та небезпеку ураження електричним струмом людей та тварин через контактну напругу та крокову напругу. Тому важливо проаналізувати територіальну карту України.

Порівнюючи сонячну карту сонячного світла та карту середньої тривалості грози, можна зробити висновок, що в деяких районах на півдні та сході ризик удару блискавки від сонячних станцій набагато вищий. Тому необхідно вибрати відповідний рівень блискавкозахисту, що може бути дорогим. І через сильне сонце. Захист швидко окупиться. У західному регіоні грози тривають тривалий час, а сонячного світла мало. Встановлення масштабних наземних СЕС економічно недоцільно. Рівень сонячного світла на півночі не такий великий, як на півдні, але тривалість гроз помірна, тому можна здійснити І рівень блискавкозахисту.

1.4 Захист конструкції

Прогнозуючи та оцінюючи тип та ризик наземних втрат СЕС, ми можемо вибрати заходи для запобігання РВБ.

Тому вживаються захисні заходи для зменшення загрози життю людей і тварин, травмуванню людей, електричній системі та виходу з ладу всієї системи.

Розглянемо заходи щодо захисту життя людей від електричних струмів:

- Ізоляція струмопровідних частин;
- Еквіпотенційні сполуки;
- Фізичні обмеження та попереджувальні знаки.

Висновок

У цьому розділі роботи вивчається ефективність різних видів сонячної енергії панель. Описується застосування автономних оптоелектронних модулів для постачання енергії, що дозволяє споживачам енергії бути незалежними від центральної енергетичної мережі. Відмічені риси при проектуванні передбачають, що споживання енергії навантаженням, так і отримання сонячної енергії в місці встановлення.

Можемо оцінити всі плюси і мінуси використання сонячних електростанцій та зробити висновок, що дана система може бути рішенням енергозабезпечення при відсутності мережі живлення, при бажанні не залежати від цієї мережі.

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	17
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

2. РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЖИТЛОВО БУДИНКУ.

2.1 Умови проектування

2.1.1 Характеристика та особливості об'єкту проектування

В даному проєкті, об'єктом дослідження є багатоповерховий будинок, який входить до складу району . В цьому районі міста знаходиться житий комплекс.

Живлення міських споживачів здійснюється за допомогою розподільних мереж напругою 6-10 кВ і 0,38 кВ.

2.1.2 Класифікація і загальна характеристика електроприймачів

Міські електричні мережі напругою 6-10 кВ характерні тим, що в кожному з мікрорайонів можуть виявитися споживачі всіх трьох категорій за надійністю електропостачання. Відповідно, це вимагає і належної побудови схеми мережі.

2.1.3 Класифікація приміщень об'єкта проектування

Район належить до класу А за ступенем пожежної небезпеки: Легкозаймисті гази та легкозаймисті рідини з температурою спалаху, що не перевищує 28 ° С, можуть утворювати вибухонебезпечні паро-газоповітряні суміші у своїх кількостях, і при їх займанні створюється розрахунковий вибуховий тиск понад 5 кПа в приміщенні. Речовини та матеріали, які можуть вибухнути та згоріти при контакті з водою, киснем або один з одним, кількість яких така, що розрахунковий надвисокий тиск у приміщенні перевищує 5 кПа

					НТУУ.001.7107.041ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Касяненко А.В.			Розробка загальної схеми електропостачання житлового району міста	Літ.	Арк.
Перевір.		Ярмолюк О.С.					Акрушів
Перевір.							
						IEE OE-71	
Н. Контр.		Прокопенко І. Д					

2.1.4 Характеристика джерела живлення

Електропостачання міських споживачів здійснюється ТП які під'єднані до петльової схеми яка живиться від РП 10 кВ

2.1.5 Вибір напруги розподільчої мережі

Підстанції з різними силовими трансформаторами подають живлення в мережу, і її розміщення залежить від користувача. Незалежні підстанції (ТП), які не підключені до мережі загального користування, можуть використовуватися для живлення споживачів комунальних послуг. Залежно від споживача, ТР може бути автономним або обладнаним обладнанням для автоматичного переключення живлення користувача на додаткову лінію, коли основна лінія несподівано виходить.

2.2 Визначення розрахункових навантажень об'єктів житлового району

2.2.1 Загальна інформація щодо методики проведення розрахунку

При розрахунку навантаження важливо правильно визначити електричне навантаження та його правильний розподіл по житловому району.

Існує три основні методи розрахунку електричних навантажень:

- 1) Метод упорядкованих діаграм (метод коефіцієнта максимуму);
- 2) Метод коефіцієнта попиту
- 3) Метод питомого споживання електричної енергії на одиницю, що виробляється .

2.2.2 Вихідні дані для проведення розрахунку

Визначення розрахункових навантажень в електропостачальних системах міста представлені в таблиці 2.1 яка наведена нижче .

Таблиця 2.1 Визначення розрахункових навантажень.

№	тип об'єкту	кількість	умовне позначення
1	Житловий будинок з газовими плитами, 5 поверхів, 3 секції, 60 помешкань	1	Г
2	Житловий будинок з газовими плитами, 5 поверхів, 4 секції, 80 помешкань	6	Д
3	Кінотеатр на 1200 місць	1	П
4	Дитячий садок на 128 місць	1	Х
5	Дитячий садок на 200 місць	1	Ц

Визначення розрахункових навантажень громадських об'єктів виконуємо згідно :

$$P_{ж/б} = P_{кв} + 0,9P_{л},$$

$$Q_{ж/б} = P_{кв}tg\varphi_{кв} + 0,9P_{сил}tg\varphi_{сил},$$

де $P_{кв}$ – розрахункове навантаження квартир:

$$P_{кв} = P_{пит}N_{кв},$$

де $P_{пит}$ – питоме розрахункове електричне навантаження житла [3];

$N_{кв}$ – кількість квартир;

$P_{сил}$ – розрахункове навантаження силових ЕП:

$$P_{сил} = K_{сил} \sum P_{л},$$

де $K_{сил}$ – коефіцієнт попиту для ліфтових установок [1];

$P_{л}$ – потужність ліфтової установки;

При розрахунку для всіх житлових будинків з однаковими кулінарними властивостями загальна кількість квартир та загальна кількість ліфтів розглядаються як один житловий будинок.

Визначення розрахункових навантажень громадських і адміністративних будівель знаходимо згідно [4]:

$$P_p = P_{\text{пит}} N,$$

$$Q_p = P_{\text{пит}} N \operatorname{tg} \varphi_{\text{пит}},$$

На рисунку 2.1 зображена схема розміщення житлових, громадських та адміністративних будівель відносно трансформаторних підстанцій.

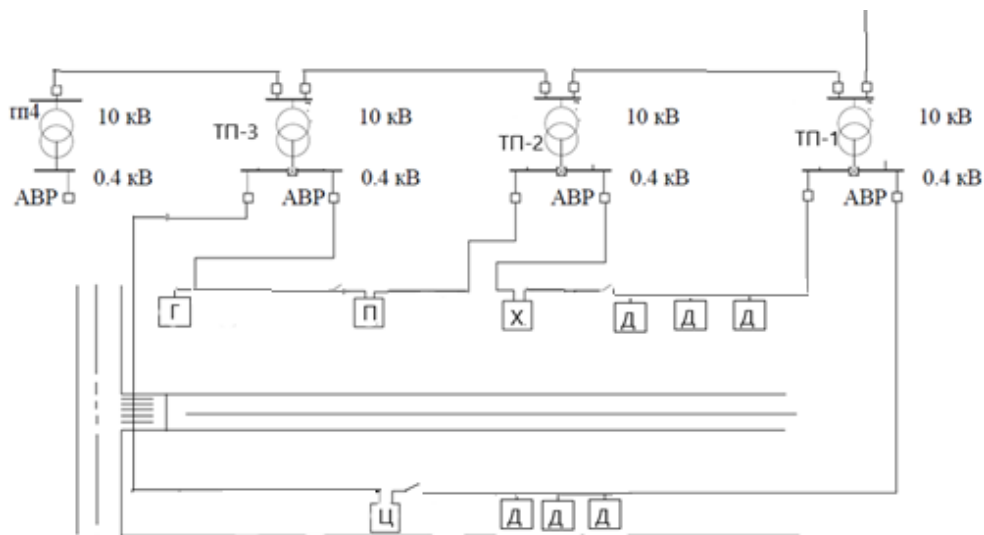


Рисунок 2.1 Схема розміщення

Проектні навантаження громадських та адміністративних будівель визначаються виходячи з Визначаючи загальне проектне навантаження, слід враховувати комбінацію максимального навантаження, не тільки проектну величину навантаження кожного користувача, але і його природу за допомогою коефіцієнта комбінації .

Таким чином сумарне активне навантаження споживачів ТП визначається за формулою:

$$P_{\text{ТП}} = P \sum_{i=1}^n P_i$$

$K_{\text{сумі}} \max$

$$Q_{\text{ТП}} = Q \sum_{i=1}^n Q_i$$

$K_{\text{сумі}} \max$

$$S_{\text{ТП}} = \sqrt{P_{\text{ТП}}^2 + Q_{\text{ТП}}^2},$$

де P_{\max} - найбільше з розрахункових навантажень серед об'єктів, котрі живляться від точки мережі, яка розглядається;

P_i - розрахункове навантаження решти будівель, $i = 1, \dots, n$;

$K_{\text{сумі}}$ – коефіцієнт участі у максимумі, котрий відображає якою долею навантаження i -ого житлового або громадського об'єкту бере участь у найбільшому розрахунковому навантаженні, обертається згідно [4].

При проведенні розрахунків всі житлові будинки з однаковим характером приготування їжі розглядаються як один житловий будинок з сумарним числом квартир та сумарним числом ліфтових установок.

2.2.3 Розрахунок нормального режиму роботи електричної мережі

ТП1 (Д6):

$$P_{\text{ТП1}} = 0,96 \cdot 480 = 460,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП1}} = 460,8 \cdot 0,29 = 133,63 \text{ квар},$$

$$S_{\text{ТП1}} = \sqrt{460,8^2 + 133,63^2} = 479,79 \text{ кВА}.$$

ТП2 (ПХ):

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	22
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

$$P_{\text{ТП2}} = 25 \cdot 0,6 + 180 = 195,36 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП2}} = 77,4 + 5,12 \cdot 0,6 = 80,47 \text{ квар},$$

$$S_{\text{ТП1}} = \sqrt{195,36^2 + 80,47^2} = 211,28 \text{ кВА}.$$

ТП3 (Г,Ц,Е):

$$P_{\text{ТП3}} = 57,6 + 40 \cdot 0,7 + 47,16 \cdot 0,9 = 128,044 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП3}} = 16,70 + 8 \cdot 0,7 + 13,68 \cdot 0,9 = 34,61 \text{ квар},$$

$$S_{\text{ТП1}} = \sqrt{128,044^2 + 34,61^2} = 132,64 \text{ кВА}.$$

Визначення розрахункових навантажень в нормальному режимі для ТП1, ТП2 та ТП3 та розрахункові навантаження громадських будівель зведемо в таблицю 2.2

Таблиця 2.2 Розрахункове навантаження ТП

Об'єкт	Кількість	Рлпг	соф	тгф	NI	Рж/б	Qж/б	Ркв	Ркп(ліфт)	На оду будівлю Рр	Рр	на одну будівлю Qр	Qр	Sp
Ліфт д	36	0,35	0,65	1,17	234		96,723	81,9	532,35					
Д	6	0,96	0,96	0,29	480	671,4	134,00	460,80		76,8	460,8	22,27	133,63	479,79
ТП1										0	460,8		133,63	479,79
П	1	0,15	0,92	0,43	1200					180	180	77,40	77,40	195,94
Х	1	0,2	0,98	0,2	128					25,6	25,6	7,75	5,12	26,11
ТП2										0	195,36		80,47	211,28
Ліфт г	3	0,9	0,65	1,17	19,5	17,55	20,53	17,55	19,5					
Г	1	0,96	0,96	0,29	60	75,15	17,65	57,60		46,08	57,6	13,36	16,70	59,97
Ц	1	0,2	0,98	0,2	200					40	40	8,00	8,00	40,79
								0,00						
ТП3											85,6		22,30	88,46

2.2.4 Після аварійний режим (ТП1)

Після виходу ТП1 з ладу до ТП2 підключають будинки (П,Х), що були підключені до ТП1 (Д6), та до ТП3 підключають будинки (Г,Ц,Е,Д).

$$P_{\text{ТП2}} = 460,8 + 25 \cdot 0,7 + 25,6 \cdot 0,6 = 493,3 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП2}} = 133,6 + 5,12 \cdot 0,7 + 77,40 \cdot 0,6 = 183,624 \text{ квар},$$

$$S_{\text{ТП2}} = \sqrt{493,3^2 + 183,624^2} = 526,367 \text{ кВА.}$$

$$P_{\text{ТП3}} = 76,8 + 0,9 \cdot 57,6 + 0,6 \cdot 40 = 152,64 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{ТП3}} = 22,27 + 0,9 \cdot 16,70 + 0,6 \cdot 8 = 42,11 \text{ квар,}$$

$$S_{\text{ТП3}} = \sqrt{42,11^2 + 152,64^2} = 158,34 \text{ кВА.}$$

Після виходу ТП3 з ладу до ТП2 підключають будинки П,Х,Г,Ц та до ТП1 підключаються будинки 6Д,,Е

$$P_{\text{ТП2}} = 460,8 + 0,7 \cdot 25,6 = 478,72 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{ТП2}} = 133,63 + 0,6 \cdot 5,12 = 136,7 \text{ квар,}$$

$$S_{\text{ТП2}} = \sqrt{478,72^2 + 136,7^2} = 497,86 \text{ кВА.}$$

$$P_{\text{ТП1}} = 57,6 + 0,7 \cdot 180 + 0,7 \cdot 40 + 0,9 \cdot 47,16 = 254,04 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{ТП1}} = 16,70 + 0,7 \cdot 77,4 + 0,7 \cdot 8 + 0,9 \cdot 16,68 = 88,79 \text{ квар,}$$

$$S_{\text{ТП1}} = \sqrt{254,04^2 + 88,79^2} = 269,11 \text{ кВА}$$

Після виходу ТП2 з ладу до ТП1 підключають будинки 6Д до ТП3 підключають будинки П,Х, 6Д,Е

$$P_{\text{ТП1}} = 460 + 0,7 \cdot 40 + 0,7 \cdot 47,16 = 521,81 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{ТП1}} = 133,63 + 0,6 \cdot 13,68 + 0,7 \cdot 8 = 147,44 \text{ квар,}$$

$$S_{\text{ТП1}} = \sqrt{521,81^2 + 147,44^2} = 542,24 \text{ кВА,}$$

$$P_{\text{ТП3}} = 40 + 0,6 \cdot 180 + 0,7 \cdot 25,6 + 0,9 \cdot 57,6 = 217,76 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{ТП3}} = 8 + 0,6 \cdot 77,40 + 0,7 \cdot 5,12 + 0,9 \cdot 16,70 = 73,06 \text{ квар,}$$

$$S_{\text{ТП3}} = \sqrt{217,76^2 + 73,06^2} = 229,69 \text{ кВА.}$$

Розрахункові навантаження ТП1, ТП2 та ТП3 для після аварійного режиму зведемо в таблицю 2.3.

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		24

Таблиця 2.3 - Розрахункове навантаження ТП

ТП1	ТП2	П,Х	493,3	183,62	526,36
	ТП3	Г,Ц,Е,Д	152,64	42,11	158,34
ТП2	ТП1	П,Х,Г,Ц	478,72	136,70	497,86
	ТП3	6Д,,Е	254,04	88,79	269,11
ТП3	ТП1	6Д	521,81	147,44	542,24
	ТП2	П,Х, 6Д,Е	217,76	73,06	229,69

2.2.5 Вибір перерізу ліній низької напруги, що живлять житлові та громадські будівлі

Мінімально допустимі перерізи мережі напругою до 1000 В, в загальному випадку, повинні задовольняти наступним вимогам [1]:

1. Втрати напруги в нормальному режимі не повинна перевищувати допустимої величини: $\Delta U \leq \Delta U_{\text{доп}}$.

2. Втрати напруги в післяаварійному режимі не повинна більш ніж на 5% перевищувати допустиму величину: $\Delta U_{\text{п/а}} \leq \Delta U_{\text{доп}} + 5\%$.

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2,$$

де $I_{\text{доп}}$ – допустиме тривале струмове навантаження, яке визначається за довідковими даними з урахуванням марки кабелю (дроту) і способу його прокладки (у землі, в повітрі, в трубах і так далі);

K_1 – коефіцієнт, що враховує фактичні температурні умови експлуатації кабелю або повітряної лінії;

K_2 – корегуючий (уточнюючий) коефіцієнт, що враховує кількість паралельно прокладених і працюючих кабелів.

4. Струмове навантаження в післяаварійному режимі не повинне перевищувати допустиме значення, визначене з урахуванням відповідного коефіцієнта допустимого перевантаження:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2 K_{\text{пер}},$$

де $K_{\text{пер}}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження, який визначається з урахуванням умов прокладки, тривалості перевантаження і попереднього завантаження КЛ.

Визначимо переріз КЛ напругою до 1000 В на прикладі ланки ТП1.

Спочатку розрахунок здійснимо для нормального режиму для житлового будинку з газовими плитами (Д(1))

НТУУ.001.7107.041ПЗ

де S_H - номінальна потужність будинку.

$$I_{p.л.} = \frac{79,964}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 121,493 \text{ A.}$$

Переріз КЛ визначимо за формулою:

$$F = \frac{\rho \cdot 100}{\Delta U_{\text{доп}} U_H^2} \cdot \sum_{i=1}^n P_i l_i,$$

де ρ - питомий опір кабелю;

$\Delta U_{\text{доп}}$ - допустиме значення втрати напруги;

P_i - навантаження на i -й ділянці;

l_i - довжина i -ї ділянки лінії.

$$F_k = \frac{28 \cdot 100}{1,5 \cdot 380^2} \cdot (76,8 \cdot 0,1) = 0,105 \text{ мм}^2.$$

За допустимим струмом обираємо кабель АВВГ-4х120 [4].

$$I_p = 121,493 \leq I_{\text{доп}} 224 \text{ A.}$$

Перевіряємо втрату напруги в нормальному режимі:

$$\Delta U = \frac{(Pr_0 + Qx_0)}{10 \cdot U_H^2} l,$$

де x_0 , r_0 – питомі погонні активний і реактивний опори однієї фази кабелю, Ом/км,

$$\Delta U = \frac{(76,8 \cdot 0,25 + 22,27 \cdot 0,0602)}{10 \cdot 0,38^2} \cdot 0,11 = 1,422\%,$$

$$\Delta U = 1,422 \leq 5 \text{ \%}.$$

Отже, вибраний кабель підходить.

Розрахунки для інших будівель в нормальному режимі зводимо до таблиці 2.4.

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	27
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

Таблиця 2.4 – Вибір перерізу ліній низької напруги в нормальному режимі

Об'єкт	Pr, кВт	Qp, квар	Sp, кВА	L, км	Ip, А	F, мм2	Провід	Idоп, А	K1*K2*Idоп, А	г0, Ом/км	x0, Ом/км	ΔU≤5%
ТП1-Д(1)	76,8	22,272	79,964	0,1	121,493	0,105	АВВГ-4х120	224	217,28	0,25	0,0602	1,422
ТП1-Д(2)	76,8	22,270	79,964	0,09	121,492	0,105	АВВГ-4х120	224	217,28	0,25	0,0602	1,280
ТП1-Д(3)	76,8	22,270	79,964	0,08	121,492	0,105	АВВГ-4х120	224	217,28	0,25	0,0602	1,138
ТП1-Д(4)	76,8	22,270	79,964	0,06	121,492	0,105	АВВГ-4х120	224	217,28	0,25	0,0602	0,853
ТП1-Д(5)	76,8	22,270	79,964	0,05	121,492	0,105	АВВГ-4х120	224	217,28	0,25	0,0602	0,711
ТП1-Д(6)	76,8	22,270	79,964	0,03	121,492	0,105	АВВГ-4х120	224	217,28	0,25	0,0602	0,427
ТП2-П	180	77,400	195,936	0,05	297,693	0,186	АВВГ-4х240	330	471	0,125	0,0587	0,936
ТП2-Х	25,6	7,750	26,747	0,04	40,638	0,005	АВВГ-4х6	41	39,77	5,11	0,09	3,643
ТП3-Г	46,08	13,360	47,978	0,05	72,895	0,023	АВВГ-4х25	93	90,21	1,2	0,0662	1,945
ТП3-Ц	40	8,000	40,792	0,14	61,977	0,015	АВВГ-4х16	72	69,84	1,91	0,0675	7,460

Після виходу ТП1 з ладу , до ТП2 під'єднуються 2Л,23,М,Ж

ТП2.

Розглянемо на прикладі Дитячого садка на 200 місць (Ц)

$$I_{р\kappa\pi/a} = \frac{40,792}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 61,9A.$$

Визначимо переріз КЛ:

$$F_{\kappa\pi/a} = \frac{28 \cdot 100}{8 \cdot 380^2} \cdot (40 \cdot 0,14) = 0,015 \text{ мм}^2.$$

За допустимим струмом обираємо кабель АВВГ 4х2,5 [4].

$$I_{р\kappa\pi/a} = 61,9A \leq I_{доп} = 61,9A \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,3 = 77,3A.$$

Втрати напруги в після аварійному режимі:

$$\Delta U = \frac{(40 \cdot 1,91 + 8 \cdot 0,675)}{10 \cdot 0,38^2} \cdot 0,14 = 7,460\%.$$

$$\Delta U = 7,460 \leq 10\%.$$

Отже, вибраний кабель підходить.

Розрахунки для інших будівель в післяаварійному режимі зводимо до таблиці 2.5

Таблиця 2.5 Розрахунки для інших будівель в післяаварійному режимі

					НТУУ.001.7107.041ПЗ		
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата			28

Вихід з	Підключ	Будівлі	Рр, кВт	Qр, квар	Sp, кВА	L, км	Ip, А	F, мм2	Провід	Idоп, А	KЗ*Idоп, А	r0, Ом/км	x0, Ом/км	ΔU≤10%
ТП1	ТП2	П,Х,Д												
		П	180	77,400	195,936	0,05	297,693	0,186	АВВГ-4х240	340	442	5,11	0,09	0,936
		Х	25,6	7,750	26,747	0,04	40,638	0,005	АВВГ-4х6	45	58,5	1,2	0,0662	3,643
		Д(1)	76,8	22,270	79,964	0,1	121,492	0,105	АВВГ-4х120	340	442	0,17	0,0596	1,422
		Д(2)	76,8	22,270	79,964	0,09	121,492	0,105	АВВГ-4х120	340	442	0,17	0,0596	1,280
		Д(3)	76,8	22,270	79,964	0,08	121,492	0,105	АВВГ-4х120	70	91	3,16	0,073	1,138
		Д(4)	76,8	22,270	79,964	0,06	121,492	0,105	АВВГ-4х120	450	585	-3,653	0,04212	0,853
		Д(5)	76,8	22,270	79,964	0,05	121,492	0,105	АВВГ-4х120	600	780	-6,784	0,02788	0,711
		Д(6)	76,8	22,270	79,964	0,03	121,492	0,105	АВВГ-4х120	560	728	0,132	0,0587	0,427
	ТП3	Г,Ц									0			
		Г	0,25	13,360	13,362	0,05	20,302	0,006	АВВГ-4х25	95	92,15	1,2	0,0662	0,041
		Ц	40	8,000	40,792	0,14	61,977	0,015	АВВГ-4х16	80	77,6	1,91	0,0675	7,460
ТП2	ТП1	П,Х,Г									0			
		П	180	77,400	195,936	0,05	297,693	0,186	АВВГ-4х240	330	471	0,125	0,0587	0,936
		Х	25,6	7,750	26,747	0,04	40,638	0,005	АВВГ-4х6	41	39,77	5,11	0,09	3,643
		Ц	1,91	13,360	13,496	0,05	20,505	0,017	АВВГ-4х25	93	90,21	1,2	0,0662	0,110
	ТП3	БД,Ц									0			

2.2.6 Вибір потужності трансформаторів

Визначимо номінальні потужності РП.

Для ТП1 приймаємо трансформатор типу ТЛС-630/10, з наступними паспортними даними [19]:

$$S_{\text{ТП}}=630\text{кВА};$$

$$\Delta P_{\text{хх}}=1050\text{ Вт};$$

$$\Delta P_{\text{кз}}=7600\text{ Вт};$$

$$I_{\text{хх}}=1,8\text{ \%};$$

$$U_{\text{кз}}=5,5\text{ \%}.$$

Перевірка трансформатора в післяаварійному режимі:

$$S_{\text{ТП1п/а}} = 508,24 < 1,4 \cdot 630 = 882\text{ кВА}.$$

Для ТП3та ТП2 приймаємо трансформатор ТЛС-250/10, з наступними паспортними даними [4]:

$$S_{\text{ТП}}=250\text{ кВА};$$

					НТУУ.001.7107.041ПЗ		
Змн.3	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата			29

$$\Delta P_{xx}=560 \text{ Вт};$$

$$\Delta P_{кз}=3700 \text{ Вт};$$

$$I_{xx}=1,9 \text{ \%};$$

$$U_{кз}=4,5 \text{ \%}.$$

Перевірка трансформатора в післяаварійному режимі:

$$S_{ТП2п/а} = 229 < 1,4 \cdot 250 = 350 \text{ кВА}.$$

$$S_{ТП3п/а} = 158 < 1,4 \cdot 250 = 350 \text{ кВА}.$$

Аналогічні розрахунки для ТП2 і ТП3 зводимо до таблиці 2.6

Таблиця 2.6 – Розподіл навантаження на ТП1-ТП3

№ТП	P , кВт	Q , квар	S , кВ·А	$S_{нт}$, кВА	$P_{п/а}$, кВА	$Q_{п/а}$, квар	$S_{п/а}$, кВА	$1,4 S_{нт}$, кВА
1	460,80	133,63	479,79	630	488,80	139,23	508,24	882
2	195,36	80,47	211,28	250	217,76	73,06	229,69	350
3	85,60	22,30	88,46	250	152,64	42,11	158,34	350

2.3 РОЗРАХУНОК МІНІМАЛЬНО ПРИПУСТИМОГО ПЕРЕРІЗУ ЛІНІЙ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ 10 кВ

Вихідні дані для розрахунку представлені в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 - Навантаження розподільчих трансформатора і РП

	P , кВт	Q , квар
ТП4	920	250
РП	2100	500

Розподільча мережа 10 кВ виконана за магістральною (радіальною) схемою.

Технічні вимоги до вибору мінімально припустимого перерізу в мережах напругою понад 1000 В:

1. У звичайному режимі поточне навантаження будь-якої ділянки дороги не повинно перевищувати допустиме значення. Це визначається шляхом всебічного врахування умов прокладання лінії:

$$I_p = \frac{S_i}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2,$$

де $I_{\text{доп}}$ - допустиме тривале струмове навантаження, визначене за довідковими даними з врахуванням марки кабелю (дроту) і способу його прокладки (у землі, в повітрі, в трубах і т.д.);

K_1 – коефіцієнт, що враховує фактичні температурні умови експлуатації кабелю або повітряної лінії;

K_2 – поправочний коефіцієнт, що враховує кількість паралельно прокладених і працюючих кабелів.

Для магістральних ліній, виконаних одним перерізом, вказаний контроль здійснюється для ділянки, що працює в найбільш важких умовах.

2. Поточне навантаження в післяаварійному режимі не повинно перевищувати фактично допустиме значення, визначене з урахуванням відповідного допустимого коефіцієнта перевантаження:

$$I_{\text{п/а}} = \frac{S_{\text{п/а}}}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$

$$I_p \leq I_{\text{доп}} \cdot K_1 K_2 K_{\text{пер}},$$

де $K_{\text{пер}}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження, який визначається з врахуванням умов прокладки, тривалості перевантаження і попереднього завантаження КЛ. Для ПЛ коефіцієнт допустимого перевантаження приймається рівним 1,3.

3. Для КЛ вибраний перетин не може бути менше мінімально допустимого за умовами термічної стійкості струмам к.з.

$$F_{\text{кл}}^{\min} = \frac{I_{\Sigma}^{(3)} \cdot \sqrt{t_{\text{п}}}}{C},$$

$I_{\Sigma}^{(3)}$ - сумарний струм к.з. від енергосистеми з врахуванням наявних в СЕП синхронних двигунів;

$t_{\text{п}}$ – приведений розрахунковий час (час відключення к.з.);

C – термічний коефіцієнт.

Зокрема, для кабелів 10 кВ з алюмінієвими жилами і полівінілхлоридною або гумовою ізоляцією $C = 75 \text{ А} \cdot \text{с}^2/\text{мм}^2$, для аналогічних кабелів з поліетиленовою ізоляцією $C = 62 \text{ А} \cdot \text{с}^2/\text{мм}^2$.

4. Для ПЛ додатково мають бути також перевірені вимоги по забезпеченню механічної міцності і умові коронування:

$$F \geq F_{\text{мех}}^{\min}$$

$$F \geq F_{\text{кор}}^{\min}$$

Остання вимога стосується мереж номінальною напругою 35 кВ і вище.

Розрахункове навантаження розподільчих ліній 6-10 кВ визначається добутком суми розрахункових навантажень окремих ТП і коефіцієнту $K_{\text{см}}$, який враховує сумісність їх максимумів:

$$P_{\text{рс}} = K_{\text{см}} \sum_{i=1}^n P_{\text{ртіі}}.$$

Причому необхідно врахувати втрати потужності в трансформаторах ТП.

Зробимо розрахунок електричної мережі району напругою 10 кВ.

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		32

При розрахунках необхідно врахувати втрати потужності в трансформаторах ТП.

Вибір трансформатора ТП4:

$$P_{ТП4} = 920 \text{ кВт},$$

$$Q_{ТП4} = 250 \text{ квар}$$

$$S_{ТП4} = \sqrt{920^2 + 6250^2} = 953,362 \text{ кВт}.$$

Приймаємо трансформатор ТМГ-1000/10 [4] з наступними паспортними даними:

$$S_{HT} = 1000 \text{ кВА},$$

$$\Delta P_{xx} = 1850 \text{ Вт},$$

$$\Delta P_{кз} = 13500 \text{ Вт},$$

$$I_{xx} = 10 \%,$$

$$U_{кз} = 5,5 \, \%.$$

Перевірка трансформатора в нормальному режимі:

$$S_{ТП4} = 953,362 \text{ кВА} < 0,9 \cdot 1250 = 1125 \text{ кВА}.$$

Аналогічні розрахунки здійснимо для інших ТП та оберемо трансформатори. Результати занесемо до таблиці 2.8

Розрахуємо втрати потужності в трансформаторах всіх ТП в нормальному режимі.

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	33
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

$$\Delta P_{\text{трТП1}} = \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{пл}}}{S_{\text{HT1}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{хх}},$$

$$\Delta P_{\text{трТП1}} = 3,7 \cdot \left(\frac{209,67}{250} \right)^2 + 0,56 = 3,59 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{трТП1}} = \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{пл}}^2}{S_{\text{HT1}}} + \frac{I_{\text{хх}}}{100} \cdot S_{\text{HT1}},$$

$$\Delta Q_{\text{трТП1}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{209,67^2}{250} + \frac{1,9}{100} \cdot 250 = 13,96 \text{ квар},$$

$$\Delta S_{\text{трТП1}} = \sqrt{\Delta P_{\text{трТП1}}^2 + \Delta Q_{\text{трТП1}}^2},$$

$$\Delta S_{\text{трТП1}} = \sqrt{3,59^2 + 13,96^2} = 14,442 \text{ кВА}.$$

Аналогічні розрахунки для всіх ТП приведені в таблиці 2.8

Таблиця 2.8 Розрахунки для всіх ТП

	P , кВт	Q , квар	S , кВА	S_{HT} , кВА	ΔP , кВт	ΔQ , квар	ΔS , кВА	$P_{\text{ТП}}$, кВт	$Q_{\text{ТП}}$, квар	$S_{\text{ТП}}$, кВА
ТП1	460,8	133,63	479,79	630	6,07406	28,4756	29,1162	488,8	139,23	494,44
ТП2	195,36	80,47	211,28	250	7,7384	12,8562	15,0055	217,76	73,06	229,69
ТП3	85,6	22,3	88,46	250	4,0538	2,28454	4,65322	152,64	42,11	158,34
ТП4	360	70	366,742	630	9,75877	14,507	17,4839	507,74	130,91	567
ТП5	290	65	305,47	400	6,08752	18,1632	19,1562	310,8	68,6	321,8
ТП6	280	50	293,5	400	6,90313	15,9981	17,4239	300,8	53,1	211,6
ТП7	30	60	37,6	100	4,22	1,01894	4,34127	41,9	64,8	68,1
ТП8	320	75	325,8	630	8,88143	11,5815	14,5949	329,1	78,3	340,9
РП1	2600	2400	3538,36	1000	20,411	821,3	821,554	147,45		
РП2	550	450	710,634	630	7,15394	56,8282	57,2767	147,45		

Знайдемо навантаження розподільчої мережі Л1 в нормальному режимі.

Оскільки лінія Л2 живить теж саме обладнання, що й лінія Л1, то вони будуть однаковими

$$P_{Л1} = K_{см}(P_{ТП1} + P_{ТП2} + P_{ТП3} + P_{ТП4}),$$

$$P_{Л1} = 0,85 \cdot (478.53 + 507.74 + 481.08 + 383.88) = 1573.546 \text{ кВт},$$

$$Q_{Л1} = K_{см} \cdot (Q_{ТП1} + Q_{ТП2} + Q_{ТП3} + Q_{ТП4}),$$

$$Q_{Л1} = 0,85 \cdot (124.3 + 130.91 + 210.16 + 80.46) = 464.083 \text{ квар},$$

$$S_{Л1} = \sqrt{P_{Л1}^2 + Q_{Л1}^2},$$

$$S_{Л1} = \sqrt{1573.546^2 + 464.083^2} = 1640.554 \text{ кВА},$$

$$I_{Л1} = \frac{S_{Л1}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}},$$

$$I_{Л1} = \frac{1640.554}{\sqrt{3} \cdot 10} = 94.717 \text{ А}.$$

Приймаємо кабель АПвП 3×35 з $I_{доп} = 119 \text{ А}$ та $r_0 = 0,868 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,095 \text{ Ом/км}$ [4].

$$I_{Л1} = 94.717 \leq K_1 K_2 I_{доп} = 119 \text{ А}.$$

Розрахуємо після аварійне навантаження на лії Л1

$$P_{Л1п/а} = K_{см}(P_{ТП1} + P_{ТП2} + P_{ТП3} + P_{ТП4}),$$

$$P_{п/а} = 0,8 \cdot (478.53 + 507.74 + 481.08 + 383.88) = 1480,984 \text{ кВт}, Q_{Л1п/а} = K_{см} \cdot (Q_{ТП1} + Q_{ТП2} + Q_{ТП3} + Q_{ТП4}),$$

$$Q_{Л1п/а} = 0,8 \cdot (124.3 + 130.91 + 210.16 + 80.46) = 436,784 \text{ квар},$$

$$S_{Л1п/а} = \sqrt{P_{Л2п/а}^2 + Q_{Л2п/а}^2}$$

$$S_{Л1п/а} = \sqrt{1480,984^2 + 436,784^2} = 1544,051 \text{ кВА},$$

$$I_{Л1п/а} = \frac{S_{Л2п/а}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}},$$

$$I_{Л1п/а} = \frac{1544,051}{\sqrt{3} \cdot 10} = 89,145 \text{ А}.$$

Приймаємо кабель АПВП 3×35 з $I_{\text{доп}} = 119 \text{ А}$ та $r_0 = 0,868 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,095 \text{ Ом/км}$ [4].

$$I_{Л1п/а} = 89,145 \leq K_1 K_2 K_{\text{пер}} I_{\text{доп}} = 1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 119 = 154,7 \text{ А}.$$

Знайдемо навантаження живлячої лінії ЛЗ в нормальному режимі:

$$P_{ЛЗ} = P_{\text{РП2}} + P_{Л2} + P_{\text{цех}},$$

$$P_{ЛЗ} = 200 + 1480,984 + 233,62 = 1920,442 \text{ кВт},$$

$$Q_{ЛЗ} = Q_{\text{РП2}} + Q_{Л2} + Q_{\text{цех}},$$

$$Q_{ЛЗ} = 250 + 436,784 + 284,95 = 914,604 \text{ квар},$$

$$S_{ЛЗ} = \sqrt{P_{ЛЗ}^2 + Q_{ЛЗ}^2},$$

$$S_{ЛЗ} = \sqrt{1914,604^2 + 971,743^2} = 2147,085 \text{ кВА},$$

$$I_{ЛЗ} = \frac{S_{ЛЗ}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}},$$

$$I_{ЛЗ} = \frac{2147,085}{\sqrt{3} \cdot 10} = 123,962 \text{ А}.$$

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		36

Приймаємо кабель АПвП 3×50 з $I_{\text{доп}} = 156 \text{ А}$ та $r_0=0,125 \text{ Ом/км}$, $x_0=0,075 \text{ Ом/км}$ [4].

$$I_{\text{ЛЗ}} = 123,962 \leq K_1 \cdot K_2 \cdot I_{\text{доп}} = 156 \text{ А.}$$

Знайдемо навантаження розподільчої мережі ЛЗ та Л4 в після аварійному режимі. Аналогічно проводячи розрахунки

Результати розрахунку струмів діляниць наведені в таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 - Розрахунок струмів діляниць

	$I_p, \text{ А}$	$I_{п/а}, \text{ А}$	Марка кабелю	$r_0,$ Ом/км	$x_0,$ Ом/км	$I_{\text{доп}},$ А	$K_2 \cdot K_{\text{пер}} \cdot I_{\text{доп}},$ А
Л1	94,71745	89,14583	АПвП 3×35	0,868	0,095	119	154,7
Л2	94,71745	89,14583	АПвП 3×35	0,868	0,095	119	154,7
ЛЗ	123,962	122,075	АПвП 3×50	0,868	0,095	156	202,8
Л4	202,075	179,825	АПвП 3×70	0,325	0,089	192	249,6

2.4 РОЗРАХУНОК ОЧІКУВАНОЇ ВЕЛИЧИНИ НЕДОВІДПУЩЕНОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У ПОВІТРЯНІЙ ЛІНІЇ

Вихідні дані зведемо до таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Вихідні дані для оцінки очікуваної величини недоотриманої електроенергії

Параметри	Варіанти			
	13	Позначення активної потужності у вузлах		$A_{\text{нед}}$
ω_0 , пошк./ км·рік	0,35			10068,8
τ_p , ГОД	4	P_2	70	
τ_n , ГОД	2	P_3	140	
$\tau_{вр}$, ГОД	3	P_5	20	
I_{0-2} , КМ	1,2	P_6	60	
I_{2-3} , КМ	0,8	P_7	20	
I_{3-4} , КМ	0,4	P_8	110	
I_{4-5} , КМ	0,8	P_9	100	
I_{5-6} , КМ	2,4	P_{11}	50	
I_{4-7} , КМ	0,4	P_{12}	40	
I_{7-8} , КМ	0,7	P_{13}	10	
I_{4-9} , КМ	0,7			
I_{9-10} , КМ	1,3			
I_{10-11} , КМ	0,2			
I_{11-12} , КМ	1,1			
I_{12-13} , КМ	0,9			
I_{10-14} , КМ	0,7			

Для оцінки очікуваного значення отриманої потужності можна використовувати структуровану логічну матрицю. Принцип його формування такий. Рядки матриці відповідають вузлам мережі і представлені середнім значенням їх навантажень. Стовпці матриці відповідають частині мережі, що характеризується довжиною. Матричний блок заповнюється значенням часу відновлення енергії, необхідного для відновлення потужності мережевого вузла (матричної лінії) при пошкодженні відповідної частини лінії, враховуючи всі перемикачі, пристрої захисту та резервне живлення, встановлені мережі.

Визначаємо очікувану величину недовідпущеної електроенергії у повітряній лінії (ПЛ) Л5.

$$A_{\text{нед}} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \omega_0 \cdot l_i \cdot P_{\text{срj}} \cdot \tau_{ij},$$

де ω_0 – питомий показник пошкоджень ПЛ пошк/кмрік;

m – кількість вузлів навантажень;

n – кількість ділянок даної лінії;

τ_{ij} – значення часу відновлення електропостачання, занесені на попередньому етапі у відповідні комірки структурно-логічної матриці.

τ_p – середній час потрібний на ремонт пошкодження,

τ_{Π} – час потрібний на виконання оперативних переключень,

$\tau_{\text{вр}}$ – час необхідний для вводу резервного живлення.

Недоотпуск електричної енергії за рік:

$$A_{\text{нед}} = P_{\Sigma} \cdot \tau_{\text{рем}} \cdot \omega_0 \cdot \sum l_i,$$

$$A_{\text{нед}} = 0,35 \cdot (1,2 + 0,8 + 0,4 + 0,8 + 2,4 + 0,4 + 0,7 + 0,7 + 1,3 + 0,2 + 1,1 + 0,9 + 0,7) \cdot \\ \times (70 + 140 + 20 + 60 + 20 + 110 + 100 + 50 + 40 + 10) = 10068,8 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

2.5 Розрахунок зниження очікуваної величини недовідпущеної електроенергії

2.5.1 Зниження очікуваної величини недовідпущеної електроенергії

Завдання вирішується за допомогою структурно-логічної матриці.

Загальна формула для визначення очікуваної величини недовідпущеної електричної енергії:

$$A_n = \omega_0 \cdot P_{\Sigma} \cdot \sum_{i=1}^n l_i \cdot \tau_i.$$

Розрахувати зниження очікуваної величини недовідпущеної електроенергії:

Схема живлення після розміщення роз'єднувачів РЗ1 та РЗ2 на початку ланок l_{3-4} та l_{4-9} лінії зображена на рисунку

Розрахуємо потужність окремих груп ділянок:

$$P_I = P_2 + P_3 + P_5 + P_6$$

$$P_I = 70 + 140 + 20 + 60 = 290 \text{ кВт},$$

$$P_{II} = P_7 + P_8 + P_9$$

$$P_{II} = 20 + 1110 + 100 = 230 \text{ кВт},$$

$$P_{III} = P_{11} + P_{12} + P_{13}$$

$$P_{III} = 50 + 40 + 10 = 100 \text{ кВт}.$$

Розрахуємо довжину окремих ділянок:

$$L_I = L_{0-2} + L_{2-3} + L_{3-4} + L_{4-5} + L_{5-6}$$

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	40
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

$$L_I = 1,2 + 0,8 + 0,4 + 0,8 + 2,4 = 5,6 \text{ км},$$

$$L_{II} = L_{4-7} + L_{7-8} + L_{8-9} + L_{9-10}$$

$$L_{II} = 0,4 + 0,7 + 0,7 + 1,3 = 3,1 \text{ км},$$

$$L_{III} = L_{10-11} + L_{11-12} + L_{12-13} + L_{10-14},$$

$$L_{III} = 0,2 + 1,1 + 0,9 + 0,7 = 2,9 \text{ км}.$$

Складаємо структурно-логічну матрицю, яка наведена в таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 - Структурно-логічна матриця

	L_I	L_{II}	L_{III}
P_I	τ_p	τ_{Π}	τ_{Π}
P_{II}	τ_p	τ_p	τ_{Π}
P_{III}	τ_p	τ_p	τ_p

$$A_H = \omega_0 \cdot (P_I \cdot (\tau_p \cdot L_I + \tau_{\Pi} \cdot L_{II} + \tau_{\Pi} \cdot L_{III}) + P_{II} \cdot (\tau_p \cdot L_I + \tau_p \cdot L_{II} + \tau_{\Pi} \cdot L_{III}) +$$

$$+ P_{III} \cdot (\tau_p \cdot L_I + \tau_p \cdot L_{II} + \tau_p \cdot L_{III})),$$

$$A_H = 0,35 \cdot (290 \cdot (4 \cdot 290 + 2 \cdot 230 + 2 \cdot 100) + 230 \cdot (4 \cdot 290 + 4 \cdot 3,1 + 2 \cdot 100) + 100 \cdot (4 \cdot 4 \cdot 230 + 4 \cdot 3,6 + 4 \cdot 100)) = 8901,9 \text{ кВт}.$$

Складаємо структурно-логічну матрицю після розміщення роз'єднувачів лінії та наявності можливості підключення до резервного джерела, яка наведена в таблиці 2.12.

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	41
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

Таблиця 2.12 - Структурно-логічна матриця

	L_I	L_{II}	L_{III}
P_I	τ_p	τ_{II}	τ_{II}
P_{II}	$\tau_{вр}$	τ_p	τ_{II}
P_{III}	$\tau_{вр}$	$\tau_{вр}$	τ_p

$$A_n = \omega_0 \cdot (P_I \cdot (\tau_p \cdot L_I + \tau_{II} \cdot L_{II} + \tau_{II} \cdot L_{III}) + P_{II} \cdot (\tau_{вр} \cdot L_I + \tau_p \cdot L_{II} + \tau_{II} \cdot L_{III}) + P_{III} \cdot (\tau_{вр} \cdot L_I + \tau_{вр} \cdot L_{II} + \tau_p \cdot L_{III})),$$

$$A_n = 0,35 \cdot (290 \cdot (4 \cdot 5,6 + 2 \cdot 3,1 + 2 \cdot 2,9) +$$

$$230 \cdot (3 \cdot 5,6 + 4 \cdot 3,1 + 2 \cdot 2,9) + 100 \cdot (3 \cdot 5,6 + 3,1 + 2 \cdot 2,9)) = 7425,6 \text{ кВт.}$$

Згідно з отриманих результатів можна зробити висновок, що установка ізоляційних вимикачів та резервних джерел живлення може значно зменшити несанкціоноване споживання електроенергії на 41,01% та 19,53% відповідно зі зменшенням несанкціонованого живлення, розташування перемикачів ізоляції та резервного живлення в цих точках є розумним

2.5.2 Визначення розрахункових навантажень на шинах 10 кВ центра живлення

Розрахувати навантаження на шинах 10 кВ живлячої підстанції прийнявши до уваги навантаження ліній Л3, Л4, Л5, а також зосереджене навантаження $S_3 (P_3, Q_3)$ та $S_4 (P_4, Q_4)$.

Вихідні дані наведені в таблиці 2.13.

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	42
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

Таблиця 2.13 – Вихідні дані визначення розрахункових навантажень

P_3 , МВт	36
Q_3 , Мвар	9
P_4 , МВт	39
Q_4 , Мвар	8

Розрахуємо потужність на початку Л5:

$$P_{Л5} = P_I + P_{II} + P_{III}$$

$$P_{Л5} = 290 + 230 + 100 = 620 \text{ кВт.}$$

Розрахуємо навантаження на шинах 10 кВ живлячої підстанції:

$$P = P_3 + P_4 + P_{Л3} + P_{Л4} + P_{Л5},$$

$$P = 36000 + 39000 + 7425,6 + 8901,9 + 620 = 91947,5 \text{ кВт,}$$

$$Q = Q_{Л3} + Q_{Л4} + Q_3 + Q_4,$$

$$Q = 1302,703 + 1629,703 + 8000 + 9000 = 19932,41 \text{ квар,}$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2},$$

$$S = \sqrt{91947,5^2 + 19932,41^2} = 94083,17 \text{ кВА.}$$

2.5.2.2 Вибір відгалужень розподільних трансформаторів

Гілка управління розподільного трансформатора повинна бути обрана для компенсації втрат напруги в розподільній мережі при максимальному навантаженні.

Таблиця 2.14 - Сфера застосування добавок напруги РТ

Втрати напруги у розподільчій мережі $\Delta U_c\%$	0-2,5	2,5-5	5-7,5	7,5-10	>10
Добавка напруги ЕТ%	0	2,5	5	7,5	10
Номер відгалуження	1	2	3	4	5

Втрати напруги у ділянках розподільчої мережі обчислюється відповідно до формули:

$$U_{\%} = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{10 \cdot U_n^2}$$

З таблиці 2.14 бачимо що вибір відгалуження трансформатора проводять за умови допустимого усталеного відхилення напруги у споживачів. У режимі максимальний навантажень напруга на затискачах найвіддаленіших ЕП не повинна бути нижча за $0,95U_n$, тобто $\delta U_{y-} \geq -5\%$. У режимі мінімальних навантажень напруга на шинах РПр низької напруги не повинна перевищувати 5% номінальної напруги, тобто

$\delta U_{y+} \leq +5\%$. Максимальним беруть розрахункове навантаження, а мінімальним навантаження, яке становить 25...30% від розрахункового.

Вищезазначене забезпечення відхилення напруги терміналу, що приймає потужність, може бути реалізоване за допомогою обґрунтованого вибору діючої гілки розподільного трансформатора та закону регулювання напруги центра живлення.

$$\delta U_y = E_n + E_T - \beta \cdot (\Delta U_c + \Delta U_T + \Delta U_{\Pi}),$$

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	44
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

де E_{Π} - добавка напруги в РП у розглянутому режимі, %;

β - коефіцієнт завантаження (оскільки ми розглядаємо два режими, то приймаємо 1,0 - для максимального режиму і 0,25 - для мінімального);

ΔU_T - втрата напруги в ТП у максимальному режимі (приймається середня для розглянутої мережі величина), %;

ΔU_H - втрата напруги в мережі НН в максимальному режимі, %;

ΔU_C - втрата напруги в мережі ВН 10кВ у максимальному режимі, %;

Значення ΔU_C і ΔU_T розраховуємо за формулою

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{10U_H^2},$$

де R, X - відповідно активний і реактивний опір мережі, Ом;

P - активне навантаження елемента мережі, кВт;

Q - реактивне навантаження елемента мережі, квар;

U_H - номінальна напруга мережі, кВ, $U_H=10$ кВ.

Розрахунки величин ΔU_C і ΔU_T в % представлені відповідно в таблицях 8.2 , 8.3 і 8.4.

Розрахуємо навантаження на початку ліній, в кінці ліній та втрати потужності на прикладі ділянки ТП3-ТП4:

$$\Delta P_{\text{ТП3-ТП4}} = \frac{(P_{\text{ТП4}} + \Delta P_{\text{ТП4}})^2 + (Q_{\text{ТП4}} + \Delta Q_{\text{ТП4}})^2}{U_H^2} \cdot r_0 \cdot L_{\text{ТП3-ТП4}} \cdot 10^{-3},$$

$$\Delta P_{\text{ТП3-ТП4}} = \frac{(348,85 + 3,72)^2 + (132,43 + 23,79)^2}{10^2} \cdot 0,868 \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} = 0,65 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{ТП3-ТП4}} = \frac{(P_{\text{ТП4}} + \Delta P_{\text{ТП4}})^2 + (Q_{\text{ТП4}} + \Delta Q_{\text{ТП4}})^2}{U_H^2} \cdot x_0 \cdot L_{\text{ТП3-ТП4}} \cdot 10^{-3},$$

$$\Delta Q_{\text{ТП3-ТП4}} = \frac{(348,85 + 3,72)^2 + (132,43 + 23,79)^2}{10^2} \cdot 0,095 \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} = 0,07 \text{ квар},$$

$$P_{\text{ТП3-ТП4}} = P_{\text{ТП4}} + \Delta P_{\text{ТП3-ТП4}} + \Delta P_{\text{ТП4}},$$

$$P_{\text{ТП3-ТП4}} = 348,85 + 0,65 + 3,72 = 353,22 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП3-ТП4}} = Q_{\text{ТП4}} + \Delta Q_{\text{ТП3-ТП4}} + \Delta Q_{\text{ТП4}},$$

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	45
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

$$Q_{\text{ТПЗ-ТП4}} = 132,14 + 0,07 + 23,79 = 156 \text{ квар},$$

Результати аналогічних розрахунків для інших ланок зведемо в таблицю 2.15

Таблиця 2.15 - Втрати напруги на ділянках мережі

Ділянка мережі	r_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	L , Км	ΔP , кВт	ΔQ , квар	P , кВт	Q , квар	ΔU_c , %
п/ст-РП	0,32	0,083	1,3	23,982	6,220	2312,042	733,950	1,041
РП-ТП1	0,868	0,095	0,8	14,166	1,550	1325,274	549,799	0,962
ТП1-ТП2	0,868	0,095	0,6	5,634	0,617	960,872	407,089	0,524
ТП2-ТП3	0,868	0,095	0,3	1,476	0,162	695,592	290,032	0,189
ТП3-ТП4	0,868	0,095	0,5	0,645	0,071	353,215	156,001	0,161

В таблицю 2.16 занесем втрати напруги на ТП

Таблиця 2.16 - Втрати напруги на ТП

Номінальна потужність і № ТП	P , кВт	R , Ом	Q , квар	X , Ом	Z , Ом	ΔU_T , %
ТП1	418,67	1,915	166,070	8,518	8,730	2,216
ТП2	352,57	1,915	155,930	8,518	8,730	2,003
ТП3	418,67	1,915	166,070	8,518	8,730	2,216
ТП4	352,57	1,915	155,930	8,518	8,730	2,003

Втрати напруги в ТП приймається середня для мережі $\Delta U_T = 2,11$ %.

На підставі величини втрати напруги в мережі 10 кВ до розглянутого РТ у максимальному режимі вибираємо добавки напруги, створювані відгалуженнями РТ. Результати вибору втрати напруги представлені в таблиці 2.17.

Таблиця 2.17 - Втрата напруги

№ ТП	$\Delta U_c, \%$	$E_T, \%$
ТП1	2,003	0
ТП2	2,527	2,5
ТП3	2,716	2,5
ТП4	2,877	2,5

Приймаємо кількість ступенів регулювання напруги $n = 2$.

Величина E_{Π}' вибирається виходячи з того, щоб на шинах 0,4 кВ РТ, підключеного безпосередньо до шин РП відхилення напруги не перевищувало б верхнього припустимої межі δU_y . З огляду на те, що в цьому випадку $\beta=1$, $E_T=0$; $\Delta U_C=0$; $\Delta U_H=0\%$, одержуємо:

$$E_{\Pi}' = \delta U_y + \Delta U_T = 5 + 2,11 = 7,11 \%$$

Величина $E_{\Pi}''(B)$ визначається з тієї умови, щоб відхилення напруги на шинах 0,4 кВ першого РТ, що має найбільшу величину E_T , не перевищувало б верхнього припустимої межі δU_y .

Оскільки в цьому випадку $\beta=\beta_{\min}=0,25$; $\Delta U_H=0\%$, то:

$$E_{\Pi}''(B) = \delta U_y - E_T + \beta_{\min} (\Delta U_C + \Delta U_T),$$

$$E_{\Pi}''(B) = 5 - 2,5 + 0,25 \cdot (2,777 + 2,11) = 3,72 \%$$

Величина $E_{\Pi}''(H)$ визначається виходячи з того, щоб відхилення напруги в найбільш віддаленого споживача останнього ТП не було менше нижньої припустимої межі δU_{yB} . Оскільки в цьому випадку $\beta=\beta_{\min}=0,25$, $E_T=0$, то:

$$E_{\Pi}''(H) = \delta U_{доп}^B - E_T + \beta_{\min} (\Delta U_C + \Delta U_T + \Delta U_H),$$

$$E_{\Pi}''(H) = -5 + 0,25 \cdot (2,003 + 2,11 + 5) = -2,72\%.$$

Середнє значення у мінімальному режимі:

$$E_{\Pi}'' = \frac{E_{\Pi}''(B) + E_{\Pi}''(H)}{2} = \frac{3,72 + (-2,72)}{2} = 0,5 \%$$

2.6 Комутаційна апаратура розподільної мережі

2.6.1 Апаратура живлячої мережі

Номинальні параметри (I , U) кожного вибраного пристрою повинні збігатися з розрахунковими значеннями для нормального та аварійного режимів, і, звичайно, є коротке замикання. При виборі обчислене значення слід порівнювати з даними в каталозі, тому для надійної та безперервної роботи розраховане значення має бути менше або дорівнює допустимому значенню. Електроживлення від джерела живлення (J) до розподільної підстанції забезпечується двома підводними човнами АСО 240. Відстань між J та RP становить 20 кілометрів. РП підключений до двох трансформаторів ТМГ-1000/10. Кожен з цих трансформаторів живиться від повітряних ліній.

На стороні високої напруги (ВН) цих трансформаторів, розташовуються силові вимикачі ТМГ-1000/10 -У1 в кількості двох штук.

На стороні низької напруги (НН) цих трансформаторів знаходиться один силовий вимикач ВРС-6[9]. В таблицях (2.18 – 2.20) проведемо вибір вимикачів.

2.6.2 Апаратура розподільчої мережі

Таблиця 2.18– Вибір вимикачів потужності

U , кВ	Параметри елементу	Розрахункові дані (максимальні)	Каталожні дані	Умови вибору
110	Номинальна напруга, кВ	$U_p = 110$	$U_{ном} = 115$	$U_p \leq U_{ном}$
	Номинальний струм, А	$I_p = 424$	$I_{ном} = 3100$	$I_p < I_{ном}$
10	Номинальна напруга, кВ	$U_p = 10$	$U_{ном} = 10$	$U_p \leq U_{ном}$
	Номинальний струм, А	$I_{p.ном} = 400,49$	$I_{ном} = 2000$	$I_{p.ном} < I_{ном}$

Таблиця 2.19 – Вибір автоматичних вимикачів житлового району

ЕП	Розрахунковий струм, А	Номінальний струм, $I_{\text{ном}}$, А	Умова вибору	Тип вимикача
1...39	7,5...122,44	16...125	$I_p < I_{\text{ном}}$	ВА-88
СП1	188,13	315	$I_p < I_{\text{ном}}$	ВА-88
СП2	43,47	200	$I_p < I_{\text{ном}}$	ВА-88

СП3	178,51	315	$I_p < I_{\text{ном}}$	ВА-88
ЩО	10,02	16	$I_p < I_{\text{ном}}$	ВА-88
Шини НН	336,34	1250	$I_p < I_{\text{ном}}$	ВА-88

Таблиця 2.20 – Вибір роз'єднувачів

U ,кВ	Параметри елементу	Розрахункові дані (максимальні)	Каталожні дані	Умови вибору
10	Номінальна напруга, кВ	$U_p = 10$	$U_{\text{ном}} = 10$	$U_p \leq U_{\text{ном}}$
	Номінальний струм, А	$I_{p.\text{норм}} = 391,72$	$I_{\text{ном}} = 630$	$I_{p.\text{норм}} < I_{\text{ном}}$

2.7 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

2.7.1 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1кВ

2.7.1.1 Побудова розрахункової схеми та розрахунок параметрів елементів схеми заміщення

РС зображена на рисунку 2.6

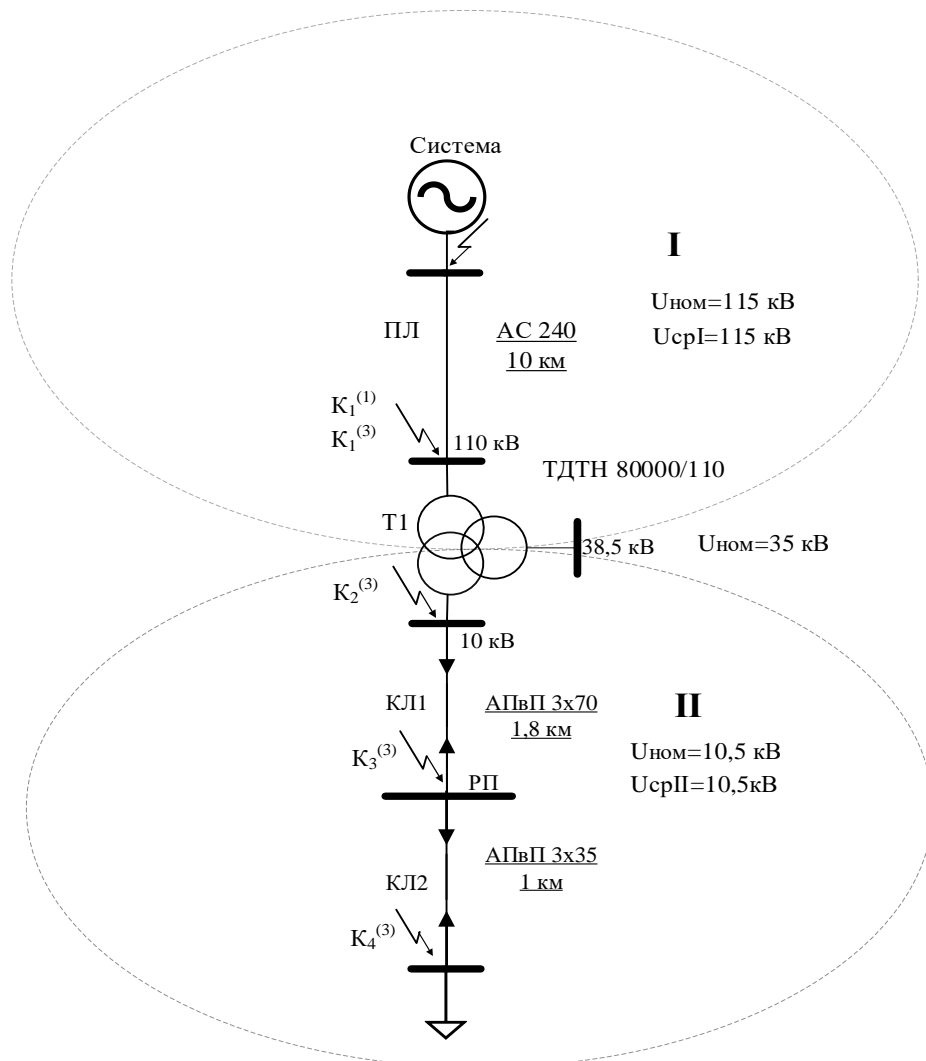


Рисунок 2.6 – Розрахункова схема електричної мережі напругою вище 1 кВ

Паспортні дані елементів схеми наведено в таблиці 2.21

На розрахунковій схемі позначені номінальні напруги трансформатора Т1:
 $U_1 = 115 \text{ кВ}$, $U_2 = 38,5 \text{ кВ}$, $U_3 = 10,5 \text{ кВ}$.

Середні номінальні напруги ступенів I та II відповідно становлять:
 $U_{CPI} = 115 \text{ кВ}$, $U_{CPII} = 10,5 \text{ кВ}$.

Приймаємо за базисну потужність $S_{\bar{o}} = 1000 \text{ МВА}$ та напругу
 $U_{\bar{o}} = U_{CPI} = 115 \text{ кВ}$.

Система задана як джерело безмежної потужності, отже опір системи дорівнює нулю.

Таблиця 2.21 – Вихідні дані елементів розрахункової схеми

Позначення на РС	Кабельні та повітряна лінії марки АПвП та АС				
	Кількість та переріз жил, мм ²	l ₀ , км	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	I _{доп} , А
КЛ1	3х35	1	0,868	0,095	119
КЛ2	3х70	1,8	0,443	0,086	171
ПЛ	240	10	0,118	0,405	610
Триобмотковий трансформатор ТДТН 80000/110					
Т1	S _н , МВА	U _{вн} , кВ	U _{сн} , кВ	U _{нн} , кВ	u _{кв-н} , %
	80	115	38,5	10,5	18
	u _{кв-с} , %	u _{кв-н} , %	ΔP_K , кВт	ΔP_{XX} , кВт	I _{кз} , %
	10,5	7	290	53	0,5

Відповідно до таблиці 2.21 визначаємо параметри елементів схеми заміщення.

Енергосистеми:

$$r_{c*\bar{o}} = 0;$$

$$x_{c*\bar{o}} = 0;$$

$$E''_{c*\bar{o}} = U_{cpl} \cdot \frac{1}{U_{\bar{o}}} = 115 \cdot \frac{1}{115} = 1.$$

Повітряна лінія ПЛ:

$$r_{ПЛ*б} = r_{0ПЛ} \cdot l_{ПЛ} \cdot \frac{S_{б}}{U_{б}^2} = 0,118 \cdot 10 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,089;$$

$$x_{ПЛ*б} = x_{0ПЛ} \cdot l_{ПЛ} \cdot \frac{S_{б}}{U_{б}^2} = 0,405 \cdot 10 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,306;$$

Кабельні лінії КЛ1 та КЛ2:

$$r_{КЛ1*б} = r_{0КЛ1} \cdot l_{КЛ1} \cdot \frac{S_{б}}{U_{б}^2} = 0,443 \cdot 1,8 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 7,233;$$

$$x_{КЛ1*б} = x_{0КЛ1} \cdot l_{КЛ1} \cdot \frac{S_{б}}{U_{б}^2} = 0,086 \cdot 1,8 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,404;$$

$$r_{КЛ2*б} = r_{0КЛ2} \cdot l_{КЛ2} \cdot \frac{S_{б}}{U_{б}^2} = 0,868 \cdot 1 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 7,873;$$

$$x_{КЛ2*б} = x_{0КЛ2} \cdot l_{КЛ2} \cdot \frac{S_{б}}{U_{б}^2} = 0,095 \cdot 1 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,862.$$

Для триобмоткових трансформаторів, в яких відносно-номінальні опори з'єднання трикутником, заміщуються з'єднанням зіркою:

$$u_{KB} = \frac{(u_{K.BC} + u_{K.BH} - u_{K.CH})}{2} = \frac{(10,5 + 18 - 7)}{2} = 10,75\%;$$

$$u_{KC} = \frac{(u_{K.CH} + u_{K.BC} - u_{K.BH})}{2} = \frac{(10,5 + 7 - 18)}{2} = -0,25\%;$$

$$u_{KH} = \frac{(u_{K.BH} + u_{K.CH} - u_{K.BC})}{2} = \frac{(18 + 7 - 10,5)}{2} = 7,25\%;$$

$$r_{HT*6} = r_{CT*6} = r_{BT*6} = \frac{\Delta P_{\kappa} S_{\bar{6}}}{S_{T.ном}^2} = \frac{290 \cdot 1000 \cdot 10^3}{80000^2} = 0,045;$$

$$x_{BT*6} = \frac{U_{KB}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{T.ном}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{80000} = 1,344;$$

$$x_{HT*6} = \frac{U_{KH}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{T.ном}} = \frac{7}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{80000} = 0,906;$$

$$x_{CT*6} = \frac{U_{CH}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{T.ном}} = \frac{-0,25}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{80000} = -0,031.$$

Схема заміщення з розрахунковими параметрами у ВН представлена на рисунку 2.7:

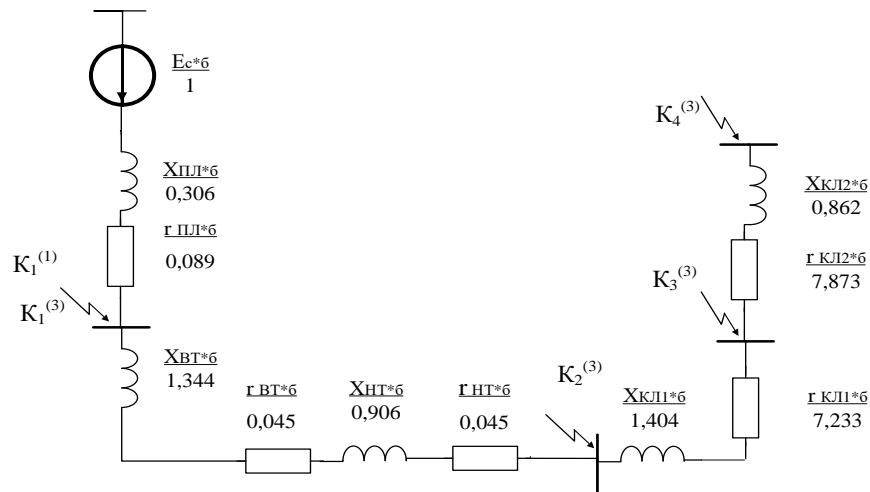


Рисунок 2.7 – Загальна схема заміщення

2.7.1.2 Розрахунок трифазного короткого замикання

За схемою заміщення 2.7 з нанесеними параметрами елементів знаходимо в точці К4 розраховується еквівалентний опір:

$$r_{\Sigma K4*6} = r_{ПЛ*6} + r_{BT*6} + r_{HT*6} + r_{КЛ1*6} + r_{КЛ2*6};$$

$$r_{\Sigma K4*6} = 0,089 + 0,045 + 0,045 + 7,233 + 7,873 = 15,286;$$

$$x_{\Sigma K4*6} = x_{ПЛ*6} + x_{BT*6} + x_{HT*6} + x_{КЛ1*6} + x_{КЛ2*6};$$

$$x_{\Sigma K4*6} = 0,306 + 1,344 + 0,906 + 1,404 + 0,862 = 4,822.$$

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		53

Побудуємо еквівалентну схему заміщення для точки К4. Схема зображена на рисунку 2.8

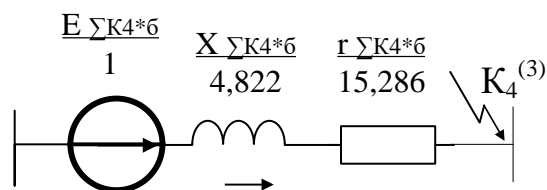


Рисунок 2.8 – Еквівалентна схема заміщення для точки К4

Аналогічно розраховуємо значення еквівалентних опорів для інших точок. Результати розрахунку зводимо в таблицю 2.22

При розрахунку ударного струму КЗ на виводах автономних джерел, а також синхронних і асинхронних електродвигунів допускається вважати, що:

- ударний струм настає через 0,01 с після початку КЗ;
- амплітуда періодичної складової струму КЗ в момент часу $t = 0,01$ с дорівнює амплітуді цієї складової в початковий момент КЗ.

Таблиця 2.22 – Значення еквівалентного опору та джерела ЕРС для різних точок КЗ

Точка КЗ	E''_{i*6}	r_{i*6}	X_{i*6}	Z_{i*6}
К1	1	0,089	0,306	0,318
К2	1	0,180	2,556	2,562
К3	1	7,413	3,960	8,404
К4	1	15,286	4,822	16,028

Продовжуємо розрахунок точки К4.

Враховуючи велику електричну віддаленість точок КЗ від системи, періодична складова струму КЗ приймається незатухаючою. Тому її можна визначити як:

$$I_{K4}'' = I_{n.0K4} = \frac{E_{\Sigma K4*6}''}{\sqrt{r_{\Sigma K4*6}^2 + x_{\Sigma K4*6}^2}} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6},$$

$$I_{K4}'' = \frac{1}{\sqrt{15,286^2 + 4,822^2}} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,431 \text{ кА}.$$

Визначаємо сталу затухання аперіодичної складової:

$$T_{aK4} = \frac{x_{\Sigma K4*6}}{\omega \cdot r_{\Sigma K4*6}} = \frac{4,822}{2\pi \cdot 50 \cdot 15,286} = 0,001 \text{ с},$$

де $\omega = 2\pi \cdot f$ - кутова частота.

Визначаємо ударний коефіцієнт, враховуючи значення сталої часу затухання аперіодичної складової та час настання ударного струму:

$$\kappa_{yK5} = 1 + e^{-\frac{t}{T_{aK5}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,001}} = 1,$$

Враховуючи значення над перехідного струму та ударного коефіцієнту, знаходимо ударне значення струму та максимальне діюче значення повного струму:

$$i_{yK5} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{yK6} \cdot I_{п.0K5} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 3,431 = 4,852 \text{ кА};$$

$$I_{дK5} = I_{п.0K5} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_{yK5} - 1)^2} = 3,431 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1 - 1)^2} = 3,431 \text{ кА}.$$

де i_{yK5} - ударне значення струму;

$i_{дK5}$ - найбільше діюче значення повного струму.

Розраховуємо значення теплового імпульсу, де враховуємо повний час проходження КЗ.

$$B_{K.K5} = I_{п.0K5}^2 \cdot (t_{відкл} + T_{aK5}) = 4,822^2 \cdot (0,15 + 0,001) = 1,777 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

де $t_{відкл} = t_z + t_{вимик}$ - час початку КЗ до його відключення, с, з врахуванням часу спрацювання захисту та повного часу вимикання вимикача з приводом, с.

Аналогічний розрахунок проводимо для кожної точки КЗ. Розрахунки зводимо до таблиці 2.20.

2.7.1.3 Розрахунок однофазного короткого замикання

При розрахунку однофазного КЗ необхідно скласти схеми заміщення для прямої, зворотної і нульової послідовності. У схемах заміщення вказується тільки ЕРС прямої послідовності джерел живлення і симетричні складові напруги в місці КЗ. Схема заміщення зворотної послідовності складається з тих же елементів, що і схема заміщення прямої послідовності (рисунок 2.9).

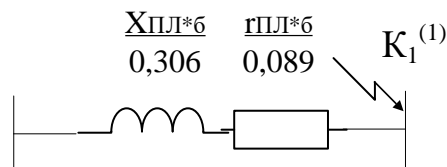


Рисунок 2.9 – Схема заміщення прямої та зворотної послідовності

Оскільки схема з'єднання обмоток трансформатора ГПП зірка, трикутник, трикутник необхідно розрахувати струм нульової послідовності в кожній з обмоток.

Знаходимо результуючі індуктивний і активний опори прямої та зворотної послідовності відповідно, в.о.:

$$x_{рез1*б} = x_{рез2*б} = x_{ПЛ*б} = 0,306 = 0,306;$$

$$r_{рез1*б} = r_{рез2*б} = r_{ПЛ*б} = 0,089 = 0,089.$$

Розраховуємо активний та індуктивний опори ПЛ нульової послідовності, во.

$$r_{ПЛ.0*б} = n \cdot r_{ПЛ*б} = 3,5 \cdot 0,089 = 0,312;$$

$$x_{ПЛ.0*б} = n \cdot x_{ПЛ*б} = 3,5 \cdot 0,306 = 1,072,$$

де $n = 3,5$.

Опір нульової послідовності системи дорівнює опорам прямої та зворотної послідовності системи, тобто нулю, адже система задана як джерело безмежної потужності.

Схема заміщення нульової послідовності представлена на рисунку 2.10

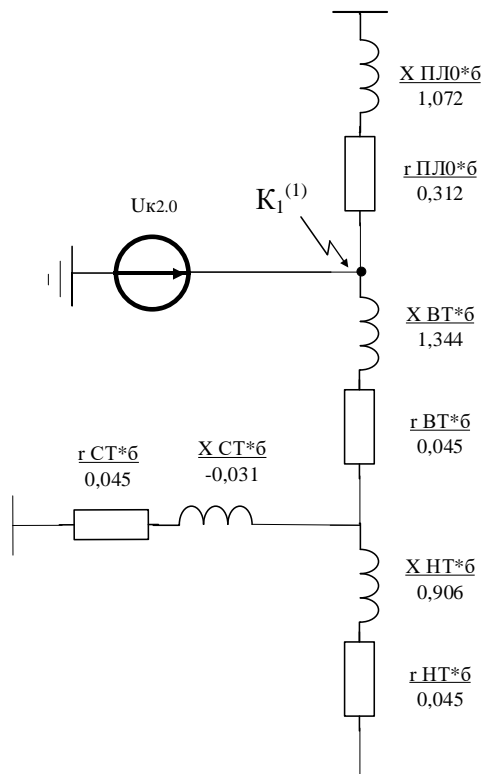


Рисунок 2.10 – Схема заміщення нульової послідовності

Для визначення опору нульової послідовності необхідно еквівалентувати схему заміщення нульової послідовності до простого вигляду.

$$x_{1*\bar{6}} = \frac{x_{CT*\bar{6}} \cdot x_{HT*\bar{6}}}{x_{CT*\bar{6}} + x_{HT*\bar{6}}} + x_{BT*\bar{6}} = \frac{(-0,031) \cdot 0,906}{(-0,031) + 0,906} + 1,344 = 1,311;$$

$$r_{1*\bar{6}} = \frac{r_{CT*\bar{6}} \cdot r_{HT*\bar{6}}}{r_{CT*\bar{6}} + r_{HT*\bar{6}}} + r_{BT*\bar{6}} = \frac{0,045 \cdot 0,045}{0,045 + 0,045} + 0,045 = 0,068;$$

$$x_{рез0*\bar{6}} = \frac{(x_{c0*\bar{6}} + x_{ЛЛ0*\bar{6}}) \cdot x_{1*\bar{6}}}{x_{c0*\bar{6}} + x_{ЛЛ0*\bar{6}} + x_{1*\bar{6}}} = \frac{(0 + 1,072) \cdot 1,311}{0 + 1,072 + 1,311} = 0,59;$$

$$r_{рез0*\bar{6}} = \frac{(r_{c*\bar{6}} + r_{ЛЛ0*\bar{6}}) \cdot r_{1*\bar{6}}}{r_{c*\bar{6}} + r_{ЛЛ0*\bar{6}} + r_{1*\bar{6}}} = \frac{(0 + 0,312) \cdot 0,068}{0 + 0,312 + 0,068} = 0,056.$$

Розраховані результуючі опори наносимо на еквівалентну схему на рисунку 2.11

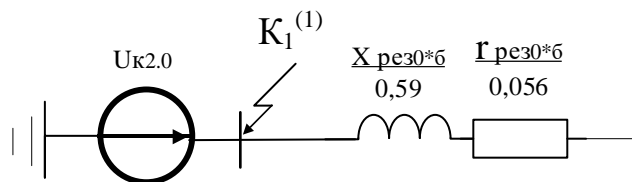


Рисунок 2.11 – Еквівалентна схема заміщення нульової послідовності

Розраховуємо повний результуючий опір однофазного КЗ, Ом:

$$z_{\Sigma}^{(1)} = \sqrt{(x_{рез1*\bar{6}} + x_{рез2*\bar{6}} + x_{рез0*\bar{6}})^2 + (r_{рез1*\bar{6}} + r_{рез2*\bar{6}} + r_{рез0*\bar{6}})^2} \cdot \frac{U_{\bar{6}}^2}{S_{\bar{6}}};$$

$$z_{\Sigma}^{(1)} = \sqrt{(2 \cdot 0,089 + 0,056)^2 + (2 \cdot 0,306 + 0,59)^2} \cdot \frac{115^2}{1000} = 16,199.$$

Визначаємо струм однофазного КЗ у точці К1:

$$I_{\kappa}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E_{рез}}{z_{\Sigma}^{(1)}} = 3 \cdot \frac{66,395}{16,199} = 12,296 \text{ кА},$$

де $E_{рез}$ - результуюча ЕРС, кВ: $E_{рез} = \frac{U_{cp1}}{\sqrt{3}} = \frac{115}{\sqrt{3}} = 66,395 \text{ кВ}$; $m^{(1)} = 3$.

Аналогічним як для трифазного КЗ з пункту 2.7.1.3 розраховуємо складові струму КЗ.

$$T_{aK1} = \frac{x_{\Sigma K1*6}}{\omega \cdot r_{\Sigma K1*6}} = \frac{1,202}{2\pi \cdot 50 \cdot 0,234} = 0,016,$$

$$\kappa_{yK1} = 1 + e^{\frac{t}{T_{aK1}}} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,016}} = 1,54;$$

$$i_{yK1} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{yK1} \cdot I_{п.0K1} = \sqrt{2} \cdot 1,54 \cdot 12,296 = 26,817 \text{ кА};$$

$$I_{дK1} = I_{п.0K1} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_{yK1} - 1)^2} = 12,296 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,54 - 1)^2} = 15,494 \text{ кА}.$$

$$B_{K.K1} = I_{п.0K1}^2 \cdot (t_{відкл} + T_{aK1}) = 12,296^2 \cdot (0,15 + 0,016) = 25,15 \text{ кА}^2 \times \text{с},$$

де $t_{відкл} = t_z + t_{вимик}$ - час початку КЗ до його відключення, с, з врахуванням часу спрацювання захисту та повного часу вимикання вимикача з приводом, с.

Розраховані дані заносимо до таблиці 2.23

Таблиця 2.23 – Струми короткого замикання та значення теплового імпульсу напругою вище 1 кВ

Точка КЗ	E''_{i*6}	Γ_{i*6}	X_{i*6}	Γ''_i	i_{yi}	B_{KKi}
$K_1^{(3)}$	1	0,089	0,306	15,739	31,170	39,867
$K_2^{(3)}$	1	0,180	2,556	21,457	54,672	89,904
$K_3^{(3)}$	1	7,413	3,960	6,543	9,279	6,494
$K_4^{(3)}$	1	15,286	4,822	3,431	4,852	1,777
$K_1^{(1)}$	1	0,234	1,202	12,2962	26,817	25,150

За розрахованими значеннями струмів короткого замикання виконується перевірка провідників та комутаційної апаратури на термічну та електродинамічну стійкість.

2.7.1.4 Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників

Зводимо параметри комутаційних апаратів вибраних в пункті 2.6 у таблицю 2.24

Таблиця 2.24 – Зведені параметри фактичних та розрахункових значень

Напруга, кВ	Комутаційний апарат	Параметри з каталогу			Розрахункові параметри		
		І _{вимик} , кА	і _{макс} , кА	$I_{T.C}^2 \cdot t_{T.C}$, кА ² · с	І _і " , кА	і _{уі} , кА	$B_{К.і}$, кА ² · с
110	РДЗ-110	46	102	40 · 3	15,739	31,170	39,867
10	РВЗ - 10	20	52	20 · 1	6,543	9,279	6,494
	ВНВР - 10	20	51	20 · 1	3,431	4,852	1,777

Виконаємо перевірку для роз'єднувача РВЗ-10 на рівні напруги 10 кВ. Роз'єднувач розташований в місці точки К2, тому використаємо розрахункові дані саме для цієї точки.

Для перевірки комутаційних апаратів повинні виконуватися такі умови:

- за струмом електродинамічної стійкості:

$$i_{yi} \leq i_{макс};$$

$$9,279 \leq 52 \text{ кА};$$

$$I_i'' \leq I_{вимик};$$

$$6,543 \leq 20 \text{ кА}.$$

$$B_{К.і} \leq I_{T.C}^2 \cdot t_{T.C};$$

- за тепловим імпульсом:

$$6,494 \leq 20;$$

Отже, роз'єднувач РВЗ-10 відповідає всім вимогам.

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	60
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

Результати перевірки параметрів інших вимикачів на термічну та електродинамічну стійкості наведені в таблиці 2.15.

Перевірка обраних провідників

Для ПЛ та КЛ необхідно перевірити вимоги для забезпечення механічної стійкості:

$$F_i \geq F_i^{\min}.$$

Для КЛ обраний переріз не може бути меншим мінімально допустимого за умовами термічної стійкості:

$$F_i^{\min} = \frac{\sqrt{B_{K,i}}}{C_T},$$

де B_K - значення теплового імпульсу, де враховано повний час проходження КЗ, kA^2s .

C_T - термічний коефіцієнт, що обирається в залежності від сплаву жил кабелю та їх ізоляції.

Розрахунки для перерізів ПЛ та КЛ відповідно до формул зведемо до таблиці 2.25

Таблиця 2.25 – Розрахункові перерізи живильних мереж

Ділянка	$F_i, \text{мм}^2$	$C_T, A \cdot \frac{\text{с}^{0,5}}{\text{мм}^2}$	$B_{K,i}, \text{kA}^2 \cdot \text{с}$	$F_i^{\min}, \text{мм}^2$
ПЛ	240	90	39,867	0,070
КЛ1	70	75	6,494	0,034
КЛ2	35	75	1,777	0,018

2.7.2. Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі нижче 1 Кв

2.7.2.1. Розрахунок трифазного короткого замикання

Опори збірних шин та їх з'єднання мають істотний вплив на струми КЗ в мережі до 1 кВ, а також трансформатори струму, розмикаючі котушки автоматичних вимикачів. Помітний вплив мають опори контактних з'єднань – болтових з'єднань шин, перехідний опір контакту в місці КЗ, також зажимних контактів апаратів.

Всі активні та індуктивні опори короткозамкнутого кола, будемо враховувати при розрахунках. Розрахунок проведемо в іменованих одиницях.

Система задана як джерело безмежної потужності, отже опір системи дорівнює нулю.

РС зображена на рисунку 2.12

Вихідні дані:

Система: струм КЗ $I_4^3 = 3,431$ кА

Приймаємо трансформатор типу ТМГ-1000/10 з такими паспортними даними
 $S_H = 1000$ кВ \times А; $U_{HB} = 10$ кВ; $U_{HH} = 0,4$ кВ; $\Delta P_{K3} = 13,5$ кВ; $U_K = 5,5$ %; $\Delta I_{HX} = 10$ %; $\Delta P_{HX} = 1,85$ кВ

Шини приєднання трансформатора до щита 0,4 кВ: $l_{ш} = 5$ м; метал – АІ;
 $r_{ш.о} = 0,1$ Ом / км; $x_{ш.о} = 0,13$ Ом / км; $S = 80 \times 8$ мм².

QF; тип АВМ 12П, $I_{ном} = 1200$ А, QF_1 ; тип ВА-51-35М2, $I_{ном} = 250$ А.

Трансформатор струму ТС: $r_{TC} = 0,2$ мОм, $x_{TC} = 0,05$ мОм.

Опори котушок включення автоматичних вимикачів: $X_{KB.SF} = 0,07$ мОм;
 $R_{KB.SF} = 0,13$ мОм.

Опори контактів автоматичних вимикачів: $r_{K_{SF}} = 0,14$ мОм, $R_{o.k} = 0,003$ мОм

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	62
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

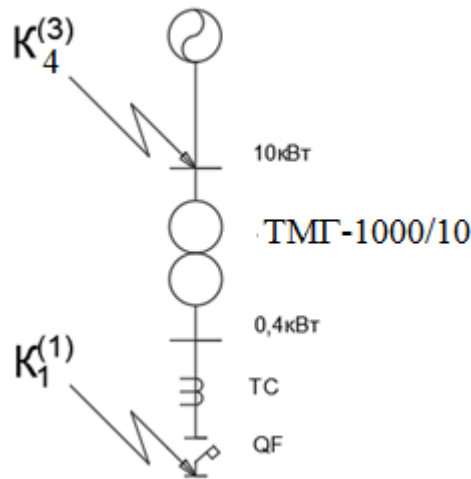


Рисунок 2.12 – Розрахункова схема

Розрахунок параметрів схеми заміщення у іменованих одиницях:

Опір системи:

$$X_c = \frac{U_{HH}^2}{\sqrt{3} \times I_4^3 \times U_{HB}} = \frac{0,4^2 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 3,431 \times 10,5} = 2,563 \text{ мОм}$$

Опори трансформатора:

$$R_T = \frac{\Delta P_{K3} \cdot (U_{HH})^2 \cdot 10^6}{S_H^2} = \frac{5,5 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{1000^2} = 4,84 \text{ мОм}$$

$$X_T = \sqrt{\left(\frac{U_K}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{K3}}{S_H}\right)^2} \cdot \frac{(U_{HH})^2 \cdot 10^6}{S_H},$$

$$X_T = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{13,5}{1000}\right)^2} \cdot \frac{(0,4)^2 \cdot 10^6}{1000} = 8,530 \text{ мОм}$$

Опори шин:

$$R_T = R_{ш.0} \cdot l_{ш} \cdot 10^3 = 0,1 \cdot 0,005 \cdot 10^3 = 0,5 \text{ мОм},$$

$$X_{ш} = R_{ш.0} \cdot l_{ш} \cdot 10^3 = 0,13 \cdot 0,005 \cdot 10^3 = 0,65 \text{ мОм},$$

Активний опір болтового з'єднання:

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	63
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

$$R_{б.к} = 0,003 \text{ МОм}$$

Побудуємо СЗ для визначення струмів КЗ в точках К1-К2

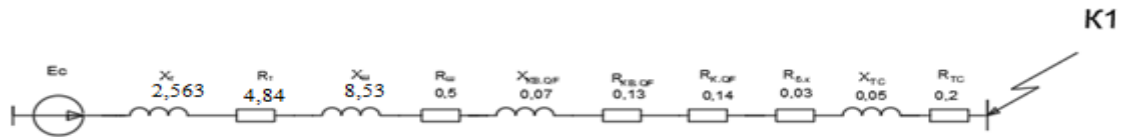


Рисунок 2.13 – Схема заміщення

Еквалентуємо СЗ:

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_T + X_{кв. SF} + X_{ш} + X_{TC},$$

$$X_{\Sigma 1} = 2,563 + 8,530 + 0,07 + 0,65 + 0,05 = 11,863 \text{ МОм.}$$

$$R_{\Sigma 1} = R_{ш} + 4 \cdot R_{б.к} + R_{кв. SF} + R_T + R_{к SF} + R_{TC},$$

$$R_{\Sigma 1} = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 4,84 + 0,14 + 0,2 = 5,85 \text{ МОм.}$$

Виконаємо розрахунок надперехідного значення струму трифазного КЗ:

$$I_1'' = \frac{1,05 \cdot U_{HH} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_{\Sigma 1}^2 + R_{\Sigma 1}^2}} = \frac{1,05 \cdot 0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{11,863^2 + 5,85^2}} = 18,332 \text{ кА}$$

Розрахунок постійної часу згасання аперіодичного струму трифазного КЗ:

$$T_{ак1}^{(3)} = \frac{X_{\Sigma 1}}{\omega \cdot R_{\Sigma 1}} = \frac{11,863}{314 \cdot 5,85} = 0,006 \text{ с}$$

Розрахунок теплового імпульсу:

$$B_{к1}^{(3)} = I_1''^{(3)^2} \cdot (t_{відімк} + T_{ак1}^{(3)}).$$

Де $t_{відімк}$ - час від початку КЗ до вимкнення, с:

$$t_{відімк} = t_3 + t_{вимик} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с.}$$

$t_3 = 0,1$ - релейний захист – час спрацювання, с;

$t_{\text{вимик}} = 0,08$ -час вимкнення вимикача, с;

$$B_{k1}^{(3)} = 18,332^2 \cdot (0,18 + 0,006) = 62,507 \text{кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Розрахунок ударного коефіцієнту:

$$k_{\text{уд1}}^{(3)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\text{ак1}}^{(3)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,004}} = 1,155.$$

$$i_{\text{уд1}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд1}}^{(3)} \cdot I_1''^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,155 \cdot 15,739 = 25,708 \text{кА}.$$

Розрахунок найбільшого діючого значення струму короткого замикання:

$$I_{y1}^{(3)} = I_1''^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{\text{уд1}}^{(3)} - 1)^2},$$

$$I_{y1}^{(3)} = 11,88 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,155 - 1)^2} = 12,16 \text{кА}.$$

2.7.2.2. Розрахунок струму однофазного КЗ

Проведемо розрахунок струму однофазного КЗ в К1.

Схема заміщення прямої послідовності наведена на рисунку 2.14

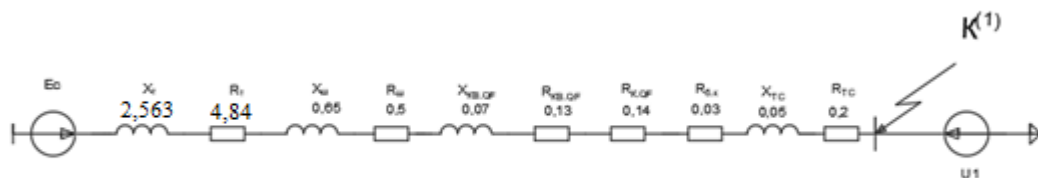


Рисунок 2.14 – СЗ прямої послідовності

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_T + X_{\text{KB.SF}} + X_{\text{ш}} + X_{\text{TC}},$$

$$X_{\Sigma 1} = 2,563 + 8,53 + 0,07 + 0,65 + 0,05 = 11,863 \text{МОм}.$$

$$R_{\Sigma 1} = R_{\text{ш}} + 4 \cdot R_{\text{б.к}} + R_{\text{KB.SF}} + R_T + R_{\text{КСF}} + R_{\text{TC}},$$

$$R_{\Sigma 1} = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 4,84 + 0,14 + 0,2 = 5,822 \text{МОм}.$$

СЗ нульової послідовності

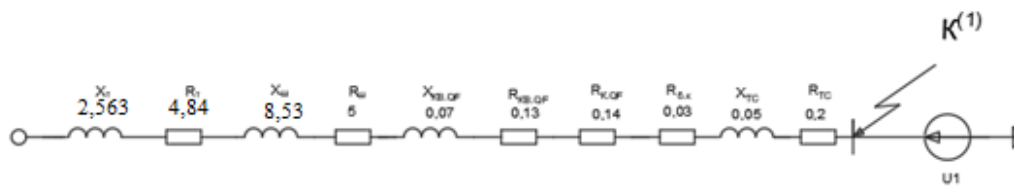


Рисунок 2.15 – СЗ нульової послідовності

З рисунка 2.15 опори нульової послідовності шин:

$$X_{ш.0} = 8,5 \cdot X_{ш} = 8,5 \cdot 0,65 = 5,53 \text{ мОм},$$

$$R_{ш.0} = 10 \cdot R_{ш} = 10 \cdot 0,5 = 5 \text{ мОм}.$$

Розрахунок евівалентних активних та індуктивних опорів нульової послідовності для K1:

$$X_{\Sigma 0} = (X_{T0} + X_{кв.QF0} + X_{ш0} + X_{TC0}),$$

$$X_{\Sigma 0} = 8,53 + 0,07 + 5,53 + 0,05 = 14,18 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma 0} = R_{T0} + 4 \cdot R_{б.к0} + R_{к.QF0} + R_{кв.QF0} + R_{ш.0} + R_{TC0},$$

$$X_{\Sigma 0} = 4.84 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 0,14 + 5 + 0,2 = 5,527 \text{ мОм}.$$

Діюче значення періодичної складової струму однофазного КЗ:

$$I_1^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot U_{нн}) \cdot 10^3 \cdot T^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{\Sigma 1} + R_{\Sigma 0})^2 + (2 \cdot X_{\Sigma 1} + X_{\Sigma 0})^2}}.$$

Де $x_{\Sigma 0}$ та $r_{\Sigma 0}$ - індуктивний та активний опір СЗ нульової послідовності:

$$I_1^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot 0,4) \cdot 10^3 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 5,82 + 5,527)^2 + (2 \cdot 11,863 + 14,18)^2}} = 18,766 \text{ кА}.$$

Розрахунок постійної часу згасання аперіодичного струму КЗ:

$$T_{ак1}^{(1)} = \frac{2 \cdot X_1 + X_{10}}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot (2 \cdot R_1 + R_{10})} = \frac{2 \cdot 5.82 + 5.527}{314 \cdot (2 \cdot 11.863 + 14.18)} = 0.0014 \text{ с.}$$

Розрахунок ударного коефіцієнту:

$$k_{уд1}^{(1)} = 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{ак1}^{(1)}}} = 1 + e^{\frac{-0.01}{0.0014}} = 1.0007 \text{ с.}$$

Розрахунок ударного струму для К1:

$$i_{уд1}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1}^{(1)} \cdot I_1''^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1.0007 \cdot 18.766 = 26.557 \text{ кА.}$$

Розрахунок найбільшого значення повторного струму КЗ:

$$I_{y1}^{(1)} = I_1''^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд1}^{(1)} - 1)^2},$$
$$I_{y1}^{(1)} = 4.36 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1.0007 - 1)^2} = 4.36 \text{ кА.}$$

Розрахунок теплового імпульсу:

$$B_{к1}^{(3)} = I_1''^{(3)^2} \cdot (t_{відімк} + T_{ак1}^{(3)}).$$

Де $t_{відімк}$ - час від початку КЗ до вимкнення, с:

$$t_{відімк} = t_3 + t_{вимик} = 0.1 + 0.08 = 0.18 \text{ с.}$$

$t_3 = 0.1$ - релейний захист – час спрацювання, с;

$t_{вимик} = 0.08$ - час вимкнення вимикача, с;

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	67
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

$$B_{k1}^{(1)} = 4,36^2 \cdot (0,18 + 0,0048) = 3,52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Результати розрахунків занесемо до таблиці 2.26

Таблиця 2.26 – Результати розрахунків для мережі нижче 1 кВ

Точка КЗ	U_i , кВ	$X_{\Sigma i}$, мОм	$R_{\Sigma i}$, мОм	I_i'' , кА	T_{aki} , с	k_{yoi}	i_{yoi} , кА	I_{yi} , кА	B_{ki} , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
$K1^{(3)}$	0,4	11,863	5,822	18,332	0.004	1,155	25.70	4,2	26.1
$K1^{(1)}$	0,4	11,863	5,822	18,766	0.001	1,125	26.55	4,36	3,52

2.7.2.3. Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників та висновки

Таблиця 2.27 –Перевірка комутаційних апаратів 0,4 кВ

Напруга	Вибраний елемент	Параметри	Умови перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
0,4 кВ	ABN203с 250А 30кА	Струм динамічної стійкості	$i_{y0} \leq i_{\max}$ $I'' \leq I_{\text{вимик}}$	25.70 26.55	30кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{m.c}^2 t_{m.c}$	26,1	$1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

З таблиці 2.27 можна побачити що обраний апарат відповідає вимогам та підходить для даного випадку

Комутаційні апарати пройшли перевірку, підходять до даної схеми постачання.

2.7.1.5 Аналіз розрахунків та висновки

У даному пункті було проведено розрахунок трифазного та однофазного струмів КЗ. Також було проведено перевірку комутаційних апаратів, всі апарати пройшли перевірку.

2.8 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

2.8.1 Загальна характеристика релейного захисту та автоматики

Релейний захист [8] (RC) постійно контролює стан усіх компонентів енергосистеми та реагує на виникнення несправностей та ненормальних характеристик. У разі пошкодження РЗ повинен виявити область несправності та відокремити її від мережі, впливаючи на первинний розподільний пристрій, призначений для розмикання аварійного струму.

У разі відключення електроживлення захист реле повинен виявити їх та вийти з ладу відповідно до характеру, або вимкнути обладнання, коли є ризик пошкодження, або виконати автоматичні операції, необхідні для повернення до нормального стану (наприклад, перезапуск після аварійне відключення з метою самостійного усунення аварійних обставин або підключення резервного джерела живлення) або повідомте оператора про вжиття заходів для усунення несправності.

2.10.2 Вибір автоматичних вимикачів 0,4 кВ

Автоматичний вимикач - це пристрій, який має значення струму включення, ввімкнення та вимкнення в звичайних умовах ланцюга, і в цій ненормальній звуковій технології він підтримує період включення і автоматично відключає струм і скидає струм [5]. Цей тип автоматичного вимикача підходить для рідкісних вимикачів. Вимикач призначений для захисту електроустановок до 1000 В від короткого замикання та перевантажень. Для забезпечення надійного захисту вимикача електричного обладнання його параметри повинні відповідати заданим умовам у табл. 2.28

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	69
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

Таблиця 2.28 Умови вибору автоматичних вимикачів

№	Найменування параметра	Умова вибору
1	Номінальна напруга	$U_{a.ном} \geq U_{роб.мах}$
2	Номінальний струм автомата	$I_{a.ном} \geq I_{у.ном}$
3	Номінальний струм теплового розчіплювача	$I_{р.ном} \geq k_{н.р} \cdot I_{роб.мах}$
4	Граничний відключаємий автоматом струм	$I_{гр.відкл.} \geq I_{кз.мах}$
5	Електродинамічна стійкість	$i_{дин} \geq i_{уд.розр}$

У таблиці прийняті такі позначення:

$U_{a.ном}$ – номінальна напруга автоматичного вимикача, В;

$U_{роб.м}$ – робоча напруга мережі, В;

$I_{a.ном}$ – номінальний струм автоматичного вимикача, А;

$I_{у.ном}$ – номінальний струм установки, А;

$I_{р.ном}$ – номінальний струм розчіплювача із залежною характеристикою, А;

$k_{н.р}$ – коефіцієнт надійності, що враховує розкид по струму спрацьовування розчіплювача із залежною характеристикою;

$I_{роб.мах}$ – максимальний робочий струм захищеної електроустановки, А;

$I_{кз.мах}$ – максимальний струм короткого замикання в місці встановлення автоматичного вимикача, кА;

$i_{дин}$ – струм електродинамічної стійкості автоматичного вимикача, кА;

$i_{уд.розр}$ – ударне розрахункове значення струму короткого замикання в місці встановлення автоматичного вимикача, кА.

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	70
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

Вибір автоматичного вимикача в роботі виконувався за номінальним струмом теплового розчіплювача.

$$I_{p.ном} \geq k_{н.р} \cdot I_{роб.мах}$$

$$I_{роб.мах} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 909,33 \text{ А},$$

$k_{н.р}$ приймаємо за 1,2;

$$I_{p.ном} \geq 1,2 \cdot 909,33,$$

$$I_{p.ном} \geq 1091,20 \text{ А}.$$

Обираємо **автоматичний вимикач** ВА88-35Р 3Р 140-200А (1,0-2,0кА) 35кА ІЕК (SVAR30-3-0200), який призначений для захисту електричних мереж від довготривалих перевантажень і струмів КЗ.[5]

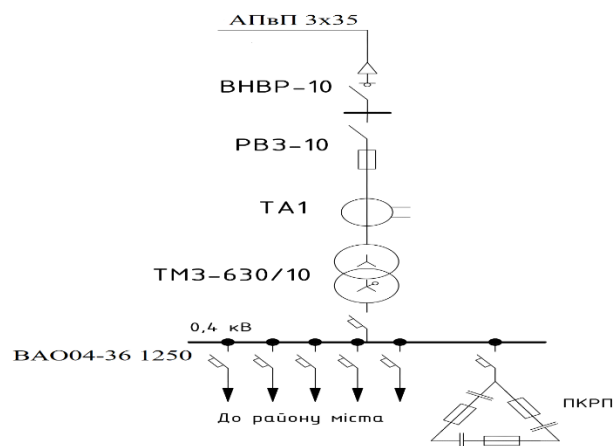


Рисунок 2.16 – Ділянка мережі для розрахунку релейного захисту та автоматики

Автоматичний вимикач задовольняє умовам вибору.

Висновок

У дипломній програмі розраховується навантаження громадських та промислових споживачів. Іншими словами, метод розрахунку застосовується відповідно до чинного стандарту. Параметри системи електропостачання включають: вибір номінальної потужності трансформатора; визначення перерізу ліній високої та низької напруги; визначення недостатньо використаного обсягу потужності без ізолюючих вимикачів та її доступності; визначення річної втрати потужності ліній 35 кВ та трансформаторів підстанції 35/10 кВ (Ці втрати розраховуються двома способами). Все це здійснюється відповідно до діючих стандартів та норм.

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	72
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

3 ВИЗНАЧЕННЯ ПОТЕНЦІАЛУ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ ВСТАНОВЛЕНОЇ НА ДАХУ БАГАТОКВАРТИРНОГО БУДИНКУ

3.1 Вихідні дані

Електроспоживання п'яти поверхового будинку

Житловий будинок, на даху якого вирішено встановити сонячні панелі має наступні характеристики: електричні плитами, 5 поверхів, 3 секції, 60 помешкань (квартир). Визначаємо річне споживання електричної енергії будівлі

$$A_{\text{рік}} = P_{\text{max}} T_{\text{max}},$$

де P_{max} – максимальне навантаження будівлі для нормального режиму роботи приймаємо рівним розрахунковому, яке визначили в підпункті 2.2.3 та складає відповідно 75,15 кВт;

T_{max} – час максимальних навантажень (для виконання розрахунків, а саме для комунально-побутових споживачів, приймаємо середнє значення $T_{\text{max}} = 3500$ год/рік),

$$A_{\text{рік}} = 75,15 \cdot 3500 = 263025 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}.$$

Визначаємо середнє споживання електричної енергії будівлі за один місяць

$$A_{\text{міс}} = \frac{A_{\text{год}}}{12},$$

де 12 – кількість місяців,

					НТУУ.001.7107.041ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Касяненко А.В.			Розробка проекту гібридної системи електропостачання житлового будинку	Літ.	Арк.
Перевір.		Ярмолюк О.С.					Акрушів
Перевір.							
						IEE OE-71	
Н. Контр.		Прокопенко І. Д					

$$A_{\text{міс}} = \frac{263025}{12} = 21918,75 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{міс}.$$

Тариф на електроенергію в Україні 1,68 грн/кВт-год [4,5], підрахуємо скільки буде коштувати нам споживання електроенергії в рік.

$$E_{\text{місяць}} = A_{\text{міс}} \times 1,68$$

$$E_{\text{місяць}} = 21918,75 \times 1,68 = 36823,5 \text{ грн}$$

$$E_{\text{рік}} = 36823,5 \times 12 = 441882 \text{ грн}$$

А тепер спробуємо заощадити кошти мешканців за допомогою СЕС.

3.2 Дослідження потенціалу сонячної енергії в м. Ужгород

Для вивчення енергетичного потенціалу сонячної енергії в м. Ужгород ми спочатку використовуємо інструменти Інтернет-ресурсу PVGIS [11]. На рисунку 3.1 показано розподіл загального сонячного світла на горизонтальній поверхні з 2007 по 2016 рік, який можна використовувати для розуміння типового метеорологічного року в певній місцевості. Очевидно, що загальна добова кількість сонячного світла регулярно коливається від нуля до максимуму, і максимум сильно варіюється протягом року: від 250 Вт / м² взимку до 850 Вт / м² влітку.

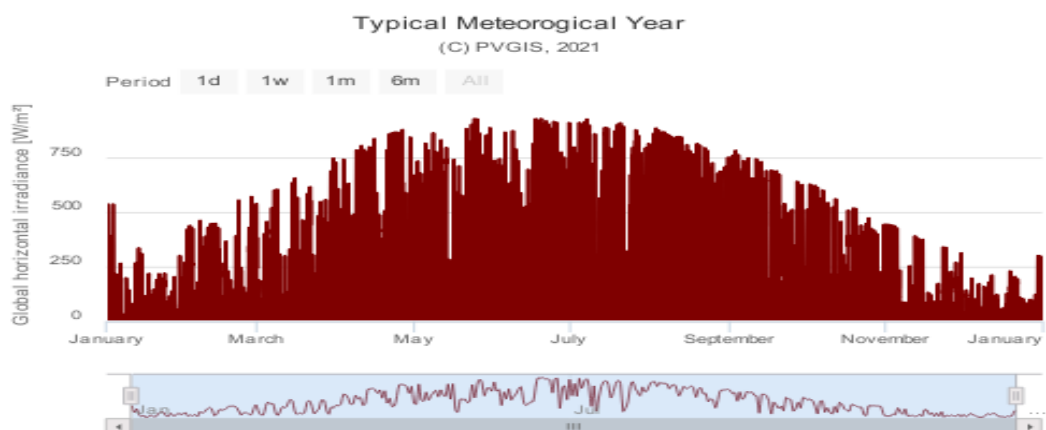
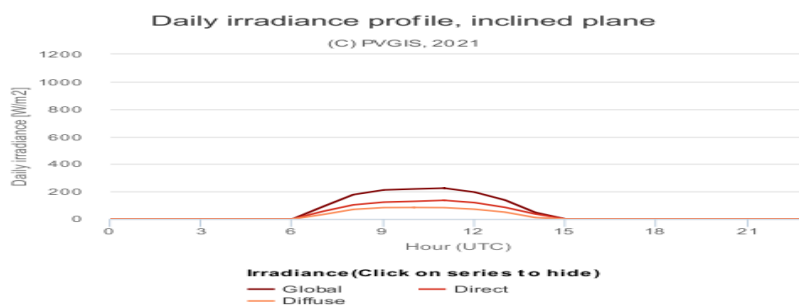


Рисунок 3.1 Загальна інсоляція на горизонтальну поверхню у м. Ужгород: типовий метеорологічний рік (побудовано засобами PVGIS)

Денний графік допомагає більш детально вивчити погодинні коливання сонячного світла положення сонячної панелі. Особливо, на графіку. На рисунку

3.2 показано типовий розподіл денних рівнів сонячного світла у грудні та червні. Як видно з наведеної цифри, у грудні порівняно з червнем не тільки максимальна величина сонячного випромінювання значно зменшилась, але й тривалість дня також значно зменшилась.

А) грудень



б) червень

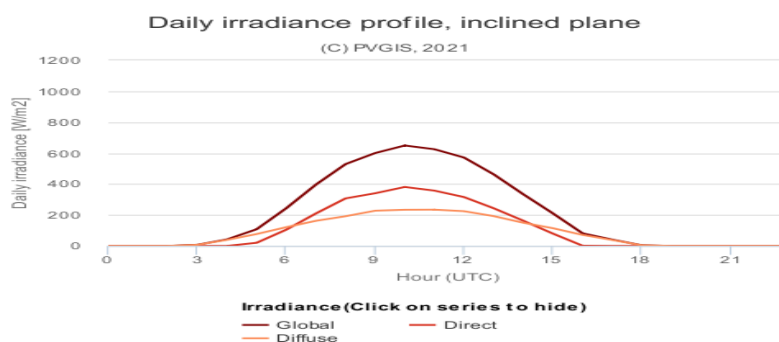


Рисунок 3.2 – Денний профіль інсоляції у м. Ужгород для різних місяців року (побудовано засобами PVGIS)

Беручи до уваги коливання кількості сонячного світла, щомісячні дані сонячної радіації в основному використовуються для техніко-економічного розрахунку проектів сонячних фотоелектричних установок на даху. Використовуючи інструмент Інтернет-ресурсу PVGIS, ми отримали щомісячні оцінки сонячного випромінювання Ужгорода в 2016 році (3.3) Подібні дані існували з 2005 року (рис. 3.4), і їх аналіз дозволив зробити наступні висновки. Сезонні коливання сонячної радіації відбуваються неодноразово щороку.

Максимальне значення влітку коливається в межах 172-196 кВт-год / м², а мінімальне значення взимку 2005-2016 рр. Коливається між 13 і 22 кВт-год / м².

Ми використовуємо дані спостережень з 2005 по 2016 рік (база даних: PVgis) для розрахунку середньомісячної середньостатистичної сонячної радіації в Ужгороді, а для представлення результатів використовуємо графік на рисунку (3.5). Графік результатів середнього значення сонячного світла протягом періоду спостереження виділений чорним кольором на графіку

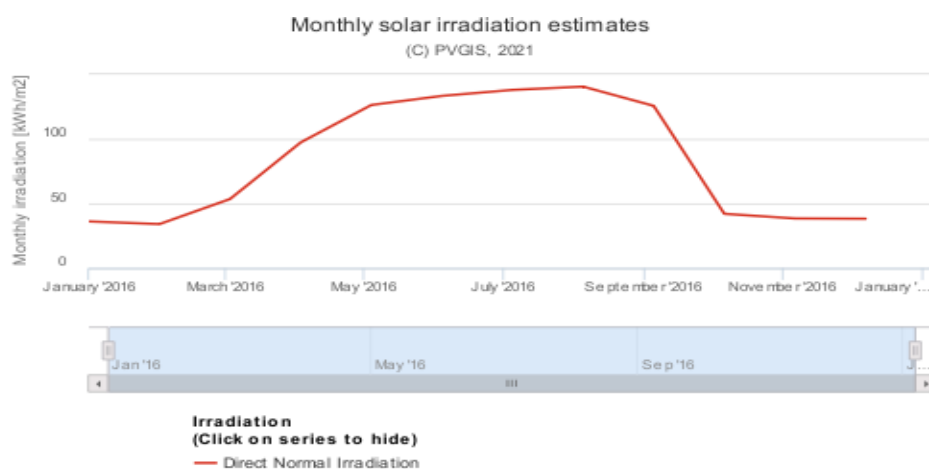


Рисунок 3.3 – Оцінки місячного обсягу сонячного випромінювання на горизонтальну поверхню у м. Ужгород

(дані за 2016 рік, побудовано засобами PVGIS)

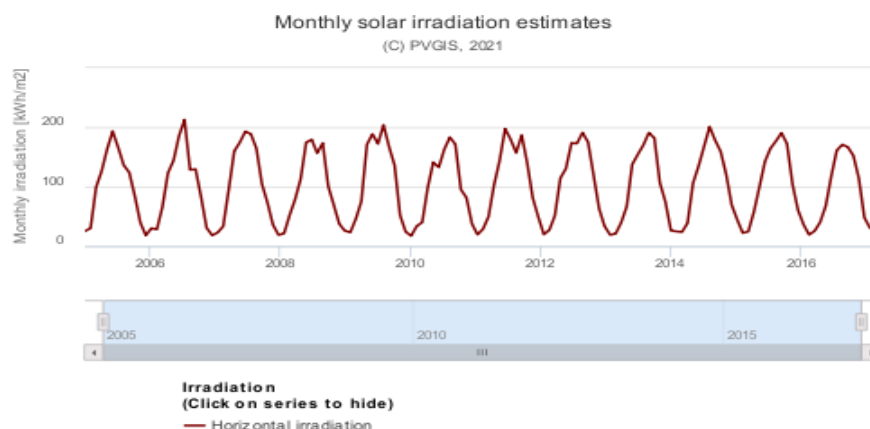


Рисунок 3.4– Оцінки місячного обсягу сонячного випромінювання на горизонтальну поверхню у м. Ужгород
(дані за 2005-2016 роки, побудовано засобами PVGIS)

Крім того, використовуючи програму PVsyst, визначимо енергію, що генерується для заданих параметрів будинку, тобто нахил сонячних панелей під відповідним кутом та положення будинку відповідають даній стороні світу (рис.3.5)

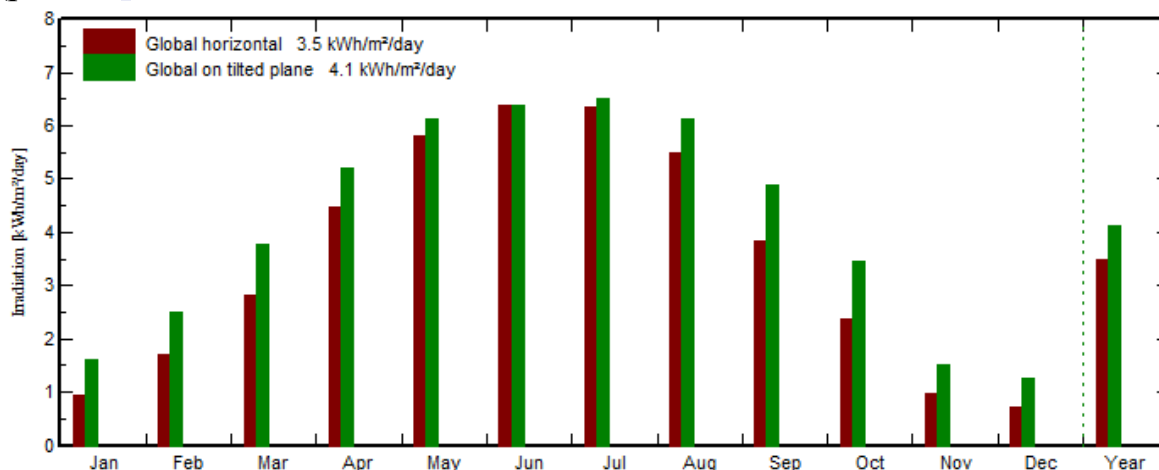


Рисунок 3.5 - об'єм згенерованої енергії поданий у вигляді графіка (побудовано за допомогою **PVsyst**)

	Horizontal global kWh/m²/day	Coll. plane kWh/m²/day	System output kWh/day	System output kWh
Jan.	0.95	1.61	16.34	507
Feb.	1.70	2.51	25.49	714
Mar.	2.81	3.77	38.22	1185
Apr.	4.49	5.20	52.66	1580
May	5.82	6.14	62.23	1929
June	6.39	6.39	64.79	1944
July	6.35	6.49	65.80	2040
Aug.	5.47	6.13	62.13	1926
Sep.	3.82	4.90	49.67	1490
Oct.	2.36	3.47	35.12	1089
Nov.	0.98	1.50	15.22	457
Dec.	0.72	1.25	12.70	394
Year	3.50	4.12	41.79	15253

Рис. 3.6 об'єм згенерованої енергії поданий у вигляді таблиці (побудовано за допомогою **PVsyst**)

3.3 Уточнення показників інсоляції із врахуванням параметрів встановлення фотоелектричних панелей

У попередньому розділі ми визначили енергетичний потенціал сонячної радіації Ужгорода та визначили середньомісячну інсоляцію на рівні води. Однак на продуктивність фотоелектричної панелі ФЕП впливає багато факторів, пов'язаних з її параметрами установки, тобто напрям світу, кут нахилу та тінь. Коли поверхня ФЕП перпендикулярна сонячним променям, максимальна кількість енергії може бути отримана від ФЕП. Оскільки кут зростання сонця змінюється протягом дня і залежить від сезону, однокоординатна та двокоординатна сонячні системи відстеження використовуються для збільшення виробництва енергії ФЕП. ФЕП розташовані північніше, і їх вплив є більш вираженим: для західної України показник знаходиться на рівні 20-30%, для центральної та східної України - 30-40%. Якщо не використовувати системи стеження за Сонцем, то в межах території України для орієнтованої на південь ФЕП оптимальний для усього року кут нахилу до горизонту знаходиться в діапазоні 30°-39°

У разі використання найдешевшого способу установки ФЕП: безпосередньо встановлений на даху будинку, не завжди можливо забезпечити найкращий азимут і кут. Тому річна кількість сонячних променів на поверхні ФЕП буде набагато нижчою за максимальну в цій області. Ця закономірність добре проілюстрована на рисунку 3.7 Діаграма, призначена для помірних широт. Наприклад, за умови ФЕП на південний захід (кут азимуту + 45 °) та кут нахилу 30 ° річна кількість сонячного світла становить 95% від максимальної (світло-жовта область на рисунку), а для того самого азимутального кута, але кут дорівнює 80 °. У той час річне сонячне світло буде зменшено до 80% (червона область графіка). У північному напрямку ФЕП розсіяне світло на його поверхні вдень не перевищує 50% від загальної кількості сонячного світла.

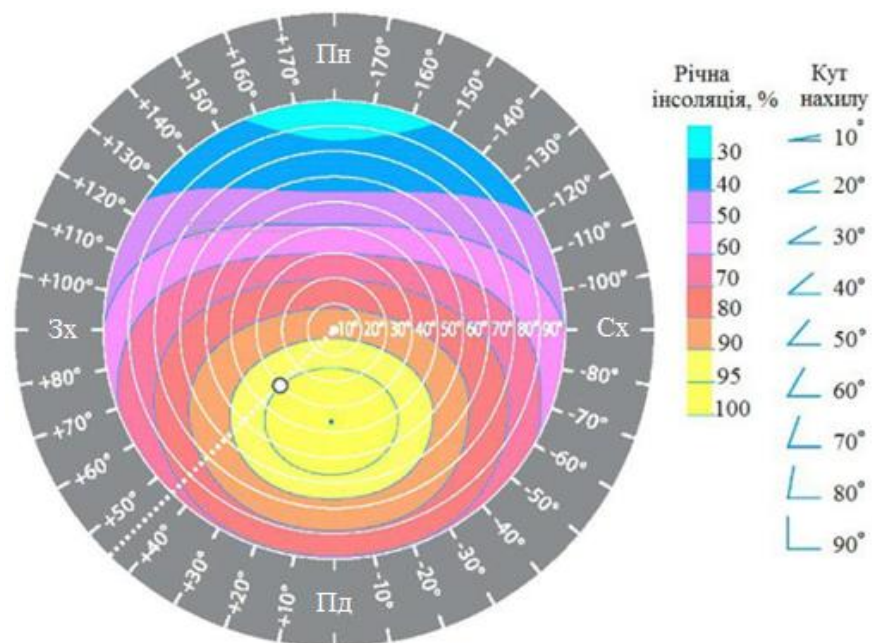


Рисунок 3.7 – Вплив азимуту та кута нахилу ФЕП на відносні обсяги утилізації сонячної енергії

Оскільки панелі стоять на рівній поверхні, то виберемо оптимальний кут нахилу для Закарпатської області ($49,8^\circ$ північної широти) — 35° (літом), 64° (взимку)

Визначимо розміри даху будинку

Довжина $a = 43$ м.

Ширина $b = 22$ м.

Виберемо панель типу Risen Jager RSM120-335M:

Тип сонячної панелі: монокристалічна;

Вихідна потужність: 335 Вт;

ККД модуля: 20,2 % ;

Напруга при $P_{\text{макс}}$: 34,2 В;

Струм при $P_{\text{макс}}$: 9,8 А;

Напруга холостого ходу: 40,4 В;

Струм короткого замикання: 10,4 А;

Робоча напруга: 24 В;

Габарити (Д/Ш/В): 1689мм /996мм /35мм;

Вага: 19,5 кг.

Розмістимо 36 панелей на даху . Розмістимо їх паралельно але по інші боки даху, щоб панелі не затемнювали одні одного. План розміщення панелей наведено на рисунку 3.8., та розташування панелей на даху рисунок 3.9.

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	80
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

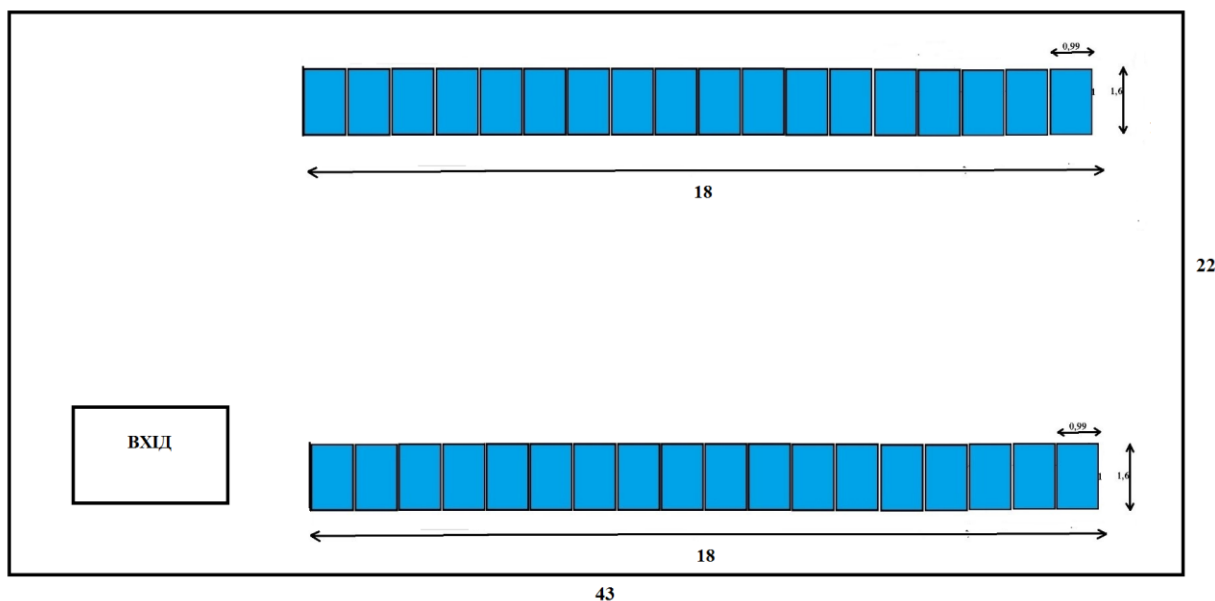


Рисунок 3.8 План розміщення панелей

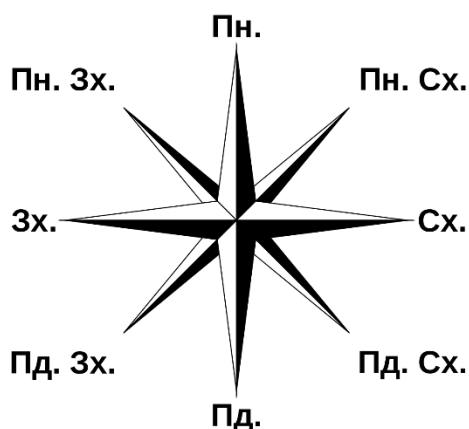


Рисунок 3.9 Розташування сонячних панелей на даху будівлі

Наступним кроком визначмо, якою має бути потужність однієї панелі, щоб задовольнялася умова проектування

$$N_{\text{пан}} * W_{\text{пан}} = 36 * 335 = 12,06 \text{ кВт}$$

Крім того, за допомогою програми PVsyst визначте енергію, що генерується для заданих параметрів будинку, тобто нахилу сонячної панелі під відповідним кутом та положення будинку відповідно до даної сторони світу (Рисунок 1.10 – 1.14)

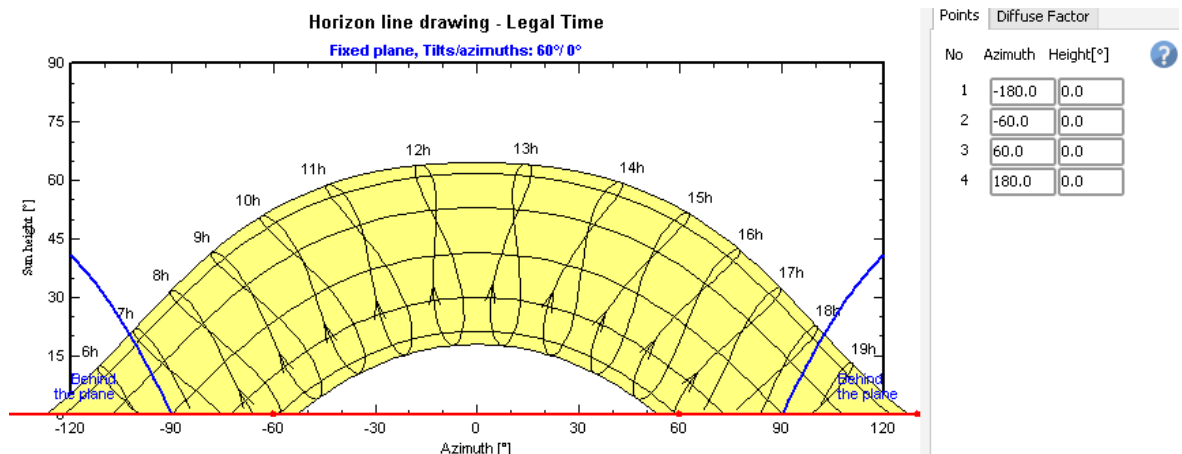


Рисунок 3.10 Кут розміщення панелей до горизонту

Array specification

☐ Active area [m²]

☒ Nominal power [kWp]

☐ Annual yield [kWh/yr]

Power kWp

More details

Collector Plane Orientation

Tilt 30° Azimuth 0°

Yearly meteo yield

Transposition Factor FT **1.18**

Loss With Respect To Optimum **-0.6%**

Global on collector plane **1505 kWh/m²**

[Show Optimization](#)

Tilt [°]

Azimuth [°]

✖ Cancel
Next >

Рисунок 3.11 Розміщення панелей

Module type

☒ Standard

☐ Translucide Custom

☐ Not defined

Technology

☒ Monocrystalline cells

☐ Polycrystalline cells

☐ Thin film

Mounting disposition

☐ Flat roof

☒ Facade or tilted roof

☐ Ground based

Ventilation property

☐ Free air circulation

☒ Semi-integration

☐ Fully insulated

Рисунок 3.12 Тип панелей

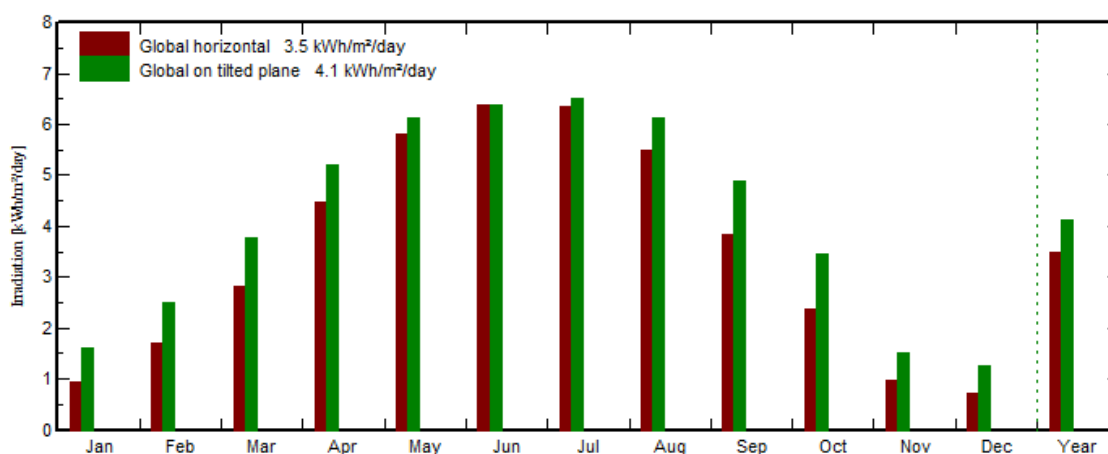


Рисунок 3.13 об'єм згенерованої енергії поданий у вигляді графіка (побудовано за допомогою PVsyst)

	Horizontal global kWh/m²/day	Coll. plane kWh/m²/day	System output kWh/day	System output kWh
Jan.	0.95	1.61	16.34	507
Feb.	1.70	2.51	25.49	714
Mar.	2.81	3.77	38.22	1185
Apr.	4.49	5.20	52.66	1580
May	5.82	6.14	62.23	1929
June	6.39	6.39	64.79	1944
July	6.35	6.49	65.80	2040
Aug.	5.47	6.13	62.13	1926
Sep.	3.82	4.90	49.67	1490
Oct.	2.36	3.47	35.12	1089
Nov.	0.98	1.50	15.22	457
Dec.	0.72	1.25	12.70	394
Year	3.50	4.12	41.79	15253

Рисунок 3.14 об'єм згенерованої енергії поданий у вигляді таблиці (побудовано за допомогою PVsyst)

3.4 Вибір типу інвертора та моделювання варіантів інформаційного забезпечення.

Інвертор - перетворювач, який перетворює постійний струм в однофазний або багатофазний змінний струм, і генератор для змінного струму. Зазвичай це генератор періодичної напруги, і його форма в основному близька до синусоїди або дискретного сигналу. Інвертор напруги може бути використаний як автономний пристрій або як частина джерела живлення та системи безперебійного живлення обладнання змінного струму. Якщо інвертор передає енергію від мережі постійного струму до мережі змінного струму, а його частота і напруга були встановлені іншими генераторами, він називається веденим (веденим).

Для поставленої задачі обираємо інвертор Fronius Primo 8 [17]

номінальною потужністю 8 кВт.

Технічні характеристики:

Вихідні характеристики:

Номінальна вихідна потужність змінного струму	8200 Вт
Максимальна повна потужність змінного струму	8200 ВА
Номінальна вихідна потужність змінного струму	35,7 А
Вихідна напруга змінного струму (номінальна)	1 NPE 230 В
Частота вихідної напруги змінного струму / діапазон	50 або 60 Гц
Коефіцієнт потужності (cos)	1
кількість фаз	1

Вхідні характеристики:

Максимальна вхідна потужність PV масиву	8200 Вт
Мінімальне значення вхідної напруги постійного струму	80 В
Номінальне значення вхідної напруги постійного струму	710 В
Максимальне значення вхідної напруги постійного струму	1000 В
Робочий діапазон MPPT	250 - 800 В
Кількість MPP трекерів / стрінгів в MPP трекерах	2/2
Максимальний вхідний струм MPPT	18 А

захист:

Відключає пристрій постійного струму	DC вимикач-роз'єднувач
Контроль витоку струму в ланцюгах AC / DC	Так
Захист при перевантаженні	зсув робочої точки, обмеження потужності

Фізичні характеристики:

Габарити	645x431x204 мм
вага	21,5 кг
Ступінь захисту корпусу	IP65
Діапазон робочих температур	оптимальний від -40 ° C до + 55 ° C
Допустима максимальна вологість	<100%, без конденсації
Максимальна ефективність	98%
Власне споживання вночі	1 Вт

Розміщення панелей на даху

$$\alpha = 40^{\circ}$$

ε – самий низький кут Сонця в обід

$$\varepsilon = 90 - 48 - 23,5 = 18,5.$$

де 48 – широта міста Ужгород;

23,5° – географічна константа

x = 3,4 - довжина обох панелей.

$$D = \frac{x \cdot \sin(180 - (\alpha + \varepsilon))}{\sin \varepsilon} = \frac{3,4 \cdot \sin(91,5)}{\sin 18,5^{\circ}} = 4,1 \text{ м.}$$

3.5 Перевірка інвертора на відповідність.

Перевіряємо інвертор за наступними показниками.

1) У паралельних лініях повинна бути однакова кількість панелей.

$$36 \text{ шт} = 36 \text{ шт}$$

2) Кількість панелей в лінії не повинно перевищувати максимально допустимої кількості N_{max} :

$$N_{\text{панелей в лінії}} < N_{max}$$
$$N_{max} = \frac{U_{max}}{U_{xx \text{ пан}}} = \frac{1000}{40,4} = 24 \text{ шт}$$

Отже обираємо $N_{max} = 24 \text{ шт}$.

Тоді:

$$18 \text{ шт} < 24 \text{ шт}$$

3) Струм КЗ на один МРРТ не повинен перевищувати допустимого значення:

$$I_{\text{КЗ панелі}} < I_{\text{доп}}$$
$$8,25 \text{ А} < 18 \text{ А}$$

де $I_{\text{КЗ панелі}}$ – струм короткого замикання панелі.

$I_{\text{доп}}$ – допустимий струм на один МРРТ інвертора згідно його паспортних даних.

4) Знаходження в робочому діапазоні напруги.

$$U_{\text{роб мін}} < U_{\text{роб лінії}} < U_{\text{роб макс}}$$
$$U_{\text{роб лінії}} = N_{\text{панелей в лінії}} \cdot U_{\text{роб лінії}}$$
$$U_{\text{роб лінії1}} = 18 \cdot 34,2 = 615,6 \text{ В}$$
$$250 \text{ В} < 615,6 \text{ В} < 800 \text{ В}$$

де $U_{\text{роб мін}}$ і $U_{\text{роб макс}}$ – діапазон робочих напруг інвертора згідно його паспортних даних.

$U_{\text{роб лінії}}$ – робоча напруга панелі згідно паспортних даних.

3.6 Розрахунок місячного вироблення електроенергії

До зведеної таблиці 3.15 зведемо дані генерації по кожному місяцю маємо:

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	86
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

Таблиця 3.15 – Зведена таблиця обсягів генерації та споживання по місяцям

Місяць	Генерація, кВт·год
Січень	349
Лютий	519
Березень	892
Квітень	1245
Травень	1563
Червень	1599
Липень	1672
Серпень	1533
Вересень	1138
Жовтень	793
Листопад	325
Грудень	267

Сумарний виробіток дорівнює 11895 кВт·год.

Отже за 1 рік ми можемо заощадити 19 032 грн.

3.7 Розрахунок вартості всіх компонентів станцій та їх монтаж

Зведемо дані про всі капітальні витрати в таблицю

Таблиця 3.2 Капітальні витрати компонентів СЕС

Обладнання	Обозначение	Кількість	Ціна	Сума
Сонячні панелі	Risen Jager RSM120-6-335M)	36	3198	115128
Інвертор	Fronius Primo 8.2-1	1	62239,83	62239,83
Конектори, АВ, Монтажний щит. лічильник		1	10000	10000
PV-кабеля		45	90	4050
Кріплення		45	700	31500
Підключення			15000	15000
Монтажні роботи та пуско-наладка			13500	13500
Транспортні витрати			6800	6800
Σ				258217

Висновок

Можемо побачити що , окупність встановлення панелей буде відбуватися близько 13 років, це не так і багато при тому що ми можемо розмістити ще як мінімум два ряди панелей на будівлі, але їх ефективність буде менша так як буде створюватись тінь. Також встановлюючи альтернативні джерела енергії ми не лише можемо отримувати пасивний дохід, а також зберегти та очистити екологію навколо нас та для нашого майбутнього.

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	89
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ СОНЯЧНИХ ПАНЕЛЕЙ

4.1 Сонячна електрична станція

Сонячна електрична станція являє собою під категорію сонячних електростанцій, підключених до загальнодоступної мережі. Сонячна електростанція, підключена до мережі, складається з сонячних панелей, одного або декількох інверторів, блоку обліку енергії та обладнання, підключеного до мережі

В даному об'єкті проектування розглядається житловий багатоквартирний будинок , та встановлення на його даху сонячної електричної станції надалі(СЕС).

Прилади, які включає в себе СЕС представлені в таблиці 4.1:

Таблиця. 4.1 Обладнання СЕС

Найменування приладу	Призначення
Сонячні панелі (Монокристалічні, полікристалічні панелі)	Перетворення енергії сонця в електричну.
Інвертор	Перетворює постійний струм на змінний 1 або багатофазний струм.
Акумулятор	Збереження електричної енергії
Лічильник електричної енергії	Підрахунок спожитої електричної енергії

					НТУУ.001.7107.041ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Касяненко А.В.			Охорона праці	Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.		Ярмолюк О.С.						
Перевір.						IEE OE-71		
Н. Контр.		Прокопенко І. Д						

4.2 Вимоги що до експлуатації СЕС

На СЕС які вводяться в експлуатацію, повинні бути забезпечені:

- максимальна автономність, а для обслуговуваних СЕС
- необхідні умови для персоналу, створені з дотриманням санітарних норм; – надійний зв'язок з диспетчерським пунктом вищого рівня;
- зв'язок зі службами пожежогасіння і швидкої медичної допомоги;
- повний обсяг нормативної та експлуатаційної документації;
- наявність засобів безпечної експлуатації.

При експлуатації СЕС повинні бути забезпечені:

- надійна, безпечна й ефективна робота устаткування;

4.3 Безпека працівників під час експлуатації СЕС

Оскільки система сонячних панелей включає електричні прилади (інвертори, контролери), то слід дотримуватись системи засобів та заходів для безпечної експлуатації електроустановок.

Існують основні та додаткові ізольовані електрозахисні пристрої. В основному існують таке електрозахисне обладнання, ізоляція якого витримує робочу напругу електроустановок до 1000 В - діелектричні рукавички, ізолювальні штанги, інструменти з ізольованими ручками, електровимірювальні кліщі, ізолювальні кліщі, показчики напруги; а при роботі в електроустановках напругою понад 1000 В - ізолювальні штанги, струмовимірювальні та ізолювальні кліщі, показчики напруги для фазування.

При роботі в електроустановках із напругою до 1000 В, до них належать: діелектричні калоші, килимки, ізолювальні підставки. При роботах в електроустановках з напругою понад 1000 В - діелектричні рукавички, діелектричні калоші, килимки, ізолювальні підставки .

Закрите захисне обладнання (щити, ширми, екрани, плакати електробезпеки) призначені для захисту працівників, які виконують роботи з

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	91
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

електроустановками, від випадкового доторкання чи наближення на небезпечну відстань до струмовідних частин, що знаходяться під напругою.

4.4 Загальна характеристика об'єкта, технічні характеристики обладнання

Показник загальної характеристики сонячної панелі, яка буде монтуватися представлені в таблиці 4.2, план розміщення панелей на даху показано на рисунку 4.1

Таблиця 4.2 Характеристика об'єкту

Найменування панелі	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
Сонячна батарея Risen Jager RSM120-335M:	На подвір'ї	На подвір'ї	Будівля З підвищеною небезпекою	Категорія Б

Технічні характеристики панелі яка буде монтуватися представлені в таб. 4.3:

Таблиця 4.3 Характеристика інвентора

Найменування інвентора	Основні характеристики	Числове значення показника
Fronius Primo 8	Максимальна вхідна потужність PV масиву	8200 Вт
	Мінімальне значення вхідної напруги постійного струму	80 В
	Номінальне значення вхідної напруги постійного струму	710 В
	Максимальне значення вхідної напруги постійного струму	1000 В
	Напруга холостого ходу:	40,4 В
	Робочий діапазон MPPT	250 - 800 В
	Робоча напруга:	24 В
	Максимальний вхідний струм MPPT	18 А

План розміщення панелей показано на рисунку 4.1

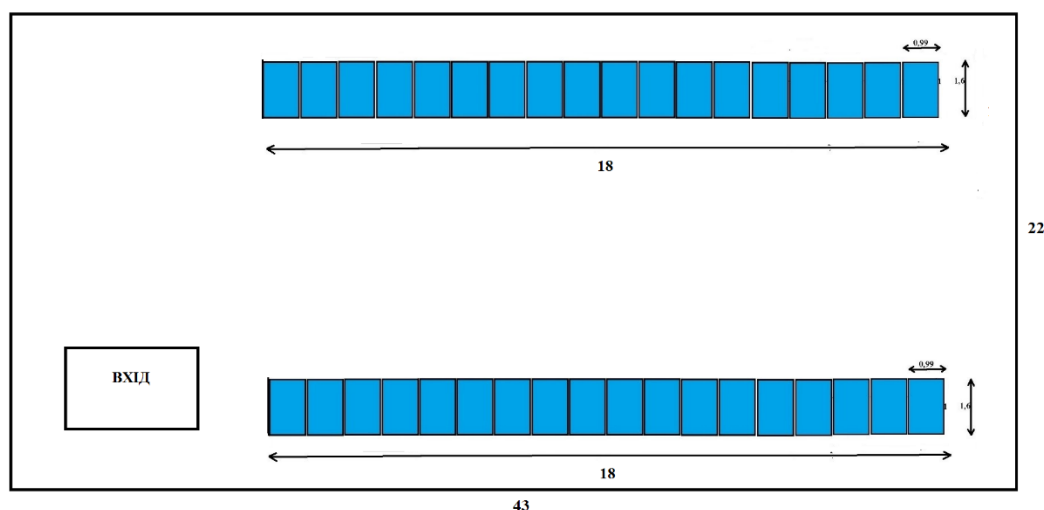


Рисунок 4.1. План розміщення панелей

4.5 Визначення обсягу і послідовності виконання роботи під час експлуатації СЕС

Охорона території здійснюється сторонньою охоронною організацією. Оперативне керування здійснюється віддалено. В результаті планованої діяльності створюються тверді відходи діяльності: відпрацьовані рукавички, залишки та відходи від упаковки, побутове сміття, які утворюються на площадці та направляються на полігони твердих побутових чи промислових відходів.

Під час роботи фотоелектричних модулів необхідно виконати:

- Візуальний огляд обладнання;
- Контролювати кріплення обладнання та вузлів;
- Перевірте ремонтпридатність систем автоматизації, захисту та діагностики, статус ЗВТ;

У процесі експлуатації повинна надаватися підтримка вихідних умов (усування тіні), зсув панелей спричинених ерозією ґрунту, вібрацією або ослабленням кріплення, і перевіряється точність орієнтації панелі СЕС. Потрібно регулярно оцінювати поверхневий пил (забруднення) на панелі та при необхідності очистити їх. Як правило, сонячні батареї очищаються, коли йде дощ чи сніг якщо кут нахилу 70-90 градусів, як правило, панель не вимагає додаткового очищення. У випадку серйозного забруднення панелі необхідно очистити підготовленою водою і не використовувати для очищення миючий засіб, використовувати шланг з звичайною водою, м'яку губку або спеціальне обладнання. З метою усунення мікропошкоджень сонячних панелей забороняється протирати пил з поверхні сухими предметами.

Систему потрібно перевіряти принаймні раз на рік та перевіряти:

- Жорсткість кріплень та відсутність корозії;
- Якість та цілісність електричного підключення;
- Цілісність сонячних панелей.

Забороняється ремонтувати сонячні батареї в жарку погоду оскільки сонячні панелі можуть нагріватися до високих температур.

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	94
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

Для догляду за СЕС вистачить від 2 до 5 працівників з 3-4 рівнем кваліфікації.

Таблиця 4.4 Перелік небезпек та ризиків професійних чинників

Категорія небезпек	Найменування небезпеки	Рівень ймовірності нещасного випадку	Оцінка рівня ризику	Група ризику
Фізичні	Робота на висоті	Високо ймовірний	Катастрофічний	I
	Електричного походження	Імовірний	Катастрофічний	I
	Нагріті поверхні I	Імовірний	Високий	II

За цим переліком факторів можемо зробити висновок що, рівень імовірності виникнення нещасного випадку малоімовірний (D) впродовж терміну. Оцінка рівня ризику 3 групи (3), може призвести до травмування, виникнення професійних захворювань.

4.6 Оцінка та визначення умов праці на робочому місці

Таблиця 4.5. Чинники умов праці та їх показники

Назва чинника	Основні характеристики	Значення показника
Параметри мікроклімат	Температура повітря, °C	(-6)-до (40)
	Вологість, %	46-63%
	Швидкість вітру, м/с	1-15м
Параметри клімату під час роботи назовні	Зимовий період	(-10) до (5)
	Літній період	(15) до (40)
	Осінній-весняний	(-2) до (10)
Напруженість праці	Тривалість зосередженого спостереження	60% робочого часу
	Тривалість активних дій	60% робочого часу
	Змінність	1 зміна, 8 годин
	Категорія	I

4.7 Визначення та оцінка небезпечних та шкідливих виробничих чинників

До табл. 4.6 повинні бути внесені чинники та фактичні значення які перевищують допустимі рамки.

Таблиця 4.6. Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
Струм	10 А	0,6 мА
Оцінка умов праці	Шкідливі I категорії	

4.8 Обрання технічних та організаційних заходів безпеки з праці

Таблиця 4.7. Технічні та організаційні заходи

Тип заходу	Назва заходу	Опис, показники та характеристики
Технічні заходи з електробезпеки		
Огороджувальний засіб	щити, ширми, екрани, плакати електробезпеки	-
Ізоляція	Робоча, струмовідних частин	Полівінілхлорид
Захисне заземлення	По периметру	20 вертикальних і 1 горизонтальний заземлювач, опір 4 Ом
Організаційні заходи з електробезпеки		

Розміщення плакатів безпеки	Робота з напругою.	Плакати на вході та біля місця проведення роботи
Технічні заходи щодо виключення інших небезпек		
Системи відеоспостереження	На огорожі	Цифрові камери КВДР, 8 штук

4.9 Вибір засобів індивідуального захисту для попередження впливу небезпечних та шкідливих виробничих чинників

Результат вибору потрібних засобів індивідуального захисту (ЗІЗ), представлені в таблиці 4.8.

Таблиця 4.8. Перелік засобів індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Назва	Гарантований термін використання	Технічні характеристики
Захисний одяг	Захист від уражень електрикою	Комбінезон робочий зелений	До зносу	Під час виконання робіт
Захисне взуття	Захист від уражень електрикою	Черевики Neo Tools 82-010 S1P SRA.	До зносу	Під час виконання робіт

Результати вибору потрібних ЕЗЗ надають у табл. 4.9.

Таблиця 4.9. Перелік електрозахисних засобів

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
Захисні пристосування	діелектричні калоші, килимки,	Виконання робіт	0,4 – 10 Раз у 24 місяці

	ізолювальні підставки.		
Контрольно сигнальні прилади	діелектричні рукавички	Виконання робіт	0,4-35 кВ Раз у 24 місяці

4.10 Заходи запобігання та ліквідації наслідків вибуху або пожежі

Керуючись нормами пожежної безпеки на енергетичному об'єкті мають бути обрані первинні засоби для тушіння пожежі (вогнегасники, пожежний інвентар), також ряд технічних та організаційних заходів – після вибуху або в разі пожежі [15] .

До первинних засобів пожежогасіння відносяться: вогнегасники, ящики з піском.

Вогнегасники розміщені в 2 місцях : на вході і в кінці, пісок розміщений тільки при вході на СЕС

Таблиця 4.10. Засоби та заходи пожежної та після вибухової безпеки

Група заходів	Характеристика	Критерій вибору
Технічні		
Вогнегасник	Пересувний	На подвір'ї
Організаційні		
План дій з попередження пожеж і вибухів	Вимоги до евакуаційних заходів	Відділ з охорони праці
	планах евакуації	
	забезпечення дотримання протипожежних вимог	
	виконання приписів і постанов органів державного пожежного нагляду	
ЗІЗ		
Одяг захисний, водонепроникний	комбінезон	Багаторазового використання. Термін зберігання – 6 років.

4.11 Розрахунок захисного заземлення

Вихідні дані:

1. Об'єкт, що захищається — Сонячна електростанція .
2. Об'єкт, що захищається — стаціонарний.
3. Напруга мережі — 380В.
4. Тип мережі — Глухо заземлена нейтраль.
5. Тип пристрою заземлення — вертикальний (труби).
6. Розмір вертикальних заземлювачів: довжина l_B — 7м; діаметр труб d — 0,05 м; товщина стінки труб — 6 мм.
7. Відношення відстані між трубами до їхньої довжини $LB/l_B = 1$.
8. Розмір заземлювача який виконано горизонтально (з'єднувальної стрічки): довжина $L = L_{зс}$ — відповідно до з розрахунку, м; ширина стрічки b_c — 0,05 м.
9. Глибина на яку закладено вертикальні заземлювачі. $h_g = 2$ м горизонтальні $h_z = 2$ м.
10. Розташування заземлювачів попередньо приймають за чотирикутним контуром при кількості стержнів від 4 до 100 та в один ряд при числі стержнів від 2 до 20
11. Ґрунт — бетон; склад — однорідний; вологість — середня; агресивність — нормальна.
12. Зона клімату — I
13. Нормативне допустиме значення опору розтікання струму в пристрої заземлення $R_{\dot{A}} \leq 40 \text{ Ом}$.

Визначимо $PPOЗР.Г$ — розрахунковий опір ґрунту для заземлювачів що розташовуються горизонтально, Ом

$$PPOЗР.Г(B). = PТАБЛ \cdot KС.Г(B).$$

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		99

де - $P_{ТАБЛ}$ - приблизне значення питомого опору ґрунту;

$K_{СГ}(B)$ - коефіцієнти сезонності для заземлювачів що розташовуються горизонтально або вертикально.

Проведемо визначення питомого опору ґрунту, яке рекомендується для приблизних розрахунків.

$P_{ТАБЛ} = 300 \text{ Ом}$

Проведемо визначення коефіцієнту сезонності $K_{св}$ для заземлювачів що розташовуються вертикально та для нашої кліматичної зони (І), при вологості яка вважається нормальною та електропроводу, що розташовується вертикально довжиною $L_B = 5 \text{ м}$, прийmemo $K_{св} = 1,2$.

Проведемо визначення $K_{СГ}$ — коефіцієнт сезонності для заземлювача що розташовується горизонтально. Використавши таблицю 2 прийmemo для II зони $K_{СГ} = 1,5$.

Визначимо розрахунковий питомий опір ґрунту для заземлювачів що розташовуються вертикально

$$P_{РОЗР.В.} = 300 \cdot 1,2 = 360 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Визначимо розрахунковий питомий опір ґрунту для заземлювачів що розташовуються горизонтально, $\text{Ом} \cdot \text{м}$, за виразом:

$$P_{РОЗР.Г.} = 300 \cdot 2,4 = 720 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Визначимо відстань починаючи з поверхні землі і до середини заземлювача що розташовується вертикально t

$$t = h_B + \frac{L_B}{2}$$

де $h_B = 2 \text{ м}$ - Глибина закладання заземлювача що розташовується вертикально;

$L_B = 5 \text{ м}$ - довжина електроду що розташовується вертикально

$$t=2+\frac{5}{2}=4,5\text{м}$$

Опір розтікання струму по одному з вертикальних заземлювачі R_B визначаємо

$$R_B = 0,366 \cdot \frac{P_{\text{розп.В}}}{L_B} \left(\lg \frac{2L_B}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t + L_B}{4t - L_B} \right)$$

де $d=0,05$ м діаметр труби;

t - відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача, м

$$R_b = 0.366 \times \frac{380}{5} \left(\lg \frac{2 \times 5}{0.05} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \times 4,5 + 5}{4 \times 4,5 - 5} \right) = 27,816 \times 2.45 = 68,149 \text{ом}$$

Визначимо теоретичну кількість заземлювачів що розташовуються вертикально - $n_{\text{те}}$ не враховуючи коефіцієнт використання η_{BB} , тобто $\eta_{BB} = 1$,

$$n_{\text{ТВ}} = \frac{R_B}{R_{\text{д}} \cdot \eta_{\text{в.в.}}}$$

де $R_{\text{д}} \leq 4 \text{Ом}$ - допустиме значення опору розтікання струму в заземлюючому пристрої;

R_B - опір розтіканню струму в одному вертикальному заземлювачі, Ом;

$\eta_{BB} = 1$ - коефіцієнт використання заземлювача що розташовується вертикально

$$n_{\text{mb}} = \frac{68,149}{4 \times 1} = 17$$

Визначаємо коефіцієнт використання заземлювача що розташовується вертикально - η_{BB} при розташуванні їх у відповідності до вихідних даних чи за

чотирикутним контуром з числом заземлювачів $n_{\text{те}}=17$ та при відношенні $\frac{L_B}{l_B} = 1$

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		101

приймаємо $\eta_{BB} = 0,47$

Визначаємо необхідну кількість шт., — однакових заземлювачів що розташовуються вертикально з врахуванням коефіцієнта використання

$$n_{hb} = \frac{68,149}{4 \times 0,47} = 36,249$$

Визначимо розрахунковий опір $R_{PO3P.B}$, Ом, розтікання струму у вертикальних заземлювачах при $n_{hb} = 36$ без урахування з'єднувальної стрічки

$$R_{PO3P.B} = \frac{R_b}{n_{HB} \cdot \eta_{B.B.}}$$

$$R_{PO3P.B} = \frac{68,149}{36 \times 0,47} = 4,027$$

Визначимо відстань L_B між заземлювачами що розташовуються

вертикально за відношенням $\frac{L_B}{l_B} = 1$. Звідки $L_B = 1 \times 7 = 7$

Визначимо L_{zc} — довжину, м, з'єднувальної стрічки заземлювача що розташовується вертикально

$$L_c = 1,05 \cdot L_B (n_{HB} - 1)$$

$$L_c = 1,05 \cdot 7(20 - 1) = 257,25$$

Визначимо $R_{ГЗС}$ - опір, Ом, розтікання струму в заземлювачі що розташовується горизонтально (з'єднувальній стрічці)

$$R_{ГЗС} = 0,366 \cdot \frac{R_{PO3P.Г.}}{L_{ЗЗ}} \operatorname{I} g \frac{2L_{ЗЗ}^2}{h_3 \cdot b_c}$$

де $R_{PO3P.Г}$ - розрахунковий опір розтікання струму в заземлювачі що розташовується горизонтально (з'єднувальній стрічці);

L_{zc} — довжина, м, з'єднувальної стрічки заземлювача що розташовується горизонтально;

$h_z = 1$ м, глибина закладання горизонтальних заземлювачів;

b_c — 0,05 м - ширина стрічки

$$R_{zc} = 0,366 \cdot \frac{720}{139,65} \cdot I_g \frac{2 \cdot 139,65^2}{0,1 \cdot 0,05} = 13,001$$

Визначаємо η_{BG} , - коефіцієнт використання горизонтального заземлювача при розташуванні вертикальних заземлювачів згідно з вихідними даними або за чотирикутним контуром при відношенні $\frac{L_B}{l_B} = 1$ та необхідній кількості вертикальних заземлювачів $n_{nv} = 20$. приймаємо $\eta_{BG} = 0,22$.

Визначається за $R_{розр.Г}$ — розрахунковий опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі (з'єднувальній стрічці) при кількості електродів .

$$R_{розр.Г} = \frac{R_{zc}}{n_{Г} \eta_{в.г.}}$$

де $R_{ГЗС}$ - опір, Ом, розтікання струму в заземлювачі що розташовується горизонтально (з'єднувальній стрічці);

$n_{Г}$ - кількості електродів;

$\eta_{ГС}$ - коефіцієнт використання горизонтального стрічкового електрода,

$$R_{\text{розр.Г}} = \frac{13,001}{1 \cdot 0,22} = 59,095 \text{ Ом}$$

Визначаємо розрахунковий теоретичний опір - $R_{\text{розр.В}}$, Ом, розтіканню струму у вертикальних та горизонтальних заземлювачах

$$R_{\text{розр.г}} = \frac{1}{\frac{1}{R_{\text{розр.в}}} + \frac{1}{R_{\text{розр.г}}}}$$

$R_{\text{розр.В}}$ - розрахунковий опір, Ом, розтіканню струму у вертикальних заземлювачах

$R_{\text{розр.Г}}$ — розрахунковий опір розтіканню струму в горизонтальному заземлювачі

$$R_{\text{розр.в.г}} = \frac{1}{\frac{1}{4,197} + \frac{1}{59,095}} = 3,918$$

$$R_{\text{розр.В}} = \frac{R_{\text{в}} \cdot R_{\text{г}}}{R_{\text{в}} + R_{\text{г}}} \leq R_{\text{з}}$$

$$R_{\text{розр.В.Г}} = \frac{4,197 \cdot 59,095}{4,197 + 59,095} = 3,918 \text{ Ом}$$

Отриманий розрахунковий опір розтіканню струму відповідає вимогам ПУЕ

$$R_{\text{розр.в.г}} \leq 4 \text{ Ом}$$

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		104

4.12 Розрахунок зони захисту одиничних стрижньових блискавковідводів

Довжина криші – 43 м

Ширина криші – 22 м

З ДСТУ Б В2.5-38:2008 я взяв дані для розрахунку стержня блискавковідводу [14]. Надійність захисту приймемо 0,9

Рисунок 4.11 Розрахунок зони захисту одиничного стрижньового блискавковідводу

Надійність захисту P_z	Висота блискавковідводу h , м	Висота конуса h_0 , м	Радіус конуса r_0 , м
0,9	Від 0 до 100	$0,85h$	$1,2h$
	Від 100 до 150	$0,85h$	$[1,2 - 10^{-3}(h - 100)] h$
0,99	Від 0 до 30	$0,8h$	$0,8h$
	Від 30 до 100	$0,8h$	$[0,8 - 1,43 \cdot 10^{-3}(h - 30)] h$
	Від 100 до 150	$[0,8 - 10^{-3}(h - 100)] h$	$0,7h$
0,999	Від 0 до 30	$0,7h$	$0,6h$
	Від 30 до 100	$[0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4}(h - 30)] h$	$[0,6 - 1,43 \cdot 10^{-3}(h - 30)] h$
	Від 100 до 150	$[0,65 - 10^{-3}(h - 100)] h$	$[0,5 - 2 \cdot 10^{-3}(h - 100)] h$

Висота стержня (h) = 6 м

Висота конуса h_0 :

$$h_0 = 0.85 \times h = 0.85 \times 6 = 5.1 \text{ м}$$

Радіус конуса r_0 :

$$r_0 = 1.2 \times h = 1.2 \times 6 = 7.2 \text{ м}$$

Для зони захисту необхідної надійності одиничного стрижньового блискавковідводу радіус горизонтального перерізу r_x на висоті h_x , визначається за формулою.

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{7.2(5.1 - 2.5)}{5.1} = 3.67$$

Висновки

У розділі охорони праці всі необхідні аспекти визначені відповідно до норм безпечної роботи СЕС, а також забезпечити всі заходи пожежної безпеки для того щоб працівники працювали в безпеці. Розробка заходів безпеки праці дозволить зменшити травматизм та нещасні випадки під час експлуатації електрообладнання на сонячній електростанції. На основі цих частин можна зробити висновок, що фотоелектричні електростанції побудовані за всіма технічними умовами та ДСТУ. Аналіз шкідливих факторів показує, що небезпека для здоров'я працівників та навколишнього зведена практично до нуля.

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		106

ВИСНОВОК

В дипломному проєкті було спроектовано систему електропостачання житлового району міста, визначені розрахункові навантаження району міста, вибрано силові трансформатори, кабельну продукцію та комутаційні апарати. Розраховано струми КЗ для перевірки струмоведучих частин та комутаційної апаратури на термічну і електродинамічну стійкість.

У спец частині проєкту було спроектовано встановлення та застосування власної СЕС на даху багатоповерхівки. Було показано на прикладі що при правильному підході до встановлення можна дуже вигідно заощаджувати на електроенергії.

В розділі охорони праці були встановлені чіткі умови праці під час експлуатації СЕС . Визначено шкідливі і небезпечні чинники , які можуть бути присутніми при експлуатації сонячних панелей. Розраховано підключення обладнання до заземлювача та блискавкозахисту.

					НТУУ.001.7107.041ПЗ	107
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Закон України «Про альтернативні джерела енергії», редакція від 16.07.2015 [Електронний ресурс] / Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/555-15.> – С 1
2. ДСТУ 8635:2016 Геліоенергетика. Площини для фотоелектричних станцій. Приєднання станцій до електроенергетичної системи
3. ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT)
4. ГКД 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж.
5. «Релейний захист та автоматика». веб-сайт. URL: <https://works.doklad.ru/view/Fmb2XEdmH3Q/2.html>
6. Карта сонячної інсоляції України. Photovoltaic Geographical Information System – PVGIS / Офіційний вебсайт Центру Спільних Досліджень Європейської Комісії. URL: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>. (дата звернення 06.05.2021).
7. Довідкові дані (таблиці) до виконання практичних занять і курсового проекту з дисципліни Системи електропостачання URL: <https://ep.kpi.ua/files/Metod/%D0%9C%D0%B5%D1%82%D0%BE%D0%B4%D0%B8%D1%87%D0%BA%D0%B8%20%D0%A1%D0%95%D0%9F/%D0%94%D0%BE%D0%B2%D1%96%D0%B4%D0%BA%D0%BE%D0%B2%D1%96%20%D0%B4%D0%B0%D0%BD%D1%96%20%D0%9E%D0%9D,%20%D0%9E%D0%A2.pdf>
8. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", <http://inmad.vntu.edu.ua/portal/static/3D5F8DE0-F88B-446D-9388-2209FF980B45.pdf>
9. Автоматичний вимикач ВА88-35Р 3Р 140-200А (1,0-2,0 кА) 35кА ІЕК (SVAR30-3-0200) https://nikaelectro.com.ua/p419249888-avtomaticheskij-vyklyuchatel-va88.html?gclid=Cj0KCQjw8IaGBhCHARIsAGIRRYpD2Ip1-MilDH6NqtFalee3Jnu9uDtg7wKqJQsWkrK3ZakUXV05rq8aAmuwEALw_wcB
10. PVGIS <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>
11. <https://avtonom.com.ua/alternativnaya-energetika/solnechnye->

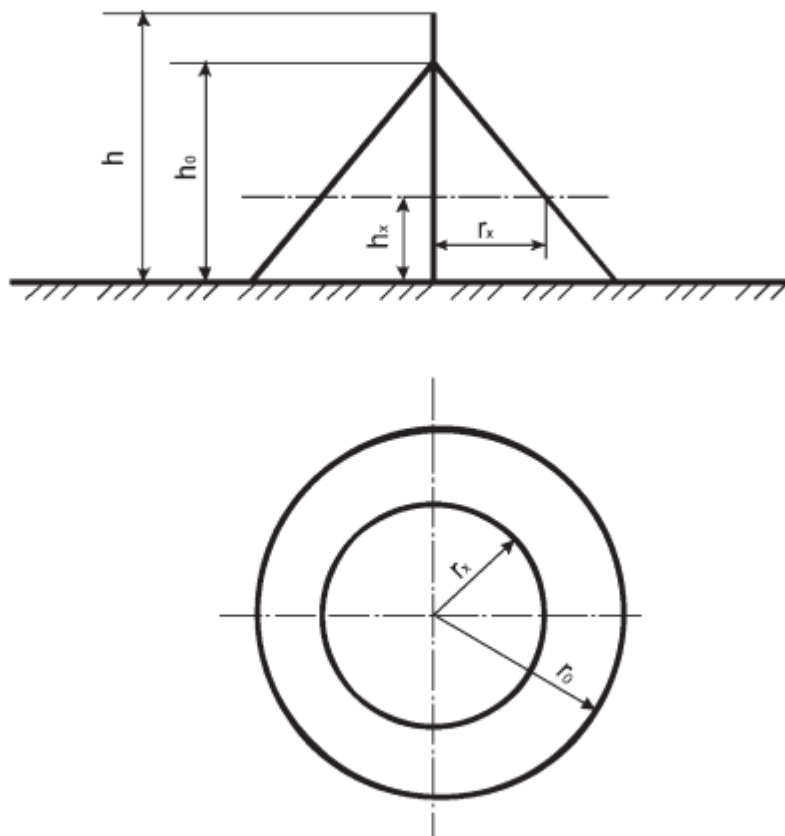
					НТУУ.001.7107.041ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	Підпис	Дата		108

batarei/solnechnaya-batareya-bluesun-solar-bsm280p-605bb/

12. https://sun-energy.com.ua/solar-power/solar-panels/risen_rsm_335m
13. Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд ДСТУ Б В.2.5-38:2008
14. НАПБ А.01001-2004. Правила пожежної безпеки в Україні. Вид. офіц. Київ: Держспоживстандарт України, 2004. 45 с.
15. <https://setech.in.ua/sonachna-elektrostantsia-na-bahatopoverhovomu-budinku-pid-zelenij-tarif/>
16. Івнентор https://utem.org.ua/products/setevoy_invertor_fronius_primo_8.2-1.
17. ДСТУ 3675-98 «Пожежна техніка. Вогнегасники переносні. Загальні технічні вимоги та методи випробувань»
<http://budinfo.org.ua/doc/1813882/DSTU-3675-98-Pozhezhna-tekhnika-Vognegasniki-perenosni-Zagalni-tekhichni-vimogi-ta-metodi-viprobuvan>
18. Трансформатор ТЛС 630 <https://cheb-transformator.com/catalog/tls630>

ДОДАТОК А

ЗОНИ ЗАХИСТУ ОДИНИЧНОГО СТРИЖНЬОВОГО БЛИСКАВКОВІДВОДУ



h – висота блискавковідводу; h_0 – висота конуса; r_0 – радіус конуса; r_x – радіус горизонтального перерізу на висоті h_x

ДОДАТОК Б

КАРТА СЕРЕДНЬОЇ ТРИВАЛОСТІ ГРОЗ ЗА РІК У ГОДИНАХ ДЛЯ ТЕРИТОРІЇ УКРАЇНИ

