

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Аналіз нормальних режимів електричних мереж на території
Волочиської громади Хмельницької області і вплив на них відновлюваних
джерел енергії»

Виконав: студент 1-го курсу, групи 1ЕСМ-23м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи та
мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Дмитрук І. О.
(прізвище та ініціали)

Керівник: д.т.н., проф. каф. ЕСС

Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

«08» 12 2024 р.

Опонент:

К.Т.Н., доцент каф. ЕССЕМ Воїтюк Ю.М
(прізвище та ініціали)

«09» 12 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

«06» 12 2024 р.

Вінниця ВНТУ - 2024 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти II-й (магістерський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електричні системи та мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

17.09 2024 року

З А В Д А Н Н Я НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Дмитрука Івана Олександровича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Аналіз нормальних режимів електричних мереж на території
Волочиської громади Хмельницької області і вплив на них відновлюваних
джерел енергії»

керівник роботи д.т.н., проф. каф. ЕСС Комар В. О.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 17.09.2024 року № 310

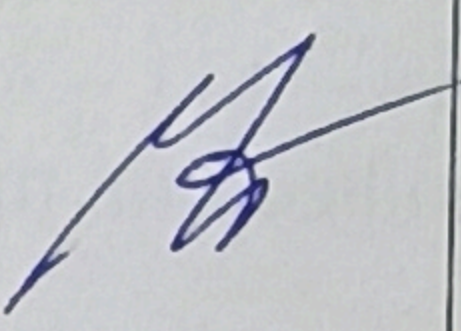
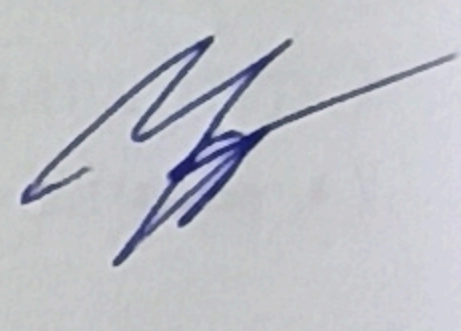
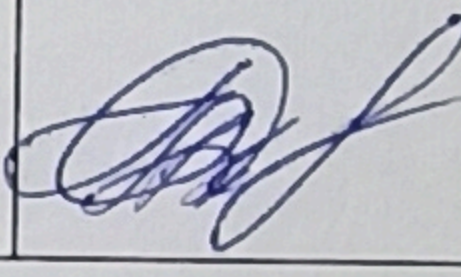
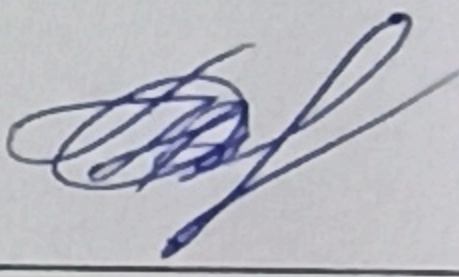
2. Строк подання студентом роботи 28 листопада 2024 року.

3. Вихідні дані до роботи: Схема електричної мережі району, параметри
фотоелектричної станції «Ріпна» потужністю 2,4 МВт. 4 КТП-10/0,4кВ,
потужністю 630 кВА кожна; 10 560 шт. полікристалічних сонячних панелей
потужністю 275 кВт кожна; 40 інверторів AZZURRO-60000TL, потужністю 60
кВт кожен.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1 Відновлювальні джерела електроенергії в
Україні. 2 Прогноз рівнів споживання електроенергії та електричних
навантажень прилеглої мережі району розміщення ФЕС. 3 Умови проведення
розрахунків режимів роботи електричної мережі. 4. Розрахунок режимів роботи
електричної мережі. 5. Розрахунок динамічної стійкості. 6. Дослідження схеми
зовнішнього забезпечення видачі потужності. 7. Релейний захист та автоматика.
8. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок.
Висновки. Список використаних джерел.

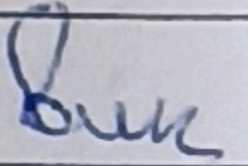
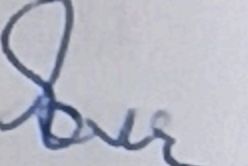
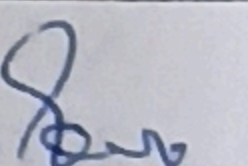
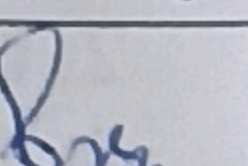
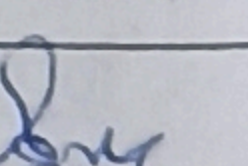
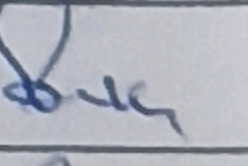
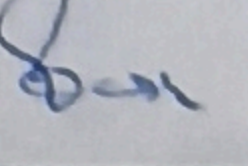
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових
креслень) Додаток Д.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Комар В. О., к.т.н., доцент кафедри ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

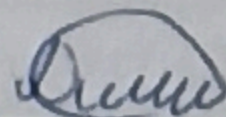
7. Дата видачі завдання 14 вересня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При-мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	14.09.24	28.09.24	
2	Аналіз впливу на якість електричної енергії відновлюваних джерел енергії	29.09.24	07.10.24	
3	Дослідження перспективи розвитку ЕМ, обґрунтування економічної доцільності	08.10.24	24.10.24	
4	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	25.10.24	01.11.24	
5	Техніко-економічна частина	02.11.24	07.12.24	
6	Оформлення пояснювальної записки	08.11.24	12.11.24	
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	12.11.24	28.11.24	

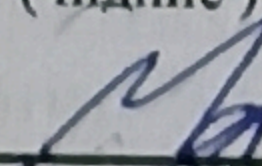
Студент

Керівник роботи



(підпис)

І. О. Дмитрук


(підпис)

В. О. Комар

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	6
ANNOTATION.....	7
ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.....	8
ВСТУП.....	9
1 ВІДНОВЛЮВАЛЬНІ ДЖЕРЕЛА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ	11
1.1 Сонячна електроенергія.....	12
1.2 Вітрова електроенергія	14
2 ПРОГНОЗ РІВНІВ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПРИЛЕГЛОЇ МЕРЕЖІ РАЙОНУ РОЗМІЩЕННЯ ФЕС	22
3 УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ РОЗРАХУНКІВ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	27
4 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	31
5 РОЗРАХУНОК ДИНАМІЧНОЇ СТІЙКОСТІ	37
6 ДОСЛІДЖЕННЯ СХЕМИ ЗОВНІШНЬОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ВИДАЧІ ПОТУЖНОСТІ	42
6.1 Вихідні умови	42
6.2 Теоретичні викладки.....	44
6.3 Розрахунок надійності	47
7 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА	50
7.1 Електрообладнання ФЕС, його пошкодження та захисти від них, протиаварійна автоматика ФЕС	50
7.2 Опис мікропроцесорного терміналу захисту ЛЕП – 10 кВ	52
7.3 Розрахунок параметрів струмової відсічки від міжфазних кз.....	56
7.4 Розрахунок максимального струмового захисту від зовнішніх КЗ.	59
7.5 Розрахунок струмового захисту нульової послідовності	60
8 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	65
8.1 Постановка задачі.....	65
8.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем фотоелектричних станцій, які працюють у складі електроенергетичної системи України	66
8.3 Розрахунок мікроклімату під час монтажу фотоелектричної станції.	68
8.4 Розрахунок блискавкозахисту для КТП	69

ВИСНОВКИ.....	72
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	74
ДОДАТОК А Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи.....	77
ДОДАТОК Б Технічне завдання МКР	77
ДОДАТОК В Розрахунок поточкорозподілу	83
ДОДАТОК Д Графічна частина.....	92

АНОТАЦІЯ

Дмитрук І.О. «Аналіз нормальних режимів електричних мереж на території Волочиської громади Хмельницької області і вплив на них відновлюваних джерел енергії». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ, 2024. – 77 с. Бібліогр.: 27. Іл.: 23. Табл.: 8.

В даній магістерській роботі було розглянуто вплив відновлювальних джерел електроенергії на режими електричних мереж. За основу роботи було взято проект фотоелектричної станції «Ріпна» потужністю 2,4 МВт. Згідно класифікації відновлювальних джерел електроенергії, наведено їх різновид, переваги та недоліки. Проектування станції в програмних середовищах PV Syst V6.70 та AutoCAD. Визначено основні техніко-економічні параметри спроектованої станції.

Ключові слова: відновлювальні джерела електроенергії, наземні фотоелектричні станції, режими електричних мереж, монокристалічна панель AutoCAD, інвертор.

ANNOTATION

Dmytruk I.O. "Analysis of normal modes of electrical networks in the territory of Volochysk community of Khmelnytsky region and the impact of renewable energy sources on them". Master thesis. - Vinnytsia: VNTU, 2024. - 77 p. Bibliogr .: 27. Il .: 23. Tabl .: 8.

In this thesis the influence of renewable energy sources on the modes of electric networks was considered. The work was based on the project of the photovoltaic station "Ripna" with a capacity of 2.4 MW. According to the classification of renewable energy sources, their variety, advantages and disadvantages are given. Station design in PVSyst V6.70 and AutoCAD software environments. The main technical and economic parameters of the designed station are determined.

Key words: renewable power sources, terrestrial photovoltaic stations, modes of electric networks, AutoCAD, single crystal panel, inverter.

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

- АВР – Автоматичне введення резерву.
- АПВ – Автоматичне повторне ввімкнення.
- АТ – Автотрансформатор.
- БГУ – Біогазова установка.
- ВДЕ – Відновлювальні джерела електроенергії.
- ВЕУ – Вітроенергетичні установки.
- ГАЕС – Гідроакumuлююча електростанція.
- ГЕС – Гідроелектро станція.
- ЕМ – Електричні мережі.
- КЗ – Коротке замикання.
- ККД – Коефіцієнт корисної дії.
- КЛ – Кабельна лінія.
- КРУ – Комплектна розподільна установка.
- КТП – Комплектна трансформаторна підстанція.
- МСЗ – Максимальний струмовий захист.
- ОЕС – Об’єднана енергетична система.
- ПА – Протиаварійна автоматика.
- ПЛ – Повітряна лінія.
- ПРВВ – Пристрій резервування відмов вимикача.
- ПС – Підстанція.
- ПТЕ – Правила технічної експлуатації.
- ПУЕ – Правила улаштування електроустановок.
- РЗА – Резейний захист автоматики.
- РПН – Регулювання під навантаженням.
- РП – Розподільчий пристрій.
- РУ – Розподільча установка.
- ФЕС – Фотоелектрична станція.

ВСТУП

Мета роботи: є дослідження впливу ВДЕ на режими роботи електричної мережі Хмельницької області Волочиського району.

Об'єкт дослідження: розподільні електричні мережі з фотоелектричними станціями на прикладі ФЕС «Ріпна» потужність 2,4 МВт.

Предмет дослідження: нормальні режими розподільних електричних мереж з фотоелектричними станціями.

Щороку у світі збільшується генерація відновлювальних джерел електроенергії (ВДЕ). Дивлячись на ситуацію в Україні, підприємці вкладають свої кошти в будівництво ВДЕ незважаючи на метушню з «заленим тарифом». Збільшення чисельності ВДЕ в Україні, це насамперед зменшення екологічного навантаження від енергетичної галузі, а також розвиток вітчизняних підприємств, що виготовляють силове обладнання та комплектуючі елементи для ВДЕ.[1]

Підтримуючи загальносвітові тренди збільшення частки ВДЕ в виробництві електроенергії та маючи вигідне географічне розташування, Україна отримує значний потенціал створення енергоефективної економіки. Але існує багато чинників, які погано впливають на електричні мережі (ЕМ). Вплив на ЕМ може бути різним, це залежить від потужності ВДЕ, місця їх розташування та їх типу. Приєднання відновлювальних джерел електроенергії до електричних мереж, може погано вплинути на перетоки потужності, а саме призвести до зміни їх напрямків.

Альтернативний погляд на перспективи розвитку сонячних та вітрових електростанцій базується на тому, що витрати, які потрібні для виготовлення комплектуючих станцій, перевищують прибуток від виробленої ВДЕ електроенергії.[1]

Позитивний досвід країн ЄС показав, що серед багатьох факторів, які впливають на розвиток ВДЕ, велику роль відіграють системи державної економічної підтримки. Сумарна потужність електроустановок нетрадиційних ВДЕ в світі складає близько 4% потужностей всіх електростанцій з виробітом

близько 2% всієї електроенергії.

Згідно даних Міністерства енергетики України за 2019 рік електростанції України вцілому виробили 153967,1 млн кВт*год електроенергії, що на 3,4 % менше ніж за 2018 рік. Але не дивлячись на це, альтернативні джерела електричної енергії збільшили своє генерування. За 2019 рік ВДЕ виробили 5542,2 млн кВт*год електроенергії, що на 110,5% більше ніж за 2018 рік.

Про відновлювальні джерела енергії та перспективи їх розвитку ведуться суперечки та дискусії вже багато років. Більшість людей вважають ВДЕ енергетикою майбутнього, надією всього людства. Велика кількість компаній в Україні та світі вкладає свої кошти в будівництво відновлювальних джерел електроенергії.

В данній магістерській роботі було розглянуто вплив відновлювальних джерел електроенергії на режими електричних мереж . За основу досліджень було взято один з видів даної галузі – сонячні електростанції, а саме ФЕС «Ріпна» потужністю 2,4 МВт, що розташована в межах населеного пункту с. Ріпна, Федірівської сільської ради, Волочиського району, Хмельницької області.

1 ВІДНОВЛЮВАЛЬНІ ДЖЕРЕЛА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ

Для початку поговоримо, що таке ВДЕ. ВДЕ – це енергія, яка є невичерпною. Основним принципом використання ВДЕ полягає в її добуванні з процесів, які постійно відбуваються в навколишньому середовищі. Відновлювальну енергію отримують від природних ресурсів, для прикладу : сонячне світло, вітер, приливи, а також біотопливо. Енергетичний потенціал більшості з перелічених вище відновлювальних джерел в масштабах планети в рази перевищує теперішній рівень споживання електроенергії, і тому вони можуть бути можливим джерелом виробництва електроенергії. Використання ВДЕ не приносить серйозного негативного впливу на навколишнє середовище, в більшості випадків вони є екологічно чистими та доступними джерелами енергії. [2]

На сьогоднішній час ВДЕ користуються десятки мільйонів людей по всьому світу. В сільській місцевості країн, що розвиваються 25 млн. людей використовують біогазові і сонячні установки для приготування їжі і освітлення будинків. Цікавий факт, що на країни які розвиваються, припадає біля 40% сумарної потужності всіх електроустановок на ВДЕ, а 60% установок використовуються в розвинених країнах, що підтверджує про їх достатньо високу конкурентоспроможність по відношенню до інших сучасних енергетичних технологій. [2]

Найбільші світові енергетичні компанії, банки, міжнародні організації інвестують свої кошти в розвиток ВДЕ. Для стимулювання і підтримки впровадження ВДЕ в багатьох країнах використовують різні форми державної підтримки:

- пільгові тарифи для продажу електроенергії, виробленої від ВДЕ в мережу;
- використання для енергії, отриманої від ВДЕ поняття «зелений тариф», пропонуючого більш високу ціну її для споживача;
- податкові пільги;

- пільгові кредити;
- законодавчо встановлюється частка ВДЕ в енергобалансі до певного терміну.

1.1 Сонячна електроенергія

Сонячна енергія займає лідируюче положення серед ВДЕ, так як вона є всюди доступною. Сонячне випромінювання, внаслідок того, що воно виходить від джерела з температурою близько 6000°C з термодинамічної точки зору є високоякісним первинним джерелом енергії, що допускає принципову можливість її перетворення в інші види енергії (електроенергія, тепло, холод і ін.) з високим ККД. Однак суттєвими її недоліками з технічної точки зору є нестабільність (добова, сезонна, погодна) і відносно мала щільність енергетичного потоку:

- за межами атмосфери близько $1,4 \text{ кВт} / \text{м}^2$;
- на земній поверхні в ясний полудень близько $1 \text{ кВт} / \text{м}^2$;
- в середньому за рік від 150 до $250 \text{ Вт} / \text{м}^2$.

Ці показники відповідають щорічному надходженню на 1 м^2 земної поверхні енергії, еквівалентної $150\text{-}250 \text{ кг у.п.}$ ($1 \text{ кг умовного палива} = 7 \text{ Мкал}$). Сонячна енергія все більш широко використовується для нагріву різних теплоносіїв (гаряче водопостачання, опалення, сушка), для виробництва електроенергії (фотоелектричні перетворювачі і сонячні енергоустановки з термодинамічним перетворенням енергії), в сонячній архітектурі і в інших сферах. [3]

Україна, завдяки своєму географічному розташуванню і природо-кліматичним умовам, входить до регіонів, які вважаються сприятливими для розвитку сонячної енергетики. Територія України розташована між $44^{\circ} 23'$ і $52^{\circ} 25'$ північної широти та між $22^{\circ} 08'$ і $40^{\circ} 13'$ східної довготи. Річна кількість сумарної сонячної радіації в межах України змінюється від 3500 МДж/м^2 (у північно-західних районах) і 4000 МДж/м^2 (у північно-східних) до 5200 МДж/м^2 на півдні Криму.

Середньорічна кількість сумарної сонячної радіації, що потрапляє на 1

м² поверхні, на території України знаходиться в межах від 1070 кВт·год/м² в її північній частині до 1400 кВт·год/м² і вище на півдні України.

На даний момент Україна робить важливі кроки для розширення відновлювальних джерел енергетики і альтернативних видів топлива, щоб знизити нашу залежність від традиційних викопних видів палива (природний газ, вугілля, нафта, тощо).

Україна відстає від Європи в розвитку сонячної енергетики на 7-10 років. Але тим не менш, вона являється однією із важливих територій, що приваблюють інвесторів із Європи та світу, для розвитку сонячної енергетики. Це не дивно, адже тут є всі умови для цього. У нашої держави є ціль – досягнути позначки 25% виробництва зеленої енергії до 2035 року. Тому й не дивно, що незважаючи на зниження «зеленого тарифу» інтерес до ВДЕ в Україні продовжує зростати.

На Рисунку 1.1 показано, що сектор ВДЕ ще зовсім малий, порівняно з іншими видами енергоустановок в Україні, але головним є те, що він не зменшується і не стоїть на місці, а постійно росте, піднімаючи рейтинг нашої країни в цій галузі. З 2018 року і до кінця 2019 об'єм ВДЕ збільшився з 1,7% до 3,6%, коли генерація ГЕС і ГАЕС зменшилась на 2,4%.

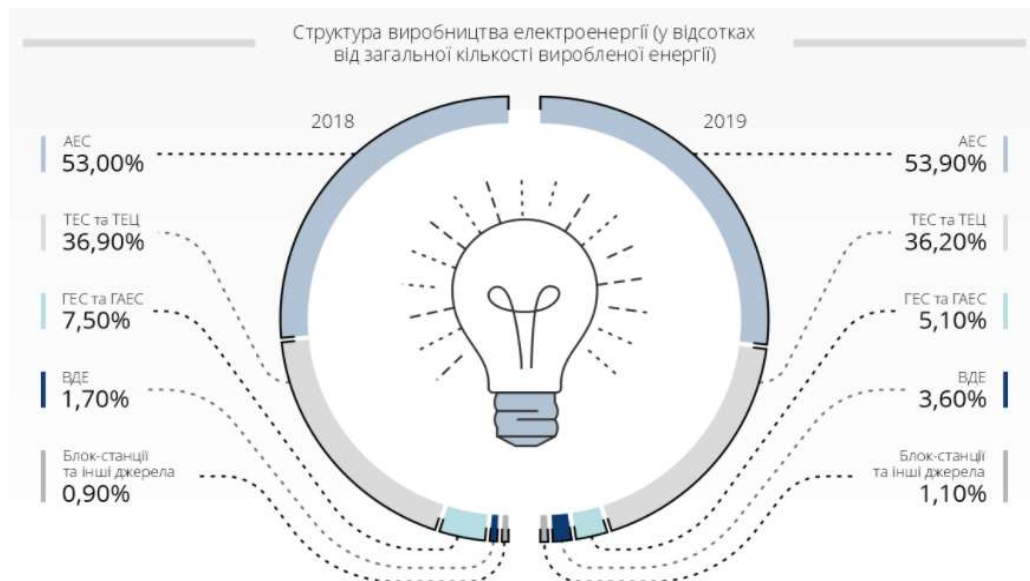


Рисунок 1.1 – Структура виробництва електроенергії за період 2018-2019 років



Рисунок 1.2 – Структура генерації та споживання електроенергії за період січень-серпень 2020 – січень-серпень 2019 року

Порівнюючи період січень-серпень 2019 – січень-серпень 2020 року, то згідно Рисунку 1.2 можна побачити, що ВДЕ не стоїть на місці. За цей період ВДЕ виробили на 1995,9 млн кВт*год або на 152,1% та в сумарному склало 3 308 млн кВт*год. [4]

1.2 Вітрова електроенергія

Вітроенергетичні установки (ВЕУ) забезпечують перетворення енергії вітрового потоку в механічну енергію за допомогою обертового вітроколеса. Відомі дві основні конструкції вітроагрегатів: горизонтально-осьові і вертикально-осьові вітрогенератори. Обидва типи ВЕУ мають приблизно рівний ККД, проте найбільшого поширення набули вітроагрегати першого типу. Потужність ВЕУ може бути від сотень ватів до декількох мегават. Потужність ВЕУ пропорційна площі, захоплюваної вітроколесом або ротором, і кубу швидкості вітру. Потужність ВЕУ є залежною від швидкості вітру і

суттєво обмежує райони ефективного практичного використання ВЕУ. Для прикладу: якщо в одному районі середня швидкість вітру дорівнює 4 м / с, а в іншому - 8 м / с, то відмінність в генерації для однієї і тієї ж вітроустановки складе 8 разів. Ця характеристика вимагає ретельного підходу до вибору місця будівництва вітрової електростанції з урахуванням фактичних характеристик місцевого вітрового режиму. [4]

Важливим фактом є те, що не вся енергія, яка проходить через вітротурбіну може перетворитися в механічну енергію. Це пояснюється тим, що вітрогенератор створює опір вітру, і від цього виникають втрати енергії на тертя. Наглядно це можна побачити на Рисунку 1.3.

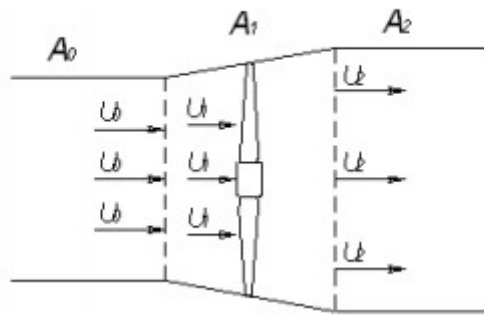


Рисунок 1.3 – Дія сили вітру на вітротурбіну

Нормальною роботою вітрогенератора є умова, коли швидкість потоку вітру дорівнює 60-65% від первинної швидкості потоку, але вона не повина дорівнювати 0.

Вітроенергетичні установки класифікуються по двом ознакам:

- геометрії вітроколеса;
- положення вітроколеса відносно напрямку вітру.

В основному використовують два види вітрогенераторів: горизонтально-осьові та вертикально-осьові (Рисунок 1.4).

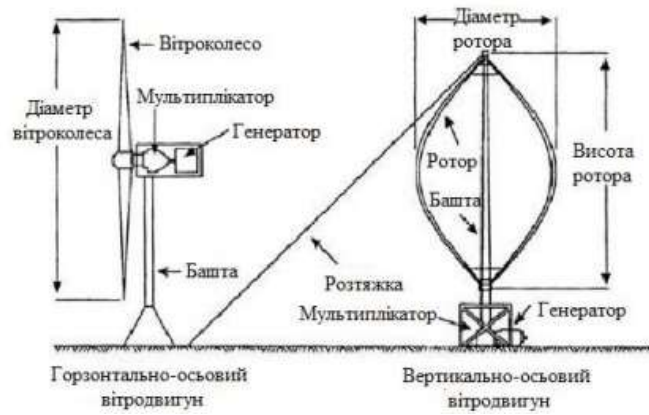


Рисунок 1.4 – Різновид вітрогенераторів за типом застосовуваної вітротурбіни

Найбільш популярні типи вертикально-осьових установок:

1. Чашовий ротор. Вітроколесо цього типу обертається силою опору. Форма чашеподібних лопатів забезпечує лінійну залежність частоти обертання від швидкості вітру.
2. Ротор Савоніуса. Це колесо схоже на чашовий ротор, адже воно також обертається силою опору. Його лопаті виконані з тонких вигнутих листів прямокутної форми. Обертовий момент створюється завдяки різному опору, що протидіє повітряному потоку.
3. Ротор Дар'є. Обертовий момент створюється завдяки підйомній силі виникаючій на двох або трьох тонких вигнутих несучих поверхнях, що мають аеродинамічний профіль. Розкручуватись ротор самостійно не може, тому для його запуску використовують генератор, який працює в режимі двигуна.
4. Ротор Масгрува. Лопаті цього вітроколеса в робочому стані розташовані вертикально, але вони мають можливість обертатись або складатись навколо горизонтальної осі при відключенні. Існує багато видів роторів Масгрува, але всі вони вимикаються при сильному вітрі.
5. Ротор Еванса. Лопаті цього ротора в аварійній ситуації повертаються навколо вертикальної осі. [5]

Горизонтальні генератори мають від одної до трьох лопатів. Тому ККД такої установки набагато більший ніж у вертикальних.



Рисунок 1.5 – Види горизонтальних вітрогенераторів

Недоліки вітрогенераторів в тому, що необхідно орієнтувати їх на напрямок вітру. Постійне перенесення знижує швидкість обертання, і це понижує його продуктивність.

Класифікація горизонтальних вітрогенераторів:

1. Однолопастні і дволопастні. Вони відрізняються високими оборотами. Маса і габарити невеликі, що полегшує установку.
2. Трьохлопастні. Користуються попитом на ринку. Можуть виробляти електроенергію до 7 мВт.
3. Багатолопастні установки мають до 50 лопастів. Відрізняються великою інерцією. Переваги обертового моменту використовують в роботі водних насосів.

Поговоримо про ККД вітрогенераторів. Для вертикального і горизонтального вітрогенераторів ККД приблизно однаковий. Для вертикальних ВЕУ він дорівнює 20-30%, а для горизонтальних 25-35%.

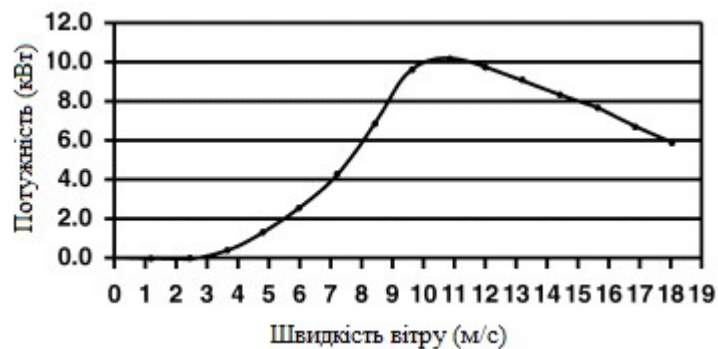


Рисунок 1.6 – ККД вітрогенераторів

Деякі виробники підвищують ККД вертикальних вітряків до 15 %, замінюючи підшипники на постійні неодимові магніти. Але таке незначне підвищення ефективності всього на 3-5% веде до значного подорожчання конструкцій.

Також обидва типи вітрогенераторів схожі по строку експлуатації. В середньому вітрогенератори працюють 15-25 років. Найбільш «болючим» вузлом в вітроустановках є підшипниковий вузол і лопасті. Їх термін служби залежить від якості обслуговування. [6]

1.3 Біогазова електроенергія

Але для початку розглянемо, що ж таке є сам біогаз. Біогаз - це газ, який має біологічне походження, тобто отриманий в результаті життєдіяльності бактерій і мікроорганізмів. Біогаз отримують безпосередньо від метанового бродіння. Метанове бродіння відбувається завдяки розкладанню біологічної маси, в процесі якого беруть участь три види різних бактерій, що становлять замкнутий ланцюжок живлення, тобто поглинають продукти життєдіяльності попередніх - гідролізний, кислотообробний і метанобразні. На рисунку 1.7 зображено приклад біогазової установки.



Рисунок 1.7 – Приклад біогазової установки.

Для виробництва біологічного газу можуть використовуватися різні відходи сільськогосподарських культур, гній крупно- рогатої худоби і дрібно- рогатої худоби, трава, пташиний послід, відходи отримані з забійних цехів і виробництв рибної промисловості. Також для переробки та отримання газу підходять відходи будь-яких інших виробництв харчової промисловості, також в хід йдуть водорості, з яких можливо отримувати досить велику кількість кубометрів газу на виході. Крім цього вирощуються спеціальні енергетичні культури, такі як сільфій та силосна кукурудза.

Активний обмін речовин і висока швидкість біохімічних обмінних процесів в метантинку (біореакторі) досягається за рахунок максимального підтримування і безперервного оновлення величини граничних поверхонь між твердою і рідкою фазами. Тому тверді матеріали, рослинного походження, повинні бути попередньо підготовлені за допомогою ріжучих (що розривають) або стискаючих пристроїв, щоб у результаті ефективного механічного впливу отримати частинки меншого розміру. Частка зважених в рідині твердих частинок в значній мірі залежить від технічних засобів, які використовуються для отримання ретельного перемішування, гідравлічного транспортування субстрату і відділення біогазу. Сучасний рівень розвитку БГУ дозволяє переробляти субстрати з вмістом сухої речовини до 12%, якщо розмір волокнистих або стеблових елементів не перевищує 30 мм.

БГУ забезпечують утилізацію (переробку) органічних відходів в наступних режимах:

1. У психрофільному режимі. Оптимальна температура в метантинку 15-20 ° С, але може бути і нижче. У такому режимі відходи переробляються 30-40 днів. Психрофільний режим зазвичай використовується в літню пору року, коли тепло і кількість субстрату менше ніж зазвичай.

2. У мезофільному режимі. При температурі 30-40 ° С органічні відходи переробляються 7-15 днів, в залежності від виду відходів.

3. У термофільному. При температурі 52-56°С органічні відходи переробляються за 5-10 днів, при цьому якість газу і добрив, по ряду показників, зазвичай нижче, ніж в мезофільному режимі. Крім того, в

термофільному традиційно споживається більше енергії для обігріву. Він найкраще підходить тим, у кого основною задачею є переробити велику кількість відходів. При оптимізації роботи установки і складу відходів можна прискорити переробку навіть до 3-4 днів. Вигода від роботи в термофільному режимі в тому, що різко знижується вартість 1 кВт встановленої потужності БГУ. [6]

Використання в технологічному виробництві біогазу сонячної енергії дозволяє забезпечити його роботу в літній і осінній період з найбільшою ефективністю, що особливо важливо в районах, відрізаних від великих енергетичних центрів через розлив річок, бездоріжжя і т. д.

БГУ такого типу дозволять більш ефективно використовувати за рахунок виготовленого добрива підтримання функції родючості ґрунтів, а також через запобігання вільної емісії біометана в атмосферу.

Прибуток від експлуатації БГУ залежить від багатьох факторів, включаючи продажі «побічних» продуктів. Найбільшу надбавку до прибутку від продажу біометана можна отримати від реалізації рідких добрив, оскільки це високоліквідна продукція, яка користується постійним попитом. Попит на добрива є завжди, оскільки незаперечним фактором функціонування аграрної біосистеми є баланс між внесенням в ґрунт і виносом з неї енергії у вигляді поживних речовин: внесення їх повинно бути не менше виносу.

При виробленні біогазу використання сонячної енергії для підігріву субстрату в великому метантинку дозволить влітку і восени застосовувати термофільний режим ферментації. В цьому випадку, при тому ж обсязі метантинку, вихід біогазу збільшиться в півтора-два рази.

Всі біогазові установки діляться за робочим циклом на два типи: безперервно працюючі і ті, які працюють періодично.

Безперервно працюючі біогазові установки постійно завантажуються сировиною, і одночасно перероблена біомаса відвантажується. Таким чином, робота установки не переривається.

Біогазові установки, що працюють періодично або циклічно, завантажуються повністю до робочого рівня і герметично закриваються,

протягом певного проміжку часу установка активно виділяє біогаз, після повної переробки біомаси установка розвантажується і робочий цикл повторюється.

Біогазові установки розрізняють за формою:

- циліндричні;
- еліпсоподібні.

Циліндричні біогазові установки розташовуються горизонтально, якщо установка безперервно працюючого типу, і вертикально, якщо установка працює циклічно.

Еліпсоподібні біогазові установки мають форму близьку до яйцеподібної. З точки зору процесу біометаногенеза така форма біореактора найбільш оптимальна, в ній відбуваються процеси природного перемішування, а також відведення шламу і стоку опадів. Будуються біогазові установки подібної форми з бетону або зводяться з цегли.

2 ПРОГНОЗ РІВНІВ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПРИЛЕГЛОЇ МЕРЕЖІ РАЙОНУ РОЗМІЩЕННЯ ФЕС

Метою даного розділу є визначення прогнозу електричних навантажень на перспективний період для характерного сезону та періоду доби. На підставі отриманих результатів будуть розроблені розрахункові схеми для дослідження режимів роботи прилеглої мережі 35 кВ і вище, району розміщення ФЕС. Для оцінки зміни добового навантаження Хмельницької області, на рис 2.1 наведено добові графіки споживання в замірний день зими та літа.

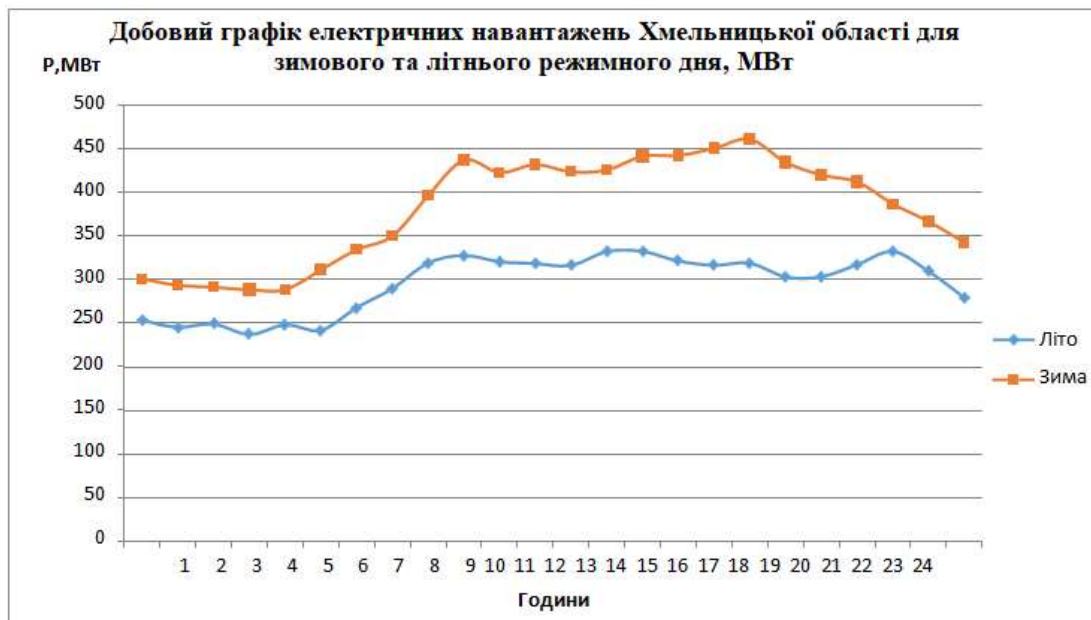


Рисунок 2.1 – Добовий графік електричних навантажень Хмельницької області для зимового та літнього режимного дня

Зимовий графік навантажень характеризується явно вираженими піками на вечірній та ранковий максимуми. Коефіцієнт заповнення графіка на вечірній максимум по Хмельницькій області складає :

$$K_{зв} = \frac{P_{сер}}{P_{мах.в}} = 0,85 \quad (2.1)$$

а на ранковий максимум $K_{зр}=0,9$.

Коефіцієнт нерівномірності для зимового графіку складає:

$$K_{\text{нр}} = \frac{P_{\text{мін}}}{P_{\text{мак}}} = 0,62. \quad (2.2)$$

Літній графік навантажень має зглажений пік на ранковий максимум та характеризується наступними показниками: коефіцієнт заповнення вечірній $K_{\text{зв}}=0,93$, коефіцієнт заповнення ранковий $K_{\text{зр}}=0,94$, коефіцієнт нерівномірності $K_{\text{нр}}=0,71$. Обидва графіка характеризуються наявністю денного провалу навантажень близько 13 години. Це дає підстави вважати, що істотне завантаження транзитних зв'язків буде відбуватись саме у години літнього денного зниження навантажень при меншому відборі навантажень, максимальній генерації ФЕС та найбільшій температурі навколишнього середовища. [7]

Розрахунок перспективного базового рівня електроспоживання Хмельницької області виконується статистичним методом на основі ретроспективної звітної інформації. У якості вихідних даних, береться електроенергія, яка споживалася ПАТ "Хмельницькобленерго" за попередні 5 років.

Зростання споживання електричної потужності на розрахунковий перспективний період визначається згідно СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-103:2014 "Правила виконання Схем перспективного розвитку ОЕС України, окремих енерговузлів та енергорайонів".

Динаміка зміни величини споживання електричної енергії в період з 2013 по 2017 роки наведена на рисунку 2.2. Максимальне споживання за ретроспективний період мало місце у 2017 році, мінімальне у 2015р.

Розрахуємо перспективний прогноз споживання електричної енергії:

$$W(t) = W(0) \cdot (1 + W_{\text{нн}})^t \quad (2.3)$$

де $W(t)$ – прогноз споживання електричної енергії на t рік;

$W(0)$ – фактичне споживання електроенергії на початок перспективного періоду;

W_m – відносний перспективний середньорічний приріст, долі одиниці;

t – рік визначення прогнозу.



Рисунок 2.2 – Ретроспективні дані по споживанню електроенергії ПАТ "Хмельницькобленерго"

Відносний перспективний середньорічний приріст визначається наступним чином:

$$W_m = \frac{W_{pn} + W_{min}}{2} \quad (2.4)$$

де W_{min} – мінімальний річний приріст гарантованого споживання електроенергії, долі одиниці;

W_{pn} - ретроспективний відносний річний приріст споживання електроенергії, долі одиниці.

Мінімальний річний приріст гарантованого споживання відповідно до СОУ Н ЕЕ 40.1-00100227-103:2014 р. дорівнює 1% для населення та 0,5% для інших груп споживачів. Ретроспективний відносний річний приріст

споживання електроенергії приймають таким, що дорівнює нулю, якщо він набуває від'ємного значення. [8]

$$W_{pn} = \frac{\sum_{t=T_p}^{T_0-1} \frac{W_t - W_{t-1}}{W_{t-1}} \times \frac{1}{T_0 - t}}{\sum_{t=T_0-1}^{T_n} \frac{1}{T_0 - t}} \quad (2.5)$$

де W_t , W_{t-1} – споживання електроенергії в ретроспективному періоді, поточному та попередньому роках відповідно, кВт·год;

T_p – рік початку ретроспективного періоду;

T_0 – рік кінця ретроспективного періоду.

У відповідності до вимог СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-103:2014 р., прогноз споживання необхідно виконувати окремо для населення та інших споживачів. Результати розрахунків ретроспективного та перспективного відносного середньорічного приросту наведено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати розрахунків ретроспективного та перспективного відносного середньорічного приросту

Ретроспективне споживання електроенергії ПАТ «Хмельницькобленерго», млн. кВт·год					
Населення	950,3	959,4	958,03	984,5	964,2
Інші споживачі	1703,2	1603,5	1502,4	1589,2	1608,2
Всього по області	2649,3	2509,38	2470,5	2553,9	2583,1

Виходячи з розрахунків відносний перспективний середньорічний приріст споживання електроенергії для населення дорівнює 0,5% та 0,9% для інших груп споживачів.

За результатами проведених розрахунків, перспективне споживання електроенергії ПАТ "Хмельницькобленерго" представлено в таблиці 2.2

Таблиця 2.2 – Перспективне споживання електроенергії

Перспективне споживання електроенергії ПАТ «Хмельницькобленерго», млн. кВт·год				
Населення	964,2	0,05	982,3	992,4
Інші споживачі	1608,2	0,09	1502,4	1648,3
Всього по області	2583,1	-	2611,89	2711,7

3 УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ РОЗРАХУНКІВ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

У даному розділі здійснюється розрахунок та аналіз нормальних, ремонтних (післяаварійних) та ремонтно-аварійних режимів роботи електричної мережі району приєднання ФЕС «Ріпна». Метою розділу є дослідження і оцінка впливу ФЕС на режими роботи діючої електричної мережі. У розділі виконано перевірку пропускну здатності елементів електричної мережі, визначення необхідності додаткового мережевого будівництва та дослідження впливу ФЕС на показники якості електроенергії, зокрема, на рівні напруги. Очевидно, що з приєднанням проекрованої ФЕС в жодному разі не повинні погіршуватись умови електропостачання існуючих споживачів електроенергії, а завантаження ліній та трансформаторів району приєднання станції, повинні залишатися у межах норми. [8]

В розділі проведено розрахунки для навантажень 2019 року (рік введення станції в експлуатацію) та на п'ятирічну перспективу до 2024 року.

Розрахункові моделі електричної мережі враховують діючі об'єкти альтернативної енергетики та всі перспективні електричні станції району приєднання ФЕС «Ріпна» потужністю 0.5 МВт і більше. Перелік усіх діючих та перспективних електричних станцій, що враховано у розрахунках наведено у Таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Перелік діючих та перспективних електричних станцій

Найменування електростанцій	Точка приєднання	Встановлена потужність, МВт
Діючі об'єкти малої гідроенергетики та когенераційні установки		
Мислятинська ГЕС	ПС 110 кВ «ЗТО»	0,615
БіоЕС ТОВ «Теофіпольська енергетична компанія»	ПС 110 кВ «ТЕК»	5,1

Продовження таблиці 3.1

Сонячні електростанції		
ФЕС ТОВ «Енерджітех»	ПС 110 кВ «Гелетинці»	8,0
ФЕС ТОВ «Сонячна Енергія Захід»	ПС 110 кВ «Війтівці»	3,0
ФЕС ТОВ «Санененерджи Україна»	ПС 110 кВ «Війтівці»	4,0
ФЕС ТОВ «Укренергосистеми»	ПС 110 кВ «Волочиськ»	3,0
ФЕС ТОВ «Солар Інвест»	ПС 110 кВ «Ч.Острів»	5,0
ФЕС ТОВ «Енергопарк Поділля»	ПС 110 кВ «Ч.Острів»	6,12
ФЕС ТОВ «Немиренці Солар»	ПС 110 кВ «Гелетинці»	3,5
Перспективні когенераційні установки, біогазові електростанції		
БіоЕС ТОВ «Теофіпольська енергетична компанія»	ПС 110 кВ «ТЕК»	12,5
ФЕС	ПС 110 кВ «Базалія»	0,63

Для аналізу режимів роботи електричної мережі, необхідно провести оцінку найбільш важких режимів її роботи. Рівень генерації ФЕС суттєво залежить від сонячної активності, яка в свою чергу пов'язана із порою року та часом доби. Фотогальванічні електростанції найбільш ефективно працюють в межах між 9:00 та 17:00 в літній період та 11:00 та 15:00 в зимовий період, тобто у денний провал навантажень. Середні значення добових характеристик зміни потужності фотогальванічних електростанцій залежно від пори року наведено на рисунку 3.1. З цього випливає, що найбільше завантаження транзитних зв'язків буде при максимальній генерації ФЕС, мінімальному

споживанню електроенергії споживачами та максимальній температурі навколишнього середовища. Даним умовам відповідає режим денного зниження навантажень. Виходячи з вищесказаного, режими роботи електричної мережі у інші часи та сезони року є заздалегідь легшими і в роботі не наводяться. У відповідності до прогнозу роботи ФЕС, навантаження сонячних станцій враховано на рівні 100% встановленої потужності для схеми на денний мінімум літнього дня. [9]

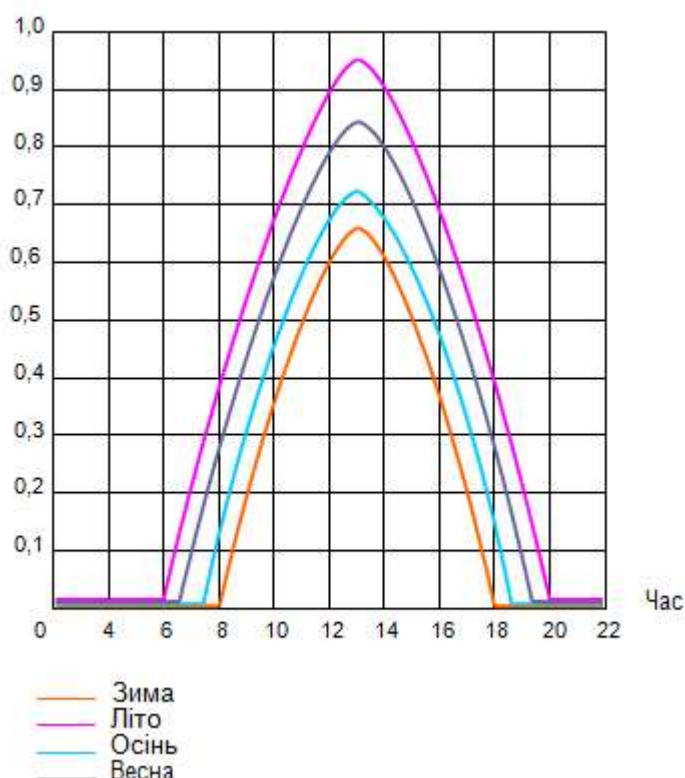


Рисунок 3.1 – Добовий графік видачі потужності

Розрахунки ustalених режимів виконані відповідно до вимог НТП ЕС. Точки розмикання мережі 110-35 кВ прийняті відповідно до нормальної схеми мережі ПАТ "Хмельницькобленерго" та ВАТ "Тернопільобленерго". Положення РПН АТ 330/110 кВ на ПС 330 кВ "Хмельницька", ПС 330 кВ "Шепетівка" та ПС 330 кВ "Тернопільська" прийняті згідно з діючими графіками напруги. Статичні характеристики з напруги не враховувались.

Максимальні робочі напруги прийняті згідно ПТЕ. Мінімальні допустимі напруги для вузлів навантаження визначені згідно СОУ-Н МЕВ 40.1 - 00100227 – 68:2012 "Стійкість енергосистем. Керівні вказівки" та НТП ЕС для нормальних і ремонтних режимів. [10]

Відповідно до Схеми перспективного розвитку електричних мереж 35-110 кВ ПАТ "Хмельницькобленерго" на період з 01.01.2016 до 01.01.2026 року, передбачається будівництво двокової Л 110 кВ "Хмельницька - Гелетинці" (з утворенням ПЛ 110 кВ "Хмельницька - Бокиївка" та ПЛ 110 кВ "Хмельницька - Гелетинці". Виходячи з цього, що дане будівництво покращить умови видачі проекрованої електростанції, розрахунки на період 2024 року виконано для розвитку електричної мережі, без урахування зазначеної перспективи. Розрахункові моделі включають в себе повну схему ОЕС України, графічні частини схем відображають район приєднання фотогальванічної електростанції.

Максимальне завантаження електрообладнання на літній період прийняте згідно з ПУЕ для максимальної літньої температури для Південно-Західного регіону $+40^{\circ}$ С. Навантаження у вузлах розрахункової схеми збільшено пропорційно замірним на величину перспективного приросту. В якості вихідних даних приймалися замірні денні навантаження режимного виміру літа 2019р. Розрахунок перспективного приросту електроспоживання Хмельницької області виконано у попередньому розділі. [11]

Враховуючи широкі регульовальні можливості реактивної потужності ФЕС ($\cos\varphi \pm 0.9$), сонячна генерація у разі необхідності може залучатись для стабілізації рівнів напруги у вузлах шляхом зміни коефіцієнта потужності. У розрахунках, проекрованої ФЕС прийнято із "нульовою" реактивною потужністю. Робота ФЕС із $\cos\varphi$ відмінним від одиниці, буде розраховуватись при необхідності регулювання напруги у електричній мережі, виходячи із умови $\tan\varphi \leq 0.3$.

4 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Потокорозподіл для нормального режиму роботи електричної мережі із вимкненою генерацією ФЕС «Ріпна» представлено на рисунку 4.1.

Автотрансформатори 330/110 кВ, транзитні зв'язки 110 кВ працюють із запасами по навантажувальній здатності. На ПС 110 кВ "Волочиськ" обмотки 110 кВ Т-2 завантажено на 9 %, трансформатори на ПС 35 кВ "Ріпна" завантажено на 25% кожен. Автотрансформатори на ПС 330 кВ "Хмельницька" завантажено до 27% номінальної потужності. Навантаження зв'язків 110 кВ у транзиті "Хмельницька – Бокиївка – Війтівці – Волочиськ – Підволочиськ" не перевищує 25% максимального тривалодопустимого струму. Нормальний режим роботи електричної мережі, після увімкнення ФЕС «Ріпна» в роботу представлено на рисунку 4.2.

На ПС 35 кВ "Ріпна" напруга на шинах 35 кВ збільшилась на 0,4 кВ, на шинах 10 кВ – на 0,2 кВ, навантаження трансформаторів Т1 та Т2 збільшилось до 54%. Навантаження транзитних зв'язків залишається у межах норми. Л 110 кВ "Хмельницька – Бокиївка" завантажено до 28 %.[12]

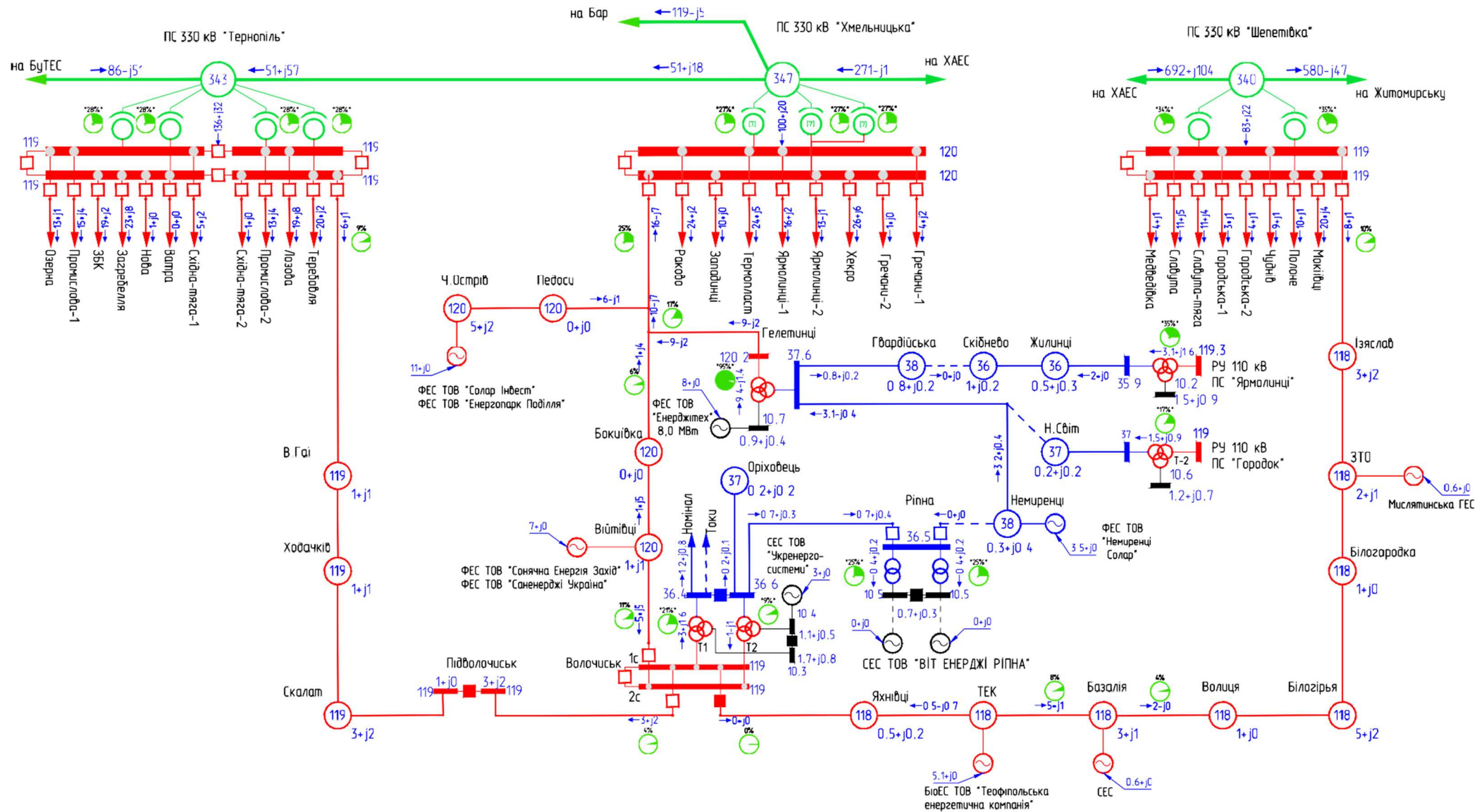
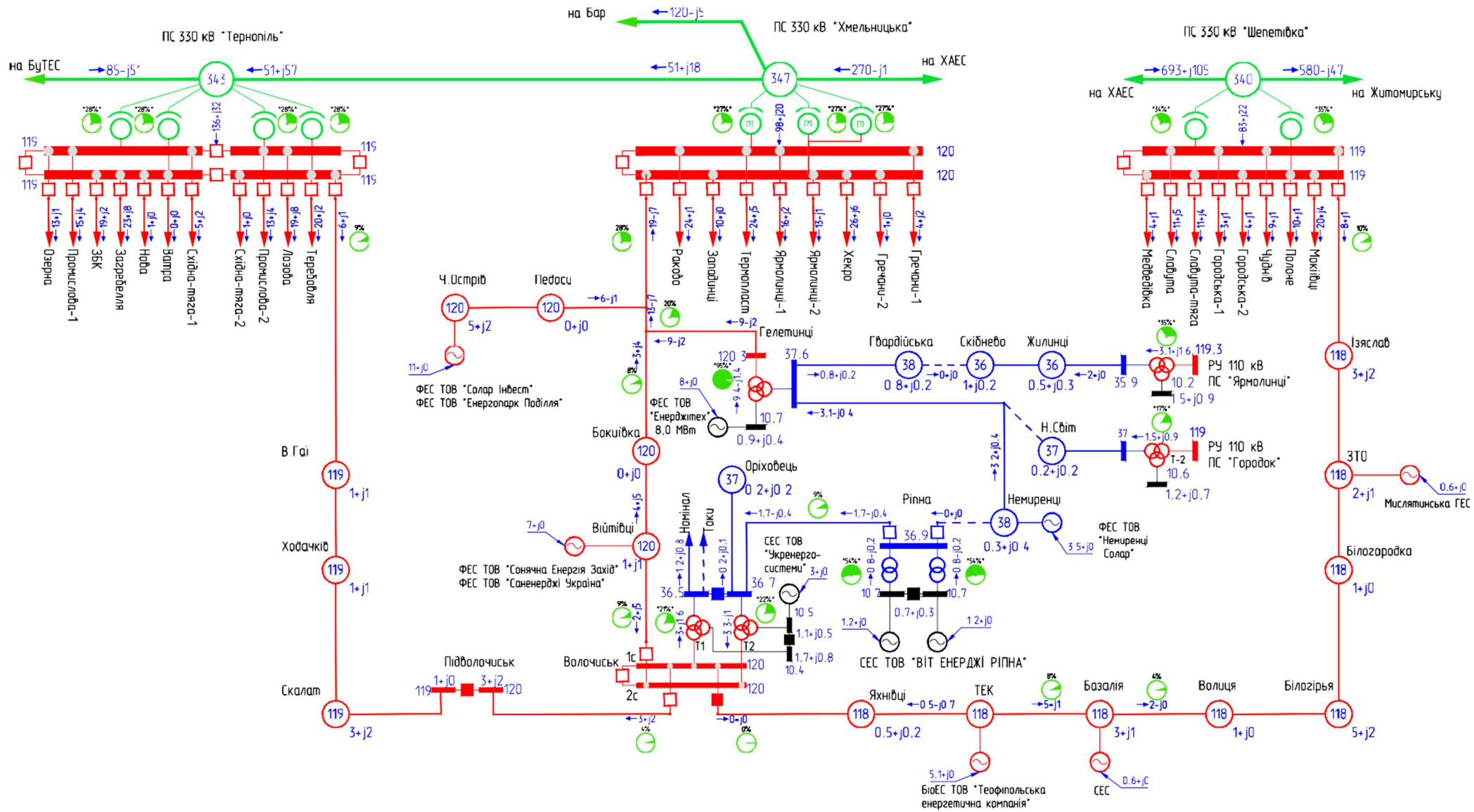


Рисунок 4.1 – 2019 рік. Літо. Нормальний режим. ФЕС «Ріпна» не в роботі



У роботі розраховано наступні ремонтні режими роботи електричної мережі:

- вимкнено Т1(2) на ПС 35 кВ "Ріпна", (Додаток Б. Режим 1) ;
- вимкнено Л 35 кВ "Волочиськ - Ріпна", (Додаток Б. Режим 2, 2.1);
- вимкнено Л 35 кВ "Гелетинці - Немирненці", (Додаток Б. Режим 3);
- вимкнено Т1(2) на ПС 110 кВ "Волочиськ", (Додаток Б. Режим 4);
- вимкнено В 110 кВ "Бокиївка" на ПС 110 кВ "Хмельницька", (Додаток Б. Режим 5);
- вимкнено Л 110 кВ "Базалія – ТЕК", (Додаток Б. Режим 6);
- вимкнено Л 110 кВ "Волочиськ – Підволочиськ", (Додаток Б. Режим 7);
- вимкнено Л 110 кВ "Хмельницька - Бокиївка", (Додаток Б. Режим 8);

У режимі із вимкненням одного з трансформаторів на ПС 35 кВ "Ріпна" (Додаток Б. Режим 1), а також у режимі виводу в ремонт однієї із Л 10 кВ між проектною ФЕС та ПС 35 кВ "Ріпна", по погодженню власника ФЕС «Ріпна» із електропередавальною організацією передбачається видача потужності ФЕС по одній Л 10 кВ на рівні 1.2 МВт. [12]

У режимі із вимкненням Л 35 кВ "Волочиськ - Ріпна" і видачею потужності проектною станцією по мережі 35 кВ у ПС 110 кВ "Гелетинці", має місце завантаження Т-1 ПС 110 кВ "Гелетинці" до 112% (Додаток Б. Режим 2).

Аналогічний ремонтний режим із видачею потужності ФЕС Замовника по мережі 35 кВ в шини ПС 110 кВ "Городок", забезпечується із нормальними режимними характеристиками. В інших розрахованих нормативних збуреннях, рівні напруги та навантаження транзитної мережі знаходяться у межах норми.

З метою необхідності реконструкції ПА, в роботі розраховано наступні ремонтно-аварійні режими:

- вимкнено В 110 кВ "Бокиївка" на ПС 110 кВ "Хмельницька" та Л 110 "Базалія – ТЕК", (Додаток Б. Режим 9)
- вимкнено В 110 кВ "Бокиївка" на ПС 110 кВ "Хмельницька" та Л 110 "Волочиськ – Підволочиськ", (Додаток Б. Режим 10);
- вимкнено Л 110 "Волочиськ – Підволочиськ" та Л 110 "Базалія – ТЕК",

(Додаток Б. Режим 11);

Всі режимні характеристики знаходяться у межах норми. У реконструкції протиаварійної автоматики прилеглої мережі необхідності немає. З метою оцінки регулювальних можливостей ФЕС «Ріпна» у роботі розраховано режими із споживанням та генерацією реактивної потужності в межах ± 1.16 МВАр, (Додаток Б. Режим 12,13). [14]

Завдяки регулювальним можливостям електричної станції, є можливість виконувати регулювання напруги у вузлі у достатньо широкому діапазоні. В межах можливого діапазону зміни cosφ проектної ФЕС, напруга на шинах ПС 35 кВ "Ріпна" змінюється від 36.2/10.3 кВ до 37.5/11.1 кВ.

Нормальний режим вихідного дня наведено на Режим 14 Додатку Б. Напруги у вузлах та навантаження елементів електричної мережі знаходиться у нормальних межах.

Літо день, 2024р.

Потокорозподіл для нормального режиму роботи електричної мережі із увімкненою генерацією проекрованої ФЕС представлено у Додатку Б. Режим 15)

Автотрансформатори 330/110 кВ, транзитні зв'язки 110 кВ працюють із запасами по навантажувальній здатності. На ПС 35 кВ "Ріпна" Т-1 та Т-2 завантажено на 53%. Результати розрахунків ремонтних режимів роботи електричної мережі аналогічні розрахункам для схеми 2019 року і в графічній частині роботи не наводяться. Розрахункова модель враховує збільшення генерації ТОВ "Теофіпольська енергетична компанія" до 12.5 МВт. Ремонтний режим із вимкненням Л 110 кВ "Базалія – ТЕК" наведено у Додатку Б. Режим 16). З метою необхідності оцінки спорудження ПА, в роботі розраховано наступні ремонтно-аварійні режими:

- вимкнено В 110 кВ "Бокиївка" на ПС 110 кВ "Хмельницька" та Л 110 "Базалія – ТЕК", (Додаток Б. Режим 17)
- вимкнено В 110 кВ "Бокиївка" на ПС 110 кВ "Хмельницька" та Л 110 "Волочиськ – Підволочиськ", (Додаток Б. Режим 18);
- вимкнено Л 110 "Волочиськ – Підволочиськ" та Л 110 "Базалія – ТЕК",

(Додаток Б. Режим 19);

Всі режимні характеристики знаходяться у межах норми.

Нормальний режим вихідного дня наведено у (Додаток Б. Режим 20).
Напруги у вузлах та навантаження елементів електричної мережі знаходиться у нормальних межах. [13]

5 РОЗРАХУНОК ДИНАМІЧНОЇ СТІЙКОСТІ

Метою даного розділу є дослідження динамічної стійкості ФЕС 2.4 МВт, яка приєднується до РП 10 кВ ПС 35/10 “Ріпна”.

Динамічна стійкість – це здатність енергосистеми повертатись до нормального, усталеного режиму після значних збурень, за яких зміни параметрів режиму порівнюються із значеннями цих параметрів без переходу до асинхронного режиму. Це в свою чергу можуть бути КЗ, перенапруга, відключення будь – якого елементу енергосистеми. [18]

Розрахунки динамічної стійкості проводились у відповідності до вимог наступних нормативних документів:

- СОУ-Н МЕН 40.1-00100227-68:2012 «Стійкість енергосистем. Керівні вказівки».

- Вимоги до вітрових та сонячних фотоелектричних електростанцій потужністю більше 150 кВт щодо приєднання до зовнішніх електричних мереж.

Вказане вище визначення найбільш широко застосовується при перевірці динамічної стійкості синхронних генераторів, які найчастіше використовуються для виробництва електроенергії на теплових, атомних та гідравлічних електростанціях. Що стосується відновлювальних джерел енергії, насамперед вітрових та сонячних, при виробництві електроенергії на цих видах станцій не використовуються синхронні генератори. [19].

Головними елементами фотоелектричних станцій є фотоелектричні модулі та інвертори, які перетворюють енергію постійного струму в змінний. Для таких станцій під поняттям динамічної стійкості розуміють здатність генеруючих модулів залишатись приєднаними до мережі та продовжувати генерувати активну та реактивну потужність при спадах напруги в енергосистемі відповідно до заданих оператором мережі характеристик зображених на Рисунку 5.1

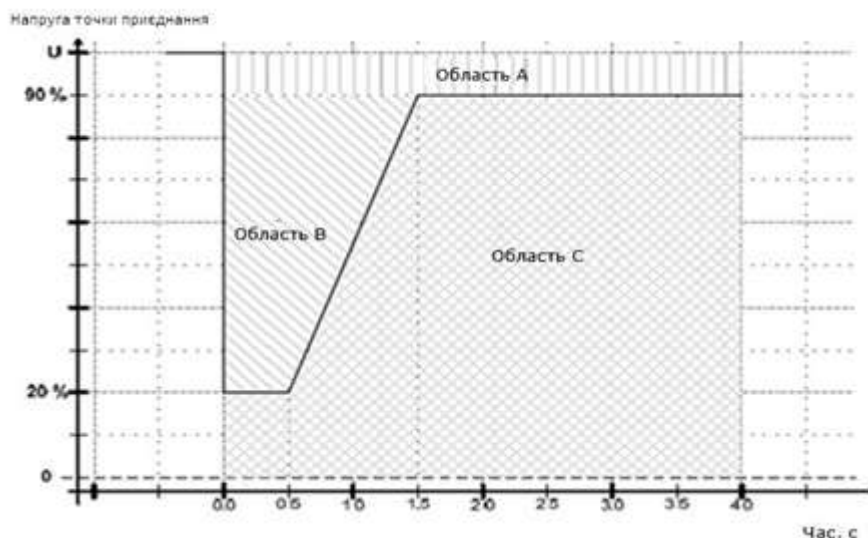


Рисунок 5.1 — Вимоги оператора мережі щодо роботи ФЕС під час падіння напруги для електростанцій потужністю більше 2 МВт

Режими короткострокового спаду напруги (LVRT) найчастіше викликані близькими короткими замиканнями в мережі (3-фазні, 2-фазні, 1-фазні, 1-фазні на землю) різної тривалості та складності. [20]

Відповідно до вимог нормативного документу «Вимоги до вітрових та сонячних фотоелектричних станцій потужністю більше 150 кВт щодо приєднання до зовнішніх електричних мереж» ФЕС потужністю більше 2 МВт повинна витримувати падіння напруги в точці приєднання до рівня 20% від номінальної напруги не менше 0,5 с без відключення обладнання від мережі.

Наступні вимоги повинні бути дотримані у разі симетричних та несиметричних коротких замикань, тобто вимоги повинні дотримуватись у випадку одно-, дво-, або трифазних коротких замикань:

- Область А: електростанція повинна залишатись підключеною до мережі і підтримувати нормальну генерацію.
- Область В: електростанція повинна залишатись підключеною до мережі. Електростанція повинна забезпечувати максимальне підтримання рівня напруги шляхом контрольованої генерації реактивної потужності, з метою стабілізації напруги у проектних межах.
- Область С: дозволено відключення електростанції.

Перелік збурень при яких генерація на ВДЕ повинна залишатися в роботі включає симетричні та несиметричні КЗ тривалістю 180 мс., а також враховує всі групи нормативних збурень та їх тривалість відповідно до нормативних документів.

Більшість сучасних інверторів, що застосовуються на ФЕС задовольняють вимогам LVRT, які висуваються системним оператором мережі. Однак захисна характеристика інвертору задається в точці приєднання, як правило на напрузі 0.4 кВ, в той час як вимоги оператора мережі висуваються в точці приєднання на напрузі 110/35/10 кВ. На Рис.5.2 зображено захисну характеристику інвертора GSL0500, який планується встановити на станції.

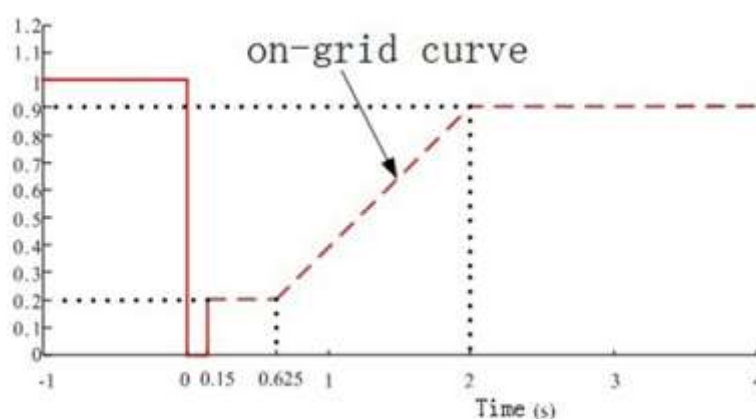


Рисунок 5.2 – Захисна характеристика інвертора GSL0500

Переваги інвертора GSL0500 над аналогами:

- При падінні напруги в мережі до 0, інвертор здатен підтримувати роботу на протязі 0,15 с.
- При значеннях напруги, що знаходяться нижче червоної кривої зображеної на Рис. 5.2. інвертор буде відключатись від мережі.
- При падінні напруги нижче 0.9 в.о інвертор забезпечує підтримку напруги в точці приєднання шляхом контрольованої генерації реактивного струму.

Виконання розрахунків динамічної стійкості засвідчить чи будуть всі ФЕС залишатись приєднаними до мережі при проходженні режиму LVRT.

Для рекомендованого варіанту в нормальній схемі роботи електричної мережі загального призначення для аналізу стійкості ФЕС та будь яких

компенсуючих пристрої було проведено аналіз динамічної стійкості для найважчих збурень в мережі 110 кВ. [22]

Для захисту інверторів використовувались типові значення налаштувань. Дослідження динамічної стійкості ФЕС виконувались на рік введення в експлуатацію станції шляхом моделювання нормативних збурень, а саме:

- Трифазне КЗ біля шин 110 кВ ПС 110/35/10 кВ «Підволочиськ» тривалістю 180 мс;
- Трифазне КЗ біля шин 110 кВ ПС 110/35/10 кВ «Волочиськ» тривалістю 180 мс;
- Трифазне КЗ біля шин 110 кВ ПС 110/10 кВ «Війтівці» тривалістю 180 мс;
- Трифазне КЗ біля шин 110 кВ ПС 110/35/10 кВ «Волочиськ» з відмовою вимикача та дією ПРВВ. Час ліквідації КЗ складає 0.48 с.;
- Трифазне КЗ біля шин 110 кВ ПС 110/35/10 кВ Волочиськ з неуспішним АПВ. Час АПВ прийнято 0.4 с.;
- Коротких замикань в граничних точках кривої зображеної на Рисунку 5.3, відповідно до вимог щодо приєднання ФЕС потужністю більше 2 МВт; [23]

Приведені розрахунки, в цілому корелюються з реальною поведінкою ФЕС при виникненні короткострокових спадів напруги в мережі. Результати розрахунків LVRT показали відповідність можливих режимів роботи ФЕС діючим нормативним документам. Розрахунками підтверджено участь ФЕС у забезпеченні динамічної підтримки напруги шляхом контрольованої генерації реактивного струму та відновлення генерація активної потужності до рівня що передував аварійному.

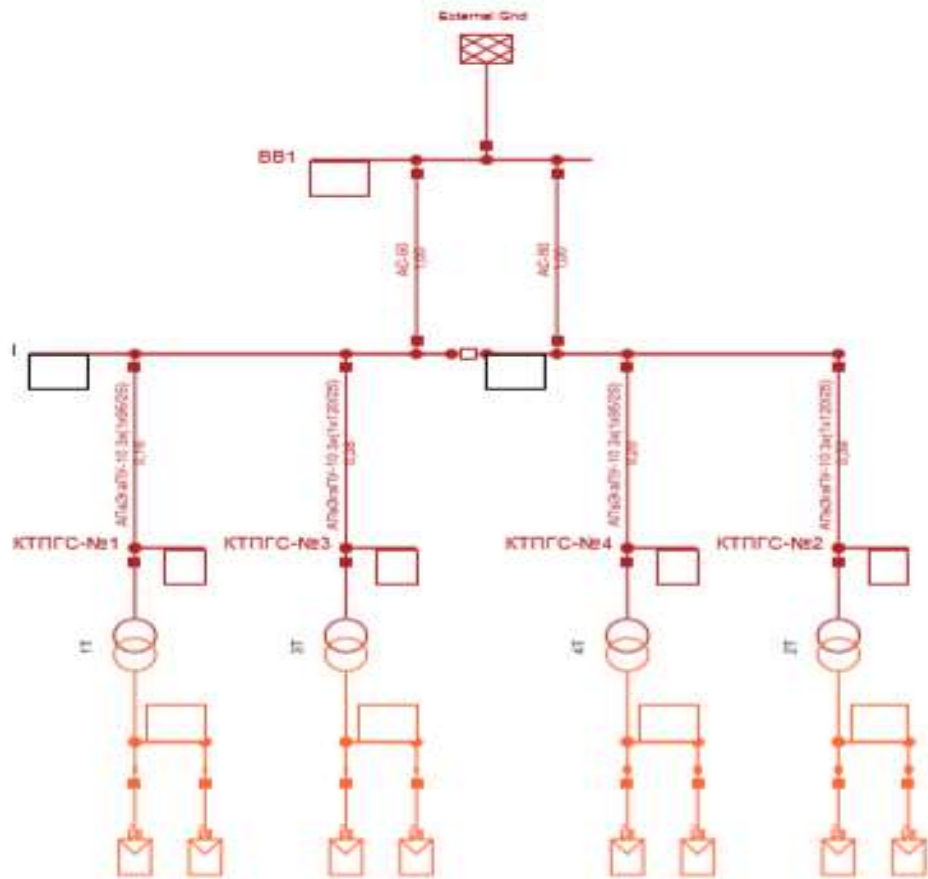


Рисунок 5.3 – Схема збору потужності ФЕС

6 ДОСЛІДЖЕННЯ СХЕМИ ЗОВНІШНЬОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ВИДАЧІ ПОТУЖНОСТІ

6.1 Вихідні умови

В даній аналітичній довідці проведено техніко-економічне порівняння двох варіантів будівництва схеми видачі потужності фотоелектричної електростанції (надалі ФЕС) «Ріпна» потужністю 2,4 МВт в межах населеного пункту с. Ріпна, Федірківської сільської ради, Волочиського району Хмельницької області. Ділянка розташована у безпосередній близькості від ПС 35 /10 "Ріпна" всі варіанти стосуються приєднання ФЕС до даної ПС. [23]

Варіант №1. Будівництво на території ФЕС РП-10 кВ з схемою "Одна робоча секціонована роз'єднувачем система шин". Для розрахунку орієнтовної вартості прийнято чотири лінійних приєднань. РП-10 приєднується до РУ-10 кВ ПС 35/10 кВ "Ріпна" двома повітряними лініями 10 кВ за допомогою проводу АС-70 протяжністю близько 1 км. Крім того, в РУ-10 кВ ПС 35/10 кВ "Ріпна" необхідно встановити додатково дві лінійних комірки 10 кВ, для можливості приєднання ФЕС.

Варіант №2. Будівництво на території ФЕС РП-10 кВ за схемою 10-1 "Одна одиночна, секціонована вимикачем система шин". Для розрахунку орієнтовної вартості прийнято чотири лінійних приєднань. РП-10 приєднується до РУ-10 кВ ПС 35/10 кВ "Ріпна" двома повітряними лініями 10 кВ з використанням проводу АС-70 протяжністю близько 1 км. Крім того, потрібно виконати реконструкцію РУ-10 кВ на ПС 35/10 кВ "Ріпна", з заміною існуючого обладнання та встановленням додатково двох лінійних комірок 10 кВ, також необхідно замінити існуючі трансформатори Т-1 та Т-2 потужністю 1,6 МВА кожний, на більш потужні по 4 МВА кожний. [29]

Під час реконструкції необхідно замінити існуючі масляні вимикачі на вакуумні. Це потрібно для надійної роботи станції. В майбутньому потужність ФЕС буде збільшуватись, тому існуючі силові трансформатори Т-1, Т-2 потребують заміни. Відповідно до п.6.4.4.1 СОУ НЕК 341.001:2019 "Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їх роботі паралельно з об'єднаною

енергетичною системою України" трансформатори повинні бути оснащені пристроєм РПН. Існуючі силові трансформатори Т-1, Т-2 унеможливають за своєю конструкцією встановлення РПН - це є ще однією причиною замінити існуючі силові трансформатори. [31]

Нижче, в таблиці 6.1, наведено результати оціночних розрахунків укрупнених показників вартості, запропонованих варіантів схеми видачі потужності ФЕС.

Розрахунок виконано відповідно до нормативного документу СОУ-Н МЕВ 45.2- 37471933-44:2011 "Укрупнені показники вартості підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ."

Таблиця 6.1 – Укрупнені показники вартості спорудження варіантів схеми приєднання ФЕС «РІПНА» потужністю 2,4 МВт

№ п/п	Елементи схеми видачі потужності ФЕС	К-сть	Вартість за одиницю, млн.грн	Вартість загалом, млн. грн
Варіант №1. Приєднання ФЕС до РУ-10 кВ ПС 35/10 кВ «Ріпна» двома повітряними лініями 10 кВ				
1	Будівництво РП-10 кВ в складі: - ввідна комірка- 2 шт - комірка лінійна- 4 шт - комірка ТН-10 кВ- 2 шт. - комірка СР-10 кВ-1 шт	1 шт	3,2	3,2
2	Будівництво ПЛ-10 кВ	2х1 км	0,6	1,2
3	Будівництво лінійної комірки 10 кВ на ПС «Ріпна»	2 шт	0,6	1,2
Разом по варіанту №1				5,6
Варіант №2. Приєднання ФЕС до РУ-10 кВ ПС 35/10 кВ «Ріпна» двома повітряними лініями 10 кВ (Реконструкція)				

Продовження таблиці 6.1

1	Будівництво РП-10 кВ в складі: - ввідна комірка- 2 шт - комірка лінійна- 4 шт - комірка ТН-10 кВ- 2 шт. - комірка СР-10 кВ-1 шт - комірка СВ-10 кВ – 1 шт	1 шт	4	4
2	Будівництво ПЛ-10 кВ	2х1 км	0,6	1,2
3	Будівництво лінійної комірки 10 кВ на ПС «Ріпна»	2 шт	0,6	1,2
4	Реконструкція РУ 10 кВ на ПС «Ріпна»	1 шт	3	3
5	Заміна існуючих трансформаторів Т1 та Т2 на ПС «Ріпна», на більш потужні по 4 МВА кожен	2 шт	4	8
Разом по варіанту №2				17,2

6.2 Теоретичні викладки

Проектування складних систем неможливе без урахування і аналізу надійності. Недостатня надійність може привести, як до надмірних експлуатаційних витрат (ремонт і відновлення), так і до тяжких наслідків (небезпечні ситуації, аварії). Методи теорії вірогідності і математичної статистики дозволяють встановлювати кількісні показники надійності, порівнювати різні варіанти за цими показниками, спрощувати і скорочувати процес вибору кращого варіанту проектованої системи.

Надійність – це властивість системи зберігати свою працездатність. Основними складовими надійності безвідмовність, відновлюваність і довговічність. Як кількісні характеристики надійності найчастіше використовують вірогідність і середній час безвідмовної роботи, коефіцієнт готовності та ін. Надійність системи залежить від її складу і структури, тобто від кількості і якості складових елементів і способів їх об'єднання в системі. Джерелом, яке порушує надійність є відмови елементів і системи в цілому. Розрізняють такі відмови: поступові, раптові, такі, які самоусуваються.

У якості чисельних характеристик надійності найчастіше використовують

імовірність і середній час безвідмовної роботи. Імовірність безвідмовної роботи продовж часу t визначається деякою функцією $p(t)$, яку називають законом надійності. Імовірність того, що за час t об'єкт відмовить, характеризує протилежну властивість – ненадійність і виражається як $q(t) = 1 - p(t)$. Очевидно, $q(t)$ можна розглядати як функцію розподілення відмов. Її похідна є густина розподілу часу безвідмовної роботи чи, як кажуть, густина відмов. [11]

$$\dot{q}(t) = \frac{dp(t)}{dt} = -\frac{dp(t)}{dt} \quad (6.1)$$

Якщо фіксувати час, впродовж якого кожен об'єкт пропрацював до відмови, можна визначити число всіх тих об'єктів n_t , відмова яких наступила за час t . Частка від ділення n_t на кількість усіх об'єктів що досліджуються n дає наближене значення функції розподілу $q(t) = \frac{n_t}{n}$, яке є тим більш точним, чим більша кількість об'єктів n приймала участь у випробуванні. Звідси можна припустити, що якщо в системі є n однорідних елементів, то очікувана кількість відмов за час t буде дорівнювати $nq(t)$, а очікувана частота відмов – $nf(t)$. Таким чином, $f(t)$ можна розглядати як частоту відмов однорідних елементів, віднесену до їх загальної кількості, що і виражається терміном "густина відмов". Найчастіше у якості показника надійності приймається інтенсивність відмов, що дорівнює відношенню очікуваної частоти виникнення відмов до очікуваної кількості дієздатних елементів, тобто:

$$\lambda(t) = \frac{n\dot{q}(t)}{n - nq(t)} = \frac{\dot{q}(t)}{1 - q(t)} = \frac{\dot{q}(t)}{p(t)} = \frac{p'(t)}{p(t)} = -\frac{d}{dt}(\ln p(t)) \quad (6.2)$$

Звідси можна виразити закон надійності $p(t)$ через інтенсивність відмов:

$$\ln p(t) = -\int_0^t \lambda(t)dt; p(t) = \exp\left(-\int_0^t \lambda(t)dt\right) = e^{-\Lambda(t)} \quad (6.3)$$

а також густину відмов $f(t)$ та функцію розподілу відмов:

$$f(t) = \lambda(t)p(t) = \lambda(t)e^{-\Lambda(t)}; q(t) = 1 - p(t) = 1 - e^{-\Lambda(t)}. \quad (6.4)$$

Інтенсивність відмов визначають також як умовну ймовірність відмови елемента в момент часу t при умові, що до цього моменту він працював безвідмовно. В подальшому для стислості ймовірність $p(t)$ безвідмовної роботи впродовж часу t будемо називати просто надійністю, а ймовірність $q(t) = 1 - p(t)$ – ненадійністю. [15]

В літературі розглянуто багато типів розподілів відмов. Найбільш прості та легко доступні для огляду співвідношення отримуються, якщо прийняти інтенсивність відмов постійною, тобто вважати $\lambda(t) = \lambda$. Тоді $\Lambda(t) = \lambda t$ і

$$p(t) = e^{-\lambda t}; \quad (6.5)$$

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t}; \quad q(t) = 1 - e^{-\lambda t}, \quad (6.6)$$

тобто приходимо до експоненційного закону розподілу розподілу відмов.

Хоча для окремих елементів експоненційний закон може і не мати місця, але як показали проведені дослідження, при заміні елементів, що відмовили, на нові позначається закон перемішування віків, і відмови системи в цілому будуть підкорятись експоненційному закону. Надійність системи залежить від її складу та структури, тобто від кількості та якості складових елементів й способів їх об'єднання в системі. Джерелом ненадійності є відмови елементів і системи в цілому.

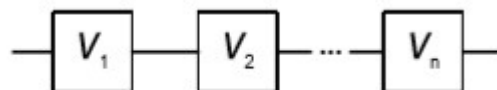


Рис. 6.1 Послідовне з'єднання елементів (проста система)

Розглянемо систему, в якій відмова кожного елемента відбувається незалежно і призводить до відмови всієї системи. Така схема називається простою. У сенсі надійності її можна представити як послідовне з'єднання елементів (Рис. 6.1), хоча фізично вони можуть бути з'єднані як завгодно. Відповідно до правила множення ймовірностей для незалежних подій

імовірність безвідмовної роботи системи $p(t)$ дорівнює добутку ймовірностей p безвідмовної роботи її елементів ($i = 1, 2, \dots, n$):

$$p(t) = \prod_{i=1}^n p_i = \prod_{i=1}^n e^{-\Lambda_i(t)} = \exp\left(-\sum_{i=1}^n \Lambda_i(t)\right) = \exp\left(-\sum_{i=1}^n \int_0^t \lambda_i(t) dt\right) \quad (6.7)$$

Звідси випливає, що інтенсивність відмов простої системи дорівнює сумі інтенсивностей відмов її елементів, тобто:

$$\lambda(t) = \sum_{i=1}^n \lambda_i(t) \quad (6.8)$$

6.3 Розрахунок надійності

На рис 6.2 показано варіанти схем приєднання двома колами на напрузі 10 кВ

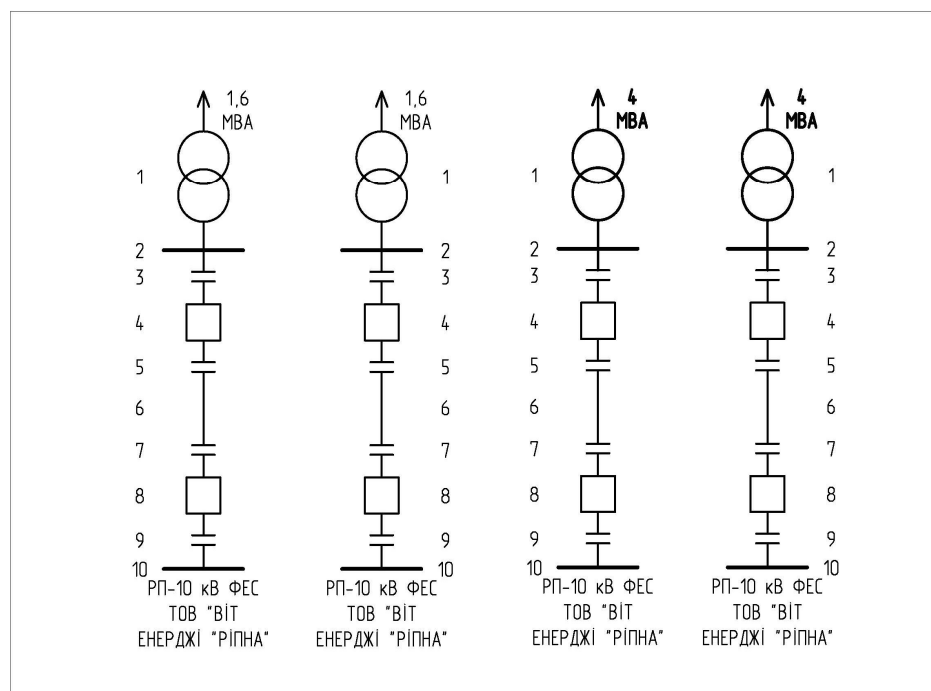


Рисунок 6.2 – Варіанти схем приєднання ФЕС «Ріпна» потужністю 2,4 МВт (тонкою лінією показано існуюче обладнання)

Вихідні дані для розрахунків були взяті з нормативного документа РД 34.20.574 "Указания по применению показателей надежности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установками" (Табл.

6.2)

Таблиця 6.2 – Показники надійності схем приєднаних ФЕС

Елемент	№ на схемі	Параметр потоку відмов елементів ω (відмова/рік)	Середній час відновлення елементів T_v , год	Середня частота планових простоїв μ_k , рік ⁻¹	Середня тривалість простоїв в планових ремонтах $T_{пл}$, год
Збірні шини 10кВ	2.10	0,3	7	0,166	5
Роз'єднувач 10 кВ	3,5,7,9	0,01	7	0,166	4
Вимикач 10 кВ	4,8	0,009	20	0,14	8
Ділянка ПЛ 10 кВ	6	7,64	5	0,17	16

Для визначення збитку від простою обладнання від аварій та планових ремонтів використаємо наступну формулу:

$$T = \frac{W \cdot \lambda \cdot C}{8760}, \quad (6.9)$$

де W – виробіток електроенергії ВЕС за рік, кВт*год;

C – тариф за 1 кВт/год, що за зеленим тарифом становить 5,66 грн. з ПДВ (враховуючи рік введення ФЕС в експлуатацію);

λ – час простою обладнання під час його відновлення при аварійних ситуаціях за рік та від планових ремонтів (для одного кола).

Основний показник на основі якого виконується порівняння двох різних схем підключення є час простою обладнання під час його відновлення при аварійних ситуаціях за рік та від планових ремонтів (для одного кола). Визначимо час простою обладнання за рік для приєднання ФЕС на напрузі 10 кВ, для двоколового підключення визначається як сума часу простою під час планових та аварійних ремонтів, а саме обладнання з нумерацією від 3 до 10):

$$\lambda_{10кВ} = \sum(\omega \cdot T_v + \mu_k \cdot T_{пл}) \quad (6.10)$$

$$\lambda_{10кВ}(I) = (\omega_3 \cdot T_{в3} + \mu_{k3} \cdot T_{пл3}) + \dots + (\omega_{10} \cdot T_{в10} + \mu_{k10} \cdot T_{пл10})$$

$$\lambda_{10кВ} = 12,97 \text{ год}$$

Для двоколового приєднання по напрузі 10 кВ час простою практично відсутній. Визначимо збитки від недовідпуску електроенергії при планових та аварійних ремонтах для приєднання ФЕС одним колом по напрузі 10 кВ (за рік):

$$T_{(t)} = \frac{1638001,2 \cdot 12,97 \cdot 5,66}{8760} = 13726,71 \text{ грн} \quad (6.11)$$

Згідно проведених розрахунків можна зробити висновок, що приєднання ФЕС "РІПНА" потужністю 2,4 МВт до РУ-10 кВ ПС 35/10 кВ "Ріпна" двома кабельними лініями 10 кВ варіантом №2 є економічно недоцільним. Тому реконструкція ПС 35/10 кВ «Ріпна» буде проводитись другою чергою будівництва. Виходячи з вищевикладеного, а також керуючись пунктом 11.4 НТПЕС:2014 схема видачі потужності ФЕС буде реалізована за варіантом №1.

7 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА

7.1 Електрообладнання ФЕС, його пошкодження та захисти від них, протиаварійна автоматика ФЕС

Електрообладнання ФЕС, його пошкодження та захисти від них, протиаварійна автоматика ФЕС (ПРВВ, АПВ, АВР).

Енергетика - ключова галузь, яка має важливе значення в забезпеченні життєдіяльності населення, безперебійного функціонування будь-якого виробництва. Порушення стійкості в енергопостачанні веде до важких наслідків. Одночасно з цим, вироблення електрики на традиційних електростанціях істотно впливає на екологічну ситуацію на Землі. Крім того, постійне зростання вартості викопних ресурсів викликає постійне зростання собівартості електроенергії, що призводить до підвищення попиту на відновлювану енергетику. [16]

Основною задачею енергетики є забезпечення надійності енергосистеми. Надійність енергетичної системи, в свою чергу, забезпечується здатністю протистояти малим та великим збуренням, викликаних відмовами елементів енергосистеми, включаючи каскадний розвиток аварій. Для цього існують системи протиаварійної автоматики (ПА). При виникненні ненормального режиму, для прикладу, аварійне відключення однієї з живильних ліній, ПА повинна забезпечити збереження стійкості системи, яка може бути порушена через різницю генерації і споживаної потужності.

На фотоелектричних станціях протиаварійна автоматика складається з:

- ПРВВ;
- АПВ;
- АВР.

ПРВВ – це пристрій, який виконує ближнє резервування, іншими словами, доповнює встановлений на конкретному об'єкті захист. ПРВВ може бути виконаний, як окрема шафа з електромеханічними реле, або цілий мікропроцесорний термінал.

Принцип роботи ПРВВ надзвичайно простий. Якщо на ділянці

електричної мережі, що захищається, відбувається к.з. і спрацювує захист, але вимикач не спрацював, то ПРВВ посилає команду на відключення суміжних вимикачів, які підживлюють точку короткого замикання. Цей процес проходить з певною витримкою часу.

Таким чином, для стандартної схеми 6-10 кВ, при відмові вимикача лінії, ПРВВ буде діяти на введення своєї секції і СВ. Незважаючи на те, що СВ в нормальному режимі відключений, вплив від ПРВВ приєднань на нього завжди виконується.

АПВ – це пристрій, який слугує для ввімкнення вимикачів, після того, як аварійне відключення знеструмило лінію. Основне призначення АПВ в тому, щоб відновити роботу об'єкта електросистеми. Обов'язкова умова існування АПВ - відсутність заборони на здійснення включення вдруге.

Причина, яка викликала зупинку роботи об'єкта може бути несправність на ПЛ або КЛ. До основних типів несправності відносяться короткі замикання, схлести проводів через сильний вітер, обмерзання проводів, перекриття повітряної ізоляції і т.д. Після того, як причина відключення зникає за допомогою АПВ на вимкнуту лінію, миттєво подається напруга. Вона залишається під напругою, продовжує передавати потужність, а споживач продовжує отримувати електроенергію безупинно.

Робота АПВ відбувається із затримкою часу від 0,2 - 0,5 мс до декількох секунд в залежності від класу напруги в лінії, чим вище напруга, тим менше витримка часу. Час дії пристрою залежить також від перерізу і матеріалу проводів, чим менше перетин проводів, менше повітряний проміжок між проводами тим більший шанс, що АПВ буде неуспішним. Затримка часу необхідна для повернення діелектричної міцності ізоляції повітряного проміжку в області горіння дуги.

Таким чином, використання пристроїв АПВ в системах електропостачання є економічно доцільним, оскільки збитки від не допуску електроенергії значно перевищують номінальну вартість установки АПВ.

АВР – це автоматизований блок, який відповідає за функцію переключення живлення з основної лінії на резервну, і навпаки з резервної на

основну. Головне завдання АВР – це якнайшвидше відновити енергопостачання без участі людини. На великих підстанціях завжди є два АВР на дві розділені секційним вимикачем секції розподільного пристрою, які працюють автономно один від одного. Згідно ПУЕ автоматичне підключення резервного живлення і постачання на дві секції є обов'язковою мірою забезпечення електрикою споживачів першої категорії. АВР складається з трьох складових:

- Блок логіки та індикації – це головна частина АВР, так званий «мозок» АВР, який постійно контролює напругу в основній мережі, так і в резервній. Мозок подає команду релейній автоматиці, а також контракторам на розмикання і замикання.

- Силова частина АВР. До неї відносяться контактори і атомати.

- Релейний блок керуванням генератором. В цей блок входять реле для керування генератором. Цей блок може знаходитись в щиті АВР або на самому генераторі.

Принцип роботи АВР полягає в тому, що користувач задає параметри роботи мережі. Якщо виникає будь яке відхилення від цих параметрів, то АВР дає команду на зміну вводу. Таким відхиленням може бути обрив мережі, перенапруга, падіння напруги, коротке замикання. При цьому пристрій АВР перевіряє виконання додаткових умов.

По-перше, на ділянці кола на якому встановлено АВР не повинно бути ніяких несправностей. Тому що, ввімкнення резерву немає сенсу, і навіть може бути небезпечним.

По-друге основна мережа має бути під напругою. Щоб не було такої ситуації, коли напруга на основній лінії зникло, а сам ввід був відключений спеціально.

По-третє потрібно перевірити напругу на резервній лінії. Адже може бути така ситуація, що генератор ще не запусився, або потрібно почекати, щоб він вийшов на свою робочу потужність. [17]

7.2 Опис мікропроцесорного терміналу захисту ЛЕП – 10 кВ

Згідно вимогам ПУЕ (Правила улаштування електроустановок) всі силові частини підстанцій, електричних мереж повинні бути захищені від

ненормальних режимів роботи, кз пристроями релейного захисту та автоматики. Усі мікропроцесорні пристрої релейного захисту та протиаварійної автоматики повинні відповідати вимогам стандартів групи ІЕС 60255. Мікропроцесорні термінали повинні мати вільну-програмовану логіку.

Згідно до завдання розділу «Релейний захист та автоматика» опишемо мікропроцесорні термінали МРЗС-05Л, РС-83 АВ2, РЗЛ-05.

МРЗС-05Л – це мікропроцесорний пристрій, який представляє собою систему автоматики, захисту та керування високовольтними лініями 6-35 кВ. Це мікропроцесорне обладнання використовують для роботи з ПЛ і КЛ , напругою 6-35 кВ, які мають компенсовану або ізольовану нейтраль.

Пристрої МРЗС-05Л виготовляються у двох варіаціях - з переднім та заднім підключенням. Пристрої з переднім підключенням дозволяють встановлювати МРЗС-05Л у вертикальну панель, або стіну, а з заднім підключенням тільки в шафу. По своїм конструктивним характеристикам МРЗС-05Л є «кронштейном», в якому розташовані функціональні блоки, захищені від навколишнього середовища спеціальним кожухом. До кожуха кріпиться функціональна панель, яка має в собі світодіодну індикацію і USB-інтерфейс для підключення до комп'ютерного забезпечення.

Пристрій МРЗС-05Л має п'ять дискретних входів для керування логікою пристрою. Але крім цього:

- забезпечується можливість вибору для кожного входу одного або декілька логічних сигналів;
- забезпечується можливість призначення входу «прямим» (спрацьовує при виникненні напруги), або інверсним (спрацьовує при зникненні напруги)
- забезпечується можливість роботи дискретних входів від постійної та змінної напруги, при цьому вибір типу напруги задається через меню приладу.

Робота приладу МРЗС-05Л здійснюється за допомогою програми, яка встановлена в пам'яті мікроконтролера. Всі уставки та настройки знаходяться в пам'яті, і можуть за необхідності змінюватись користувачем. Зчитування вимірювальних і контрольованих величин можна роботи за допомогою

вбудованому дисплею, а про режими роботи будуть свідчити світлодіодні індикатори.

РС-83 АВ2 – це пристрій, який призначений для використання в схемах релейного захисту і протиаварійної автоматики в лініях напругою 6-35 кВ. Цей пристрій встановлюють в релейних відсіках КРУ, КРУН, КСО, на панелях, на пультах керування, і також в релейних шкафах зовнішнього встановлення на ВРУ. Прилад може використовуватись, як самостійно, так і з іншими пристроями РЗА. РС-83 АВ2 має в розпорядженні дві різні групи функціональних установок, перемикання між якими виконується за допомогою дискретного виходу. Технологічно прилад може мати вісім, тринадцять, або вісімнадцять дискретних виходів, а також вісім, дванадцять, або шістнадцять вихідних реле.

Функції приладу:

- відслідковування приросту змінного чи постійного струму по двох незалежних каналах;
- прийом інформації по дванадцятьох дискретним каналам з можливістю вибору впливу по кожному каналу на вихідні реле і світлодіодну сигналізацію.
- Прийом сигналів керування з дією на сигналізацію «Вимкнення звуку» і «Вимкнення сигналізації» по двох незалежних каналах.

Пристрій РС-83 АВ2 обладнаний індикатором та кнопками для керування вхідними параметрами, параметрів роботи пристрою та зміни налаштувань. РС-83 АВ2 має в своїй конструкції інтерфейс RS-485 і USB для передачі даних, контролю параметрів, зміни уставок. Живиться прилад від джерела живлення постійного і змінного струму. Блок живлення компенсує короточасні провали напруги. Від ланцюгів змінного струму виникає комбіноване живлення: оперативне живлення 100-250В і резервне від ТТ ланцюга вимірювального струму.

РЗЛ-05 – це мікропроцесорний пристрій призначений для виконання функцій релейного захисту і автоматики, реєстрації та сигналізації секції 6-35 кВ КРУ на енергетичних промислових об'єктах. РЗЛ-05 призначені для таких об'єктів, як: РП, ТП, станцій які оснащені гарантованим (постійною, змінною

напругою) і негарантованим струмом.

Є декілька варіантів виконання приладу:

РЗЛ-05.Г1 СВхх – оперативна напруга живлення терміналів і дискретних входів – 220 В AC/DC.

РЗЛ-05.Г2 СВхх – оперативна напруга живлення терміналів і дискретних входів – 220 В AC/DC; живлення від трансформаторів струму.

РЗЛ-05.Г3 СВхх – оперативна напруга живлення терміналів і дискретних входів – 220 В AC/DC; три незалежних оптичних канали для функції дугового захисту.

РЗЛ-05.Г4 СВхх – оперативна напруга живлення терміналів і дискретних входів – 220 В AC/DC; живлення від трансформаторів струму; три незалежних оптичних канали для функції дугового захисту.

Пристрій РЗЛ-05 забезпечує такі експлуатаційні можливості:

- виконання функцій захисту, автоматики і управління, визначених у ПУЕ і ПТЕ.
- задання внутрішньої конфігурації через меню або з персонального комп'ютера
- місцевий і дистанційний ввід і збереження уставок захисту і автоматики, захист паролем всіх налаштувань і уставок, переключення двох програм уставок.
- контроль та індикація положення вимикача, а також контроль роботи його ланцюгів управління.
- можливість настройки керування будь-яким логічним входним сигналом за допомоги програми конфігурації вільно програмуємої логіки.
- конфігурація входний і вихідних дискретних сигналів і світлодіодної індикації по результату виконання функцій захисту.
- блокування всіх виходів при поломці приладу для виключення помилкових спрацювань.
- отримання дискретних сигналів управління і блокування, видачу команд управління, аварійної та попереджувальної сигналізації.

- гальванічну розв'язку всіх входів та виходів, включаючи живлення для забезпечення високого захисту від перешкод.
- великий опір та міцність ізоляції входів та виходів відносно корпусу і між собою для підвищення стійкості пристрою до перенапруг, виникаючих в вторинних ланцюгах КРУ.

Переваги приладу над аналогами:

- можливість місцевого керування кнопками на передній панелі.
- реле сигналізації з пам'ят'ю спрацювання;
- вбудована схема дешунтування електромагнітів відключення;
- вільне програмування дискретних входів, світло діодів за допомогою бітових уставок
- можливість підключення зовнішнього захисту
- функція блокування МСЗ від кидка струму
- можливість перепрограмування схеми від потреби користувача

7.3 Розрахунок параметрів струмової відсічки від міжфазних кз

Міжфазні к.з. є основними пошкодженнями силових трансформаторів. Міжфазні к.з. найчастіше виникають в струмопроводах і на виводах трансформатора, а найрідше виникають між обмотками. При будь-якому пошкодженні в трансформаторах релейний захист та автоматика повинні відключати всі вимикачі, якими трансформатори підключенні до шин. Всі пошкодження повинні якомога швидше відключитись, щоб зменшити ризик поширення аварії. [17]

Струмова відсічка захищає тільки частину обмотки трансформатора з боку ВН, де знаходяться реле відсічки.

Вихідні дані:

На підстанції встановлено чотири двообмоткових трансформатора потужністю 630 кВА:

Паспортні дані трансформатора:

- тип трансформатора..... ТМГ – 630 / 10;
- номінальна напруга сторін, кВ10/0,4;

- діапазон регулювання, % $\pm 2 \times 2,5$ %.

- Напруга КЗ, 5,5%:

максимальне значення 6,7 в.о.;

номінальне значення 5,7 в.о.;

мінімальне значення..... 5 в.о.

- $\Delta U_{РПН} = 16\%$

Параметри мережі: $X_c = 20$ (Ом)

Розрахуємо мінімальну напругу трансформатора:

$$U_{\min} = U_{\text{ном.ВН}} \cdot (1 - \Delta U_{РПН}) = 10 \cdot (1 - 0,16) = 8,4 \text{ (кВ)} \quad (7.1)$$

Розрахуємо максимальну напругу трансформатора:

$$U_{\max} = U_{\text{ном.ВН}} \cdot (1 + \Delta U_{РПН}) = 10 \cdot (1 + 0,09) = 11,6 \text{ (кВ)} \quad (7.2)$$

Розрахуємо мінімальний опір трансформатора:

$$X_{T.\min} = \frac{U_{K.\min}}{100} \cdot \frac{U_{T.\min}^2}{S_{T.\text{ном}}} = \frac{5}{100} \cdot \frac{8,4^2}{6,3} = 0,56 \text{ (Ом)} \quad (7.3)$$

Розрахуємо максимальний опір трансформатора:

$$X_{T.\max} = \frac{U_{K.\max}}{100} \cdot \frac{U_{T.\max}^2}{S_{T.\text{ном}}} = \frac{6,7}{100} \cdot \frac{11,6^2}{6,3} = 1,43 \text{ (Ом)} \quad (7.4)$$

Розрахуємо мінімальний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T.\min} = \frac{U_{T.\min}}{U_{T.\text{НН}}} = \frac{8,4}{0,4} = 21. \quad (7.5)$$

Розрахуємо максимальний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T.\max} = \frac{U_{T.\max}}{U_{T.\text{НН}}} = \frac{11,6}{0,4} = 29. \quad (7.6)$$

Розрахуємо максимальний струм КЗ на стороні ВН:

$$I_{K \max \text{ ВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_{T.\min})} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot (20 + 0,56)} = 280,8 \text{ (А)} \quad (7.7)$$

$$I_{K \max \text{ НН}}^{(3)} = I_{K \max \text{ ВН}}^{(3)} \cdot K_{T.\min} = 280,8 \cdot 21 = 5896,8 \text{ (А)} \quad (7.8)$$

Розрахуємо мінімальний струм КЗ на стороні ВН:

$$I_{\text{к min ВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{max доп}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{с}} + X_{\text{T max}})} = \frac{1,05 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot (20 + 1,45)} = 294,85 (\text{А}) \quad (7.9)$$

$$I_{\text{к min НН}}^{(3)} = I_{\text{к min ВН}}^{(3)} \cdot K_{\text{T max}} = 294,85 \cdot 29 = 8550,6 (\text{А}) \quad (7.10)$$

Розрахуємо струм спрацювання струмової відсічки:

$$I_{\text{CB}} \geq K_{\text{від}} \cdot I_{\text{maxВН}}^{(3)} \quad (7.11)$$

, де $K_{\text{від}}$ - коефіцієнт відлагодження (для реле РТ-40 = 1,3)

$I_{\text{maxВН}}^{(3)}$ - максимальне значення струму трифазного КЗ за трансформатором, приведенного до сторони ВН, де встановлена відсічка

$$I_{\text{CB}} \geq 1,3 \cdot 280,8 = 365 (\text{А}) \quad (7.12)$$

Розрахуємо струм спрацювання струмових реле відсічки:

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{CB}} \cdot K_{\text{сх}}^{(3)}}{n_{\text{с}}} \quad (7.13)$$

,де $K_{\text{сх}}^{(3)}$ - коефіцієнт схеми при симетричному режимі(для сторони ВН

$K_{\text{с}} = \sqrt{3}$, для сторони НН $K_{\text{сх}} = 1$;

$n_{\text{с}}$ - коефіцієнт трансформації ТС на стороні ВН трансформатора.

$$I_{\text{ср}} = \frac{400 \cdot \sqrt{3}}{15} = 46,18 (\text{А}) \quad (7.14)$$

Розрахуємо коефіцієнт чутливості:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{p min}}}{I_{\text{ср}}} \gg 2 \quad (7.15)$$

де $I_{\text{p min}}$ - мінімальне значення струму в реле при двофазному КЗ на виводах ВН силового трансформатора

$$K_{\varphi} = \frac{178,04}{46,18} = 3,85 > 2 \quad (7.16)$$

7.4 Розрахунок максимального струмового захисту від зовнішніх КЗ.

Захист від перевантажень виконується за допомогою максимального струмового захисту, який в свою чергу підключається на струм однієї фази.

На трансформаторах потужністю 1 МВА і вище м.с.з. встановлюється як основний захист при КЗ на шинах нижньої і середньої напруг і як резервний - при КЗ на елементах мережі, які відходять (нижньої і середньої напруг). На заданих трансформаторах м.с.з. слугує резервним захистом. [16]

Розрахуємо струм спрацювання:

$$I_{ном(10)} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,37 (A) \quad (7.17)$$

$$I_{ном(0,4)} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 909,32 (A) \quad (7.18)$$

Розрахуємо струм спрацювання захисту:

$$I_{сз(10)} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{ном} = \frac{1,05 \cdot 36,37}{0,85} = 44,92 (A) \quad (7.19)$$

$$I_{сз(0,4)} = \frac{1,05 \cdot 909,32}{0,85} = 1123,27 (A), \quad (7.20)$$

, де $K_H = 1,05$ – коефіцієнт надійності відстройки;

$K_B = 0,85$ – коефіцієнт повернення.

Розрахуємо вторинні струми спрацювання реле:

$$I_{сп} = \frac{K_H \cdot K_{сх}}{K_B \cdot K_T} \cdot I_{ном} = \frac{I_{сз} \cdot K_{сх}}{K_T}, \quad (7.21)$$

де $K_{сх}$ – коефіцієнт схеми;

K_T – коефіцієнт трансформації трансформатора струму, який включено з сторони трансформатора, яка захищається.

$$I_{cp(10)} = \frac{I_{cз(10)} \cdot K_{cx}}{K_T} = \frac{44,92 \cdot \sqrt{3}}{30} = 2,59 (A) \quad (7.22)$$

$$I_{cp(0,4)} = \frac{I_{cз(0,4)} \cdot K_{cx}}{K_T} = \frac{1123,27 \cdot 1}{300} = 3,74 (A) \quad (7.23)$$

Час дії захисту трансформатора від перевантажень вибирається на ступінь селективності більшим ніж м.с.з. трансформатора:

$$t_{перевант} = t_{МСЗ} + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ (сек)}, \quad (7.24)$$

, де $t_{МСЗ}$ — час м.с.з. ($t_{МСЗ} = 1,5$ сек);

Δt — ступінь селективності захисту ($\Delta t = 0,5$ сек).

Для захисту всіх сторін трансформатора від перевантажень, вибирається реле типу РТ– 40.

7.5 Розрахунок струмового захисту нульової послідовності

Для захисту трансформаторів від однофазних зовнішніх к.з. використовують струмовий захист нульової послідовності. Принцип дії заснований на появі струму в нейтралі обмотки, що виникає при однофазному к.з. обмотки на заземлений корпус трансформатора, і на лініях, що відходять.

Розрахуємо струм однофазного к.з. на землю на стороні НН:

$$I_{к.з.}^{(1)} = 3I_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot U}{x_{1t} + x_{2t} + x_{0t}} \quad (7.25)$$

, де x_{1t} , x_{2t} , x_{0t} — реактansi прямої, оберненої, нульової послідовностей трансформатора, зведені до сторони високої напруги трансформатора;

U — міжфазна напруга джерела живлення на стороні високої напруги трансформатора;

$$I_{к.з.}^{(1)} = 3I_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10000}{61,46 + 70,24 + 12,07} = 120,4 \text{ (A)} \quad (7.26)$$

Розрахуємо струму трифазного к.з. на стороні низької напруги:

$$I_{\text{к.з.}}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot X_{1T}} \quad (7.27)$$

$$I_{\text{к.з.}}^{(3)} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 61,46} = 93,93 \text{ (A)} \quad (7.28)$$

Розрахуємо струм спрацювання захисту:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{0,25 \cdot k_{\text{від}} \cdot k_{\text{пер}} \cdot I_{\text{Тном}}}{k_{\text{пов}}} \quad (7.29)$$

, де $k_{\text{від}} = 1,1 - 1,2$ – коефіцієнт відведення;

$k_{\text{пер}} = 1,4$ – коефіцієнт, що враховує перевантаження;

$k_{\text{пов}}$ – коефіцієнт повернення реле, величина якого залежить від типу реле;

$I_{\text{Тном}}$ – номінальний струм трансформатора.

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{0,25 \cdot 1,1 \cdot 1,4 \cdot 63}{0,6} = 40,4 \text{ (A)} \quad (7.30)$$

Розрахуємо чутливість захисту від однофазних коротких замикань:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з.}}^{(1)}}{I_{\text{с.з.}}} \geq 1,5 \quad (7.31)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{120,4}{40,4} = 2,98 \geq 1,5 \quad (7.32)$$

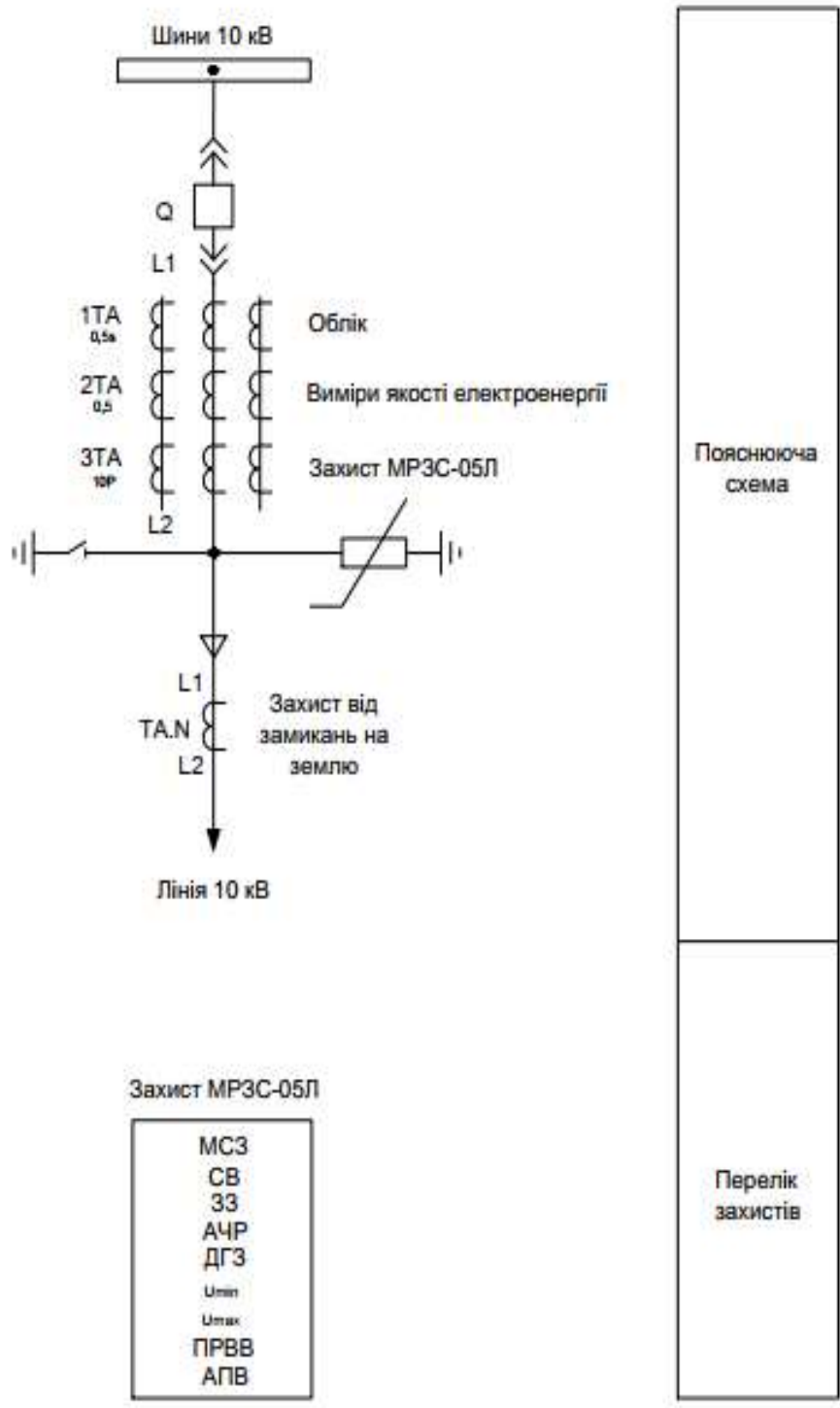


Рисунок 7.1- Схема управління та автоматизації блоку РЗА

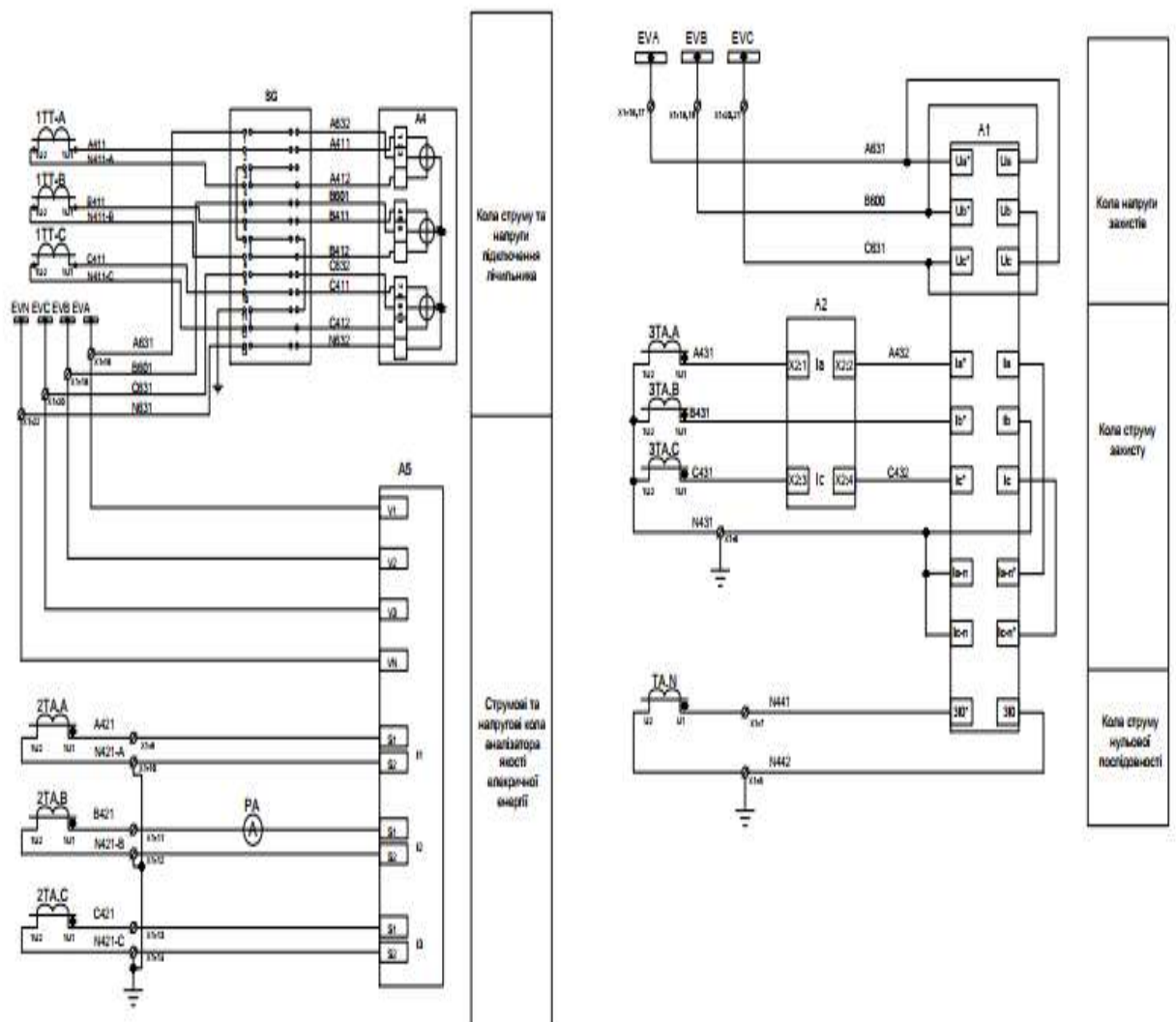


Рисунок 7.2.1 - Схема захисту мережі 10 кВ

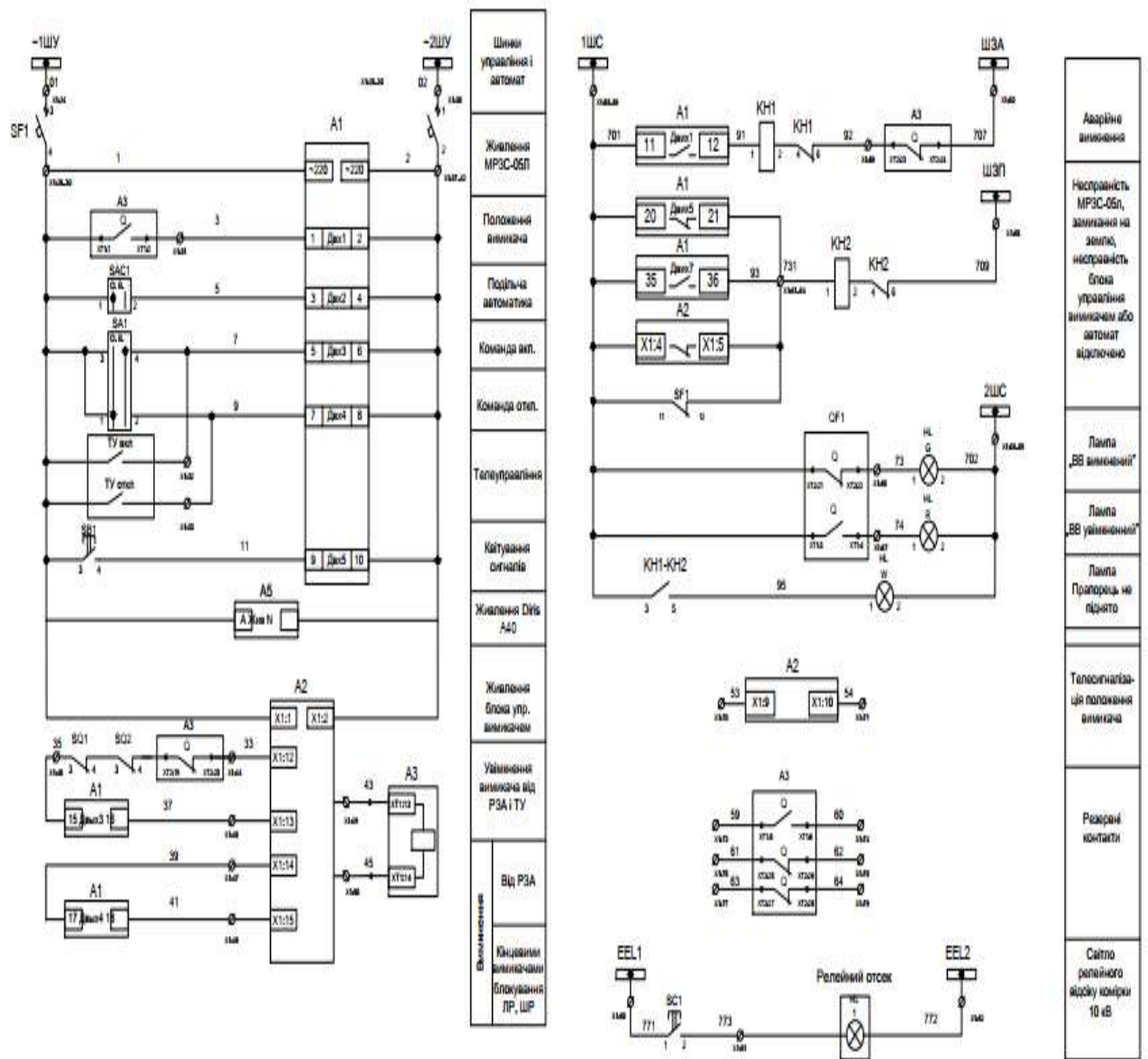


Рисунок 7.2.2- Схема захисту мережі 10 кВ

8 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

8.1 Постановка задачі

В Законі України «Про охорону праці» усі працівники мають право на безпеку і охорону життя, це також стосується і при роботі з фотоелектричними станціями (ФЕС).

Перед початком роботи з розташування, встановлення та експлуатації ФЕС в першу чергу необхідно подумати про забезпечення безпеки. Ніколи не слід забувати про небезпеку, яка пов'язана з механічними й електричними пристроями. [24]

Фотоелектричні станції складаються з:

- мережевого інвертора;
- сонячних електричних панелей;
- кабельних ліній 0,4 кВ та 10 кВ;
- КТП-10/0,4 кВ.

При монтажі ФЕС необхідно забезпечити захист працівника від електричних джерел небезпеки, пов'язаних з ризиком дії надмірної величини електричної енергії та параметрів, що її характеризують, на працівника.

Внаслідок протікання надмірного струму по кабелях з недостатнім перерізом або через погані контакти металевих з'єднань можливе надмірне виділення тепла в системах електротехнічного монтажу, що часто стає результатом пожеж фотоелектричних станцій (рис. 8.1). Також ризик виникнення пожеж на фотоелектричних станціях відбувається у разі короткого замикання в кабелях, що йдуть від інвертора до КТП.



Рисунок 8.1 – Фото пожежі на сонячній електростанції з причини короткого замикання в електромережі

Сформуємо задачі охорони праці за темою МКР:

1.Провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем фотоелектричних станцій, що працюють у складі електроенергетичної системи України, за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

2. Розрахувати мікроклімат під час монтажу фотоелектричної станції.

3.Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при електричному монтажі фотоелектричної станції. Розрахувати параметри блискавкозахисту КТП.

8.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем фотоелектричних станцій, які працюють у складі електроенергетичної системи України

При проектуванні і виконанні монтажних робіт фотоелектричних станцій мають бути враховані небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ГОСТ 12.0.003-74.[26]

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та понижена температура поверхонь обладнання, матеріалів;

- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
 - підвищений рівень шуму на робочому місці;
 - підвищена та понижена вологість повітря робочої зони;
 - небезпечний рівень напруги електричного кола, замикання якого може відбутися через тіло людини;
 - недостатність природного освітлення;
 - недостатня освітленість робочої зони.
- психофізіологічні:
- фізичні перевантаження (динамічні);
 - нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).

Таблиця 8.1 - Державні стандарти України з сонячної енергетики

1	Закон України «Про основи містобудування» від 16.11.1992 № 2780	чинний
2	Закон України «Про енергозбереження» від 01.07.1994 № 74/94-ВР	чинний
3	ДСТУ 3569-97 (ГОСТ 30514-97) Енергозбереження. Нетрадиційні та поновлювані джерела енергії. Основні положення	чинний
4	Закон України «Про ринок електричної енергії» від 13.04.2017 № 2019-VIII	чинний
5	ГКД 341.004.001-94 «Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ»	чинний
6	ДСТУ 3429-96 Електрична частина електростанції та електричної мережі. Терміни та визначення	чинний
7	ДСТУ 3466-96 Якість електричної енергії. Терміни та визначення	чинний
8	ДСТУ 8635:2016 Геліоенергетика. Площадки для фотоелектричних станцій. Приєднання станцій до електроенергетичної системи	чинний
9	ГКД 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж.	чинний
10	СОУ-Н МЕН 40.1.00100227-68:2012 Стійкість енергосистеми. Керівні вказівки (зі змінами)	чинний
11	Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). – К.: Міненерговугілля України, 2017.	чинний

8.3 Розрахунок мікроклімату під час монтажу фотоелектричної станції.

Для забезпечення нормального мікроклімату під час монтажу ФЕС встановлюють допустиму температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря у певних діапазонах в залежності від періоду року та категорії робіт і допустиму інтенсивність опромінення.

Робота, яка виконується на ФЕС відноситься до середньої важкості Па. Адже робота електромонтерів пов'язана з ходінням, переміщенням певних апаратів чи предметів в положенні стоячи або сидячи. [27]

Таблиця 8.2 – Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні з категорією робіт Па.

Період року	Категорія робіт	Допустимі		
		t, °C	W, %	V, м/с
Теплий	Середньої важкості Па	17-29	65 при 26°C	0,2-0,4
Холодний		15-24	До 75%	не більше 0,3

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено:

1. Температура внутрішніх поверхонь будівельних конструкцій робочої зони і зовнішніх поверхонь обладнання при забезпеченні оптимальних параметрів мікроклімату для роботи не повинні бути більше ніж на 2°C за діапазон норм. Відповідно до [27] ці показники не мають виходити за межі встановлених допустимих значень:

- температура повітря в теплу пору року не більше плюс 28 °C;
- швидкість вітру 0,2–0,6 м/с;
- відносна вологість не більше 75 %.

2. Для забезпечення нормованих значень руху кисню проектом передбачається вентиляційна система.

8.4 Розрахунок блискавкозахисту для КТП

Особливістю встановлення полів сонячний батареї є їх розміщення на відкритій місцевості – такий підхід до монтажу забезпечує отримання максимальної кількості сонячного випромінювання. В результаті сонячні панелі встановлюють у відкритому полі, на даху будинку (будівлі) - в місцях, які мають підвищений ризик прямого влучання блискавки. В результаті дуже дороге устаткування піддається ризику пошкодження. При цьому цей ризик досить високий - в результаті обробки даних, які збиралися протягом декількох десятиліть, українські метеорологи встановили, що середня тривалість гроз на території України в рік становить від 50 до 100 годин. При цьому протягом року на один квадратний кілометр площі припадає від 4 до 8 ударів блискавок. Тому розрахуємо блискавкозахист за такими параметрами: Довжина будівлі, м: $A = 8$; Ширина будівлі, м: $B = 3$; Висота будівлі, м: $H = 3$; Питомий опір для ґрунту: $\rho = 1,5$

Визначимо очікувану кількість ураження блискавкою за рік [27]

$$N = [(A + 6 \cdot H) \cdot (B + 6 \cdot H) - 7,7 \cdot H^2] \cdot n \cdot 10^{-6}; \quad (8.1)$$

$$N = [(8 + 6 \cdot 3) \cdot (3 + 6 \cdot 3) - 7,7 \cdot 3^2] \cdot 4 \cdot 10^{-6} = 1,9 \cdot 10^{-3}$$

Відношення типу зони захисту. Приміщення належить до III категорії захисту:

$$\frac{A}{B}; \quad (8.2)$$

$$\frac{8}{3} = 2,66.$$

Відношення $A/B = 8/3 = 2,66 < 3$, тож доцільно застосовувати два стрижневі блискавковідводи. Приймаємо відстань від стрижневого блискавковідводу до споруди $S_b = 4$

Визначаємо відстань між двома окремими блискавковідводами

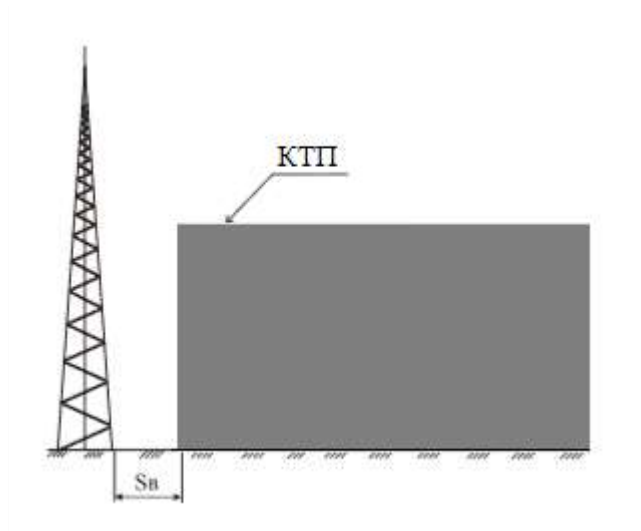


Рисунок 8.2 – Відстань S_b від стрижневого блискавквідводу до споруди

$$L = 2 \cdot S_b + A; \quad (8.3)$$

$$L = 2 \cdot 4 + 8 = 16$$

Для забезпечення потрібного блискавквідводу необхідно, щоб будинок перекривався зонами захисту, які утворені кожним блискавквідводом. Тому приймаємо радіус захисту, м

$$R_x = 9. \quad (8.4)$$

$$H_x = H = 3. \quad (8.5)$$

Визначимо висоту H_1 та H_2 , кожного блискавкозахисту, м

$$b = 1,1 + 0,00235 \cdot H_x; \quad (8.6)$$

$$b = 1,1 + 0,00235 \cdot 3 = 1,107.$$

$$C = R_x + 1,294 \cdot H_x; \quad (8.7)$$

$$C = 9 + 1,294 \cdot 3 = 12,882.$$

$$H_1 = \frac{b + \sqrt{b^2 - 0,008 \cdot C}}{0,004}; \quad (8.8)$$

$$H_1 = \frac{1,107 + \sqrt{1,107^2 - 0,008 \cdot 12,882}}{0,004} = 38,71.$$

$$H_2 = \frac{b - \sqrt{b^2 - 0,008 \cdot C}}{0,004}; \quad (8.9)$$

$$H_2 = \frac{1,107 - \sqrt{1,107^2 - 0,008 \cdot 12,882}}{0,004} = 14,76.$$

З двох коренів приймаємо висоту блискавкозахисту

$$H_b = H_2 = 14,76. \quad (8.10)$$

За умови $H < L < 2H$, тобто $14,76 < 24 < 29,52$, визначаємо розміри зони захисту(в м) типу А стрижневого блискавко захисту

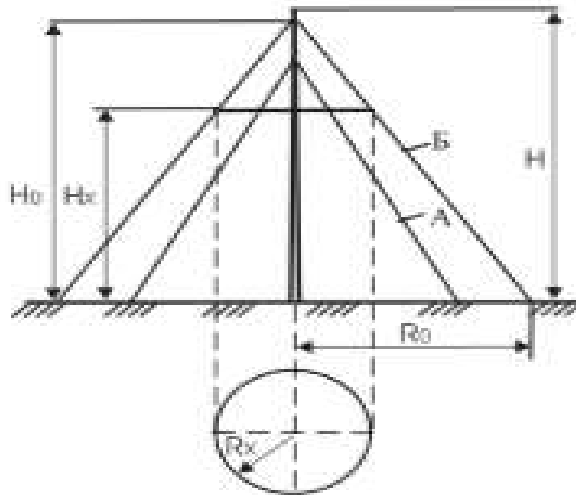


Рисунок 8.3 – Зони захисту А і Б окремого стрижневого блискавковідводу: H_x – висота об'єкта (будинку); R_x – радіус кола горизонтального перерізу на висоті H_x ; H – висота блискавковідводу.

$$\begin{aligned} H_0 &= 0,85 \cdot H; \\ H_0 &= 0,85 \cdot 14,76 = 12,54 \end{aligned} \quad (8.11)$$

Визначимо радіус кола горизонтального перерізу на висоті H_x

$$R_x = (1,1 - 0,002H) \left(\frac{H_x - H_0}{0,85} \right); \quad (8.12)$$

$$R_x = (1,1 - 0,002 \cdot 14,76) \left(\frac{14,76 - 12,54}{0,85} \right) = 2,795.$$

ВИСНОВКИ

Зі зростанням цін на паливо та електроенергію, споживачі намагаються автономізувати себе в даній ситуації. Це робиться за рахунок встановлення домашніх електростанцій невеликої потужності для забезпечення електроенергією власних потреб. Використання сонячних панелей стало для цього чудовим варіантом. Установки ВДЕ поки не можуть повсюдно і повною мірою конкурувати з централізованими системами енергопостачання. Однак для розосереджених споживачів, особливо для тих, життєзабезпечення яких здійснюється за рахунок привозного палива, ВДЕ є в багатьох регіонах виключно важливими, конкурентоспроможними і часом єдиними джерелами енергозабезпечення. Як видно з динаміки виробництва електроенергії в Україні, ВДЕ з кожним роком все більше і більше виробляють електроенергію.

У даній дипломній роботі, було вирішено такі питання:

1. Описано види відновлювальних джерел, їх класифікація, та вплив на електричні мережі. Наведено діаграми динаміки виробництва електроенергії за 2019-2020 роки. Основою досліджень слугує фотоелектрична станція «Ріпна».

2. Розглянуто прогноз електричних навантажень на перспективний період для характерного сезону та періоду доби. Наведено добові графіки споживання електроенергії в районі розміщення ФЕС в режимні дні зими та літа. Проведено розрахунок перспективного та ретроспективного відносного середньорічного приросту споживання електроенергії.

3. Проведено розрахунки для навантажень 2019 року (рік введення станції в експлуатацію) та на п'ятирічну перспективу до 2024 року. Пораховано потекорозподіл для різних режимів роботи фотоелектричної станції. Згідно розрахунків видно, що всі режимні характеристики знаходяться в нормі.

4. Досліджено динамічну стійкість ФЕС 2.4 МВт, яка приєднується до РП 10 кВ ПС 35/10 «Ріпна». Описано переваги інвертора, який встановлюється на проєктованій ФЕС над аналогами. Проведено розрахунок захистів для інверторів, що встановлюються на проєктованій фотоелектричній станції.

5. Проведено техніко-економічні розрахунки по вибору варіанту проектування фотоелектричної станції. Проведено розрахунок надійності для вибраного варіанту приєднання.

6. Проведено розрахунок релейного захисту та автоматики для захисту силових трансформаторів. Були описані види пошкоджень, що можуть привести до виходу силового трансформатору з ладу. Було проведено розрахунки струмової відсічки від міжфазних к.з., розрахунок МСЗ від зовнішніх к.з., та розрахунок струмового захисту нульової послідовності.

7. Проведено аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем фотоелектричних станцій, які працюють у складі електроенергетичної системи України. Розроблено організаційно-технічні рішення з охорони праці при електричному монтажі фотоелектричної станції.

Також було вирішено, що потрібно встановити блискавкозахист, це забезпечить безпеку персоналу при роботі з електрообладнанням. Згідно ДСТУ Б В.2.5-38:2008 "Улаштування блискавко-захисту будівель і споруд" встановлення даного блискавкозахисту відповідає всім нормам, а також є економічно доцільним. Урахування та виконання даного розрахунку сприяє мінімізуванню ризику травматизму при виконанні робіт при експлуатації та електричному монтажі електрообладнання.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Структурні тенденції в енергетиці Європи і розвиток відновлюваної енергетики / С. О. Кудря, Б. Г. Тучинський, В. Г. Дресвянніков, З. У. Рамазанова // Відновлювана енергетика. – 2005. – № 1. – С. 36–40.
2. Planning and Installing Photovoltaic System// London.Sterling VA – April 2006. – P.384.
- 3.Енергетичні ресурси та потоки /За заг. ред. А.К. Шидловського. – К.: Українські енциклопедичні знання, 2003. – 468 с.
- 4.Енергоефективність та відновлювані джерела енергії/ Під заг. ред. А.К. Шидловського. – К.: «Українські енциклопедичні знання», 2007. – 559 с.
- 5.Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Ковальчук О.А., Хоменко В.О. Розосереджені джерела електроенергії в електричних мережах // Вісник Чернігівського держ. технологічного ун-ту. – 2011. – №1. – С. 104–108.
6. Лежнюк П. Д. Вплив відновлюваних джерел енергії на функціонування розподільних електричних мереж / П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, В. В. Кулик // Енергетика та електрифікація. – 2015. – № 1. – С. 8– 12.
- 7.ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. – К.: Міненерговугілля України, 2017. – 617 с.
8. Кулик В. В. Щодо впливу відновлюваних джерел енергії на зростання оптової ціни на електроенергію / В. В. Кулик, П. Д. Лежнюк, О. В. Нікіторович // Матер. XV міжнарод. наук.-практ. конф. "Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті". – Київ, 2014.
9. Стійкість енергосистем. Керівні вказівки. – Київ: Міненерговугілля України, 2012. – 35 с.
10. Розрахунок граничних режимів роботи енергосистем з урахуванням вимог СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-68:2012 Стійкість енергосистем. Керівні вказівки.
11. Кудря С. О. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії [Текст] / С. О. Кудря . – К. : НТУУ «КПІ», 2012. – 492 с. – ISBN 978-966-622-521-7.
12. Літвінов В. В. Дослідження впливу відмов протиаварійної автоматики на ризик виникнення аварії в енергосистемі В. В. Літвінов //

ВосточноЕвропейский журнал передовых технологий. — 2014. — № 74. — С. 47—56.

13. Ngamroo I. *Robust coordinated control of electrolyzer and PSS for stabilization of microgrid based on PID-based mixed H_2/H_∞ control* [Текст] / I. Ngamroo // *Renewable Energy*. — 2012. — №. 45. — С.16–23.

14. Протиаварійна автоматика забезпечення статичної стійкості енергосистеми / [Стогний Б. С., Авраменко В. М., Сопель М. Ф., Прихно В. Л.] // *Технічна електродинаміка*. — 2014. — № 4. — С. 50—52.

15. Рубаненко О.Є., Лагутін В.М. Релейний захист та автоматика двотрансформаторної підстанції. Навчальний посібник. - Вінниця: ВНТУ, 2005. - 124 с

16. Бацала, Я. В. Удосконалення засобів контролю параметрів електроенергії відновлювальних джерел енергії / Я. В. Бацала, І. В. Гладь, О. І. Кіянюк // *Нафтогазова енергетика*. — 2015. — № 1(23). — С. 52-60

17. ДНАОП 0.00-1.32-01. Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок.

18. Patel MR, *Wind and Solar Power Systems* (1999) CRC Press.

19. Stacy Feldman, "The Wind Power Variability Myth Gets Debunked, Again", SolveClimate, Jul 17th, 2009

20. Денисюк С. П. Особенности анализа влияния помех от разнородных типов источников распределенной генерации на процессы в нагрузках [Текст]/ С. П. Денисюк, Д. Г. Деревянко, К. Ю. Щербань // *Журнал инженерных наук*. — 2014. — № 2. — С. 1–7. — ISSN 2312-2498.

21. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

22. Лежнюк П. Д. Вплив розосереджених джерел енергії на оптимальний потокорозподіл в електричних мережах [Текст] / П. Д. Лежнюк, І. О. Гунько // *Вісник національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»*. Серія: Нові рішення в сучасних технологіях. — 2016. — № 18 (1190). — С. 86-91. — ISSN 2224-0349.

23. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських

кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка : навч. посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. – Вінниця : ВНТУ, 2018. –120 с.

24. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. – Київ, 2000.

25. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії : навч. посіб. / І.О.Сінчук [та ін.]; під ред. д-ра техн. наук, проф. Сінчука О. М. – Кременчук : Щербатих О. В., 2013. – 192 с

26. Будівництво промислових СЕС [Електронний ресурс]. Інжинрингова компанія. – Нові енергетичні технології. –Режим доступу: <http://iknet.com.ua/uk/presentation/full/ses>.

27. *Evaluation of current controllers for distributed power generation system* [Текст] / A. Timbus, M. Lisser, R. Teodorescu, P. Rodriguez, F. Blaabjerg // *IEEE Transactions on power electronics*. – 2009. – № 3. – С. 654–664. – DOI: [10.1109/TPEL.2009.2012527](https://doi.org/10.1109/TPEL.2009.2012527).

Додаток А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Аналіз нормальних режимів електричних мереж на території Волочиської громади Хмельницької області і вплив на них відновлюваних джерел енергії

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ Кафедра електричних станцій та систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник Комар В.О., зав. кафедри ЕСС

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	
Загальна схожість	

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- ☐ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи

Автор _____

(підпис)

Дмитрук І.О.

(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Особа, відповідальна за перевірку _____

(підпис)

Вишневський С.Я _____

(прізвище, ініціали)

Експерт _ _____

(за потреби)

(підпис)

(прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б**Технічне завдання МКР**

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В.О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" ____ " ____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

Аналіз нормальних режимів електричних мереж на території Волочиської
громади Хмельницької області і вплив на них відновлюваних джерел енергії

08-21.МКР.004.00.075 ТЗ

Науковий керівник: д.т.н.,

проф каф. ЕСС

_____ Комар В.О.

(підпис)

Виконавець: ст. гр. 1ЕСМ-23м

_____ Дмитрук І.О.

(підпис)

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що для забезпечення більш надійної роботи ОЕС, необхідно розробити оптимальні стратегії розвитку розподільних електричних мереж в умовах стрімкої розбудови відновлювальних джерел енергії.

б) наказ ректора ВНТУ № 310 від 17 вересня 2024 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – є дослідження впливу ВДЕ на режими роботи електричної мережі Хмельницької області Волочиської громади;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження фотоелектричної електростанції у Хмельницькій області, Волочиському районі.

–технічне завдання: проектування фотоелектричної електростанції «Ріпна» потужністю 2,4 МВт. Фотоелектрична станція складається з:

- 4 КТП-10/0,4кВ, потужністю 630 кВА кожна;
- 10 560 шт. полікристалічних сонячних панелей потужністю 275 кВт кожна;
- 40 інверторів AZZURRO-60000TL, потужністю 60 кВт кожен.

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено

на сонячній електростанції, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “Рівненський завод високовольтної апаратури”, “ABB”, “Siemens” та ін.)

– показники технологічності: проектування ФЕС, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися відповідно до вимог ПУЕ та ПТЕ.

–технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал підстанції.

– живлення об’єкта: для забезпечення надійного живлення споживачів власних потреб підстанції виконати проектування резервного живлення.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи підстанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такої підстанції.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	14.09.24	28.09.24	формування технічного завдання
2	Аналіз впливу на якість електричної енергії відновлюваних джерел енергії	29.09.24	07.10.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень
3	Дослідження перспективи розвитку ЕМ, обґрунтування економічної доцільності	08.10.24	24.10.24	розділ ПЗ
4	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	25.10.24	01.11.24	розділ ПЗ

5	Техніко-економічна частина	02.11.24	07.12.24	розділ ПЗ
7	Оформлення пояснювальної записки	08.11.24	12.11.24	МКР

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

Розрахунок потокорозподілу

Розрахунковий режим	Ділянка мережі	P_L , МВт	Q_L , МВАр	$U_{розр}$, кВ
Режим 1 Вимкнено Т1 (2) на ПС 35 кВ «Ріпна»	ФЕС «Ріпна» - Т1 на ПС «Ріпна»	1,2	0	11,2
	ФЕС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна»	1,2	0	11,2
	Т1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна»	0,7	0,3	38,3
	Т1 на ПС «Ріпна» - В1 на ПС «Ріпна»	0,8	0,2	11,2
	Т2 на ПС «Ріпна» - В2 на ПС «Ріпна»	0,8	0,2	11,2
	В1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Волочиськ»	0	0	
	В2 на ПС «Ріпна» - Немиренці	1,7	0,4	38
Режим 2 Вимкнено Л 35кВ «Волочиськ-Ріпна»	ФЕС «Ріпна» - Т1 на ПС «Ріпна»	1,2	0	10,6
	ФЕС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна»	1,2	0	10,6
	Т1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна»	0,7	0,3	
	Т1 на ПС «Ріпна» - В1 на ПС «Ріпна»	0,5	0,4	36,7
	Т2 на ПС «Ріпна» - В2 на ПС «Ріпна»	0	0	
	В1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Волочиськ»	0,5	0,4	36,7
	В2 на ПС «Ріпна» - Немиренці	0	0	

Продовження Додатку Б

Режим 2.1 Вимкнено Л 35кВ «Волочиськ-Ріпна». Видача потужності ФЕС «Ріпна» здійснюється через Т-2 ПС 110 кВ «Городок»	ФЕС «Ріпна» - Т1 на ПС «Ріпна»	1,2	0	11,2
	ФЕС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна»	1,2	0	11,2
	Т1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна»	0,7	0,3	
	Т1 на ПС «Ріпна» - В1 на ПС «Ріпна»	0,8	0,7	38,4
	Т2 на ПС «Ріпна» - В2 на ПС «Ріпна»	0,8	0,7	38,4
	В1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Волочиськ»	0	0	36,7
	В2 на ПС «Ріпна» - Немирненці	1,7	0,4	
Режим 3 Вимкнено Л 35кВ «Гелетинці-Немирненці».	ФЕС «Ріпна» - Т1 на ПС «Ріпна»	1,2	0	10,8
	ФЕС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна»	1,2	0	10,8
	Т1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна»	0,7	0,3	
	Т1 на ПС «Ріпна» - В1 на ПС «Ріпна»	0,8	0,7	37,2
	Т2 на ПС «Ріпна» - В2 на ПС «Ріпна»	0,8	0,7	37,2
	В1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Волочиськ»	4,8	0,8	36,7
	В2 на ПС «Ріпна» - Немирненці	3,1	0,4	
Режим 4 Вимкнено Т1(2) на ПС 110 кВ «Волочиськ»	ФЕС «Ріпна» - Т1 на ПС «Ріпна»	1,2	0	10,6
	ФЕС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна»	1,2	0	10,6

Продовження Додатку Б

	T1 на ПС «Ріпна» - T2 на ПС «Ріпна»	0,7	0,3	
	T1 на ПС «Ріпна» - B1 на ПС «Ріпна»	0,8	0,2	36,5
	T2 на ПС «Ріпна» - B2 на ПС «Ріпна»	0,8	0,2	36,5
	B1 на ПС «Ріпна» - T2 на ПС «Волочиськ»	1,7	0,4	36,3
	B2 на ПС «Ріпна» - Немиренці	0	0	
Режим 5 Вимкнено В 110 кВ «Бокиївка» на ПС 110 кВ «Хмельницька»	ФЕС «Ріпна» - T1 на ПС «Ріпна»	1,2	0	10,7
	ФЕС «Ріпна» - T2 на ПС «Ріпна»	1,2	0	10,7
	T1 на ПС «Ріпна» - T2 на ПС «Ріпна»	0,7	0,3	
	T1 на ПС «Ріпна» - B1 на ПС «Ріпна»	0,8	0,2	36,7
	T2 на ПС «Ріпна» - B2 на ПС «Ріпна»	0,8	0,2	36,7
	B1 на ПС «Ріпна» - T2 на ПС «Волочиськ»	1,7	0,4	36,5
	B2 на ПС «Ріпна» - Немиренці	0	0	
Режим 6 Вимкнено 110 кВ «Базалія-ТЕК»	ФЕС «Ріпна» - T1 на ПС «Ріпна»	1,2	0	10,8
	ФЕС «Ріпна» - T2 на ПС «Ріпна»	1,2	0	10,8
	T1 на ПС «Ріпна» - T2 на ПС «Ріпна»	0,7	0,3	
	T1 на ПС «Ріпна» - B1 на ПС «Ріпна»	0,8	0,2	37,1

Продовження Додатку Б

	T2 на ПС «Ріпна» - B2 на ПС «Ріпна»	0,8	0,2	37,1
	B1 на ПС «Ріпна» - T2 на ПС «Волочиськ»	1,7	0,4	37
	B2 на ПС «Ріпна» - Немиренці	0	0	
Режим 7 Вимкнено 110 кВ «Волочиськ- Підволочиськ»	ФЕС «Ріпна» - T1 на ПС «Ріпна»	1,2	0	10,8
	ФЕС «Ріпна» - T2 на ПС «Ріпна»	1,2	0	10,8
	T1 на ПС «Ріпна» - T2 на ПС «Ріпна»	0,7	0,3	
	T1 на ПС «Ріпна» - B1 на ПС «Ріпна»	0,8	0,2	37,1
	T2 на ПС «Ріпна» - B2 на ПС «Ріпна»	0,8	0,2	37,1
	B1 на ПС «Ріпна» - T2 на ПС «Волочиськ»	1,7	0,4	37
	B2 на ПС «Ріпна» - Немиренці	0	0	
Режим 8 Вимкнено 110 кВ «Хмельницька- Бокиївка»	ФЕС «Ріпна» - T1 на ПС «Ріпна»	1,2	0	10,6
	ФЕС «Ріпна» - T2 на ПС «Ріпна»	1,2	0	10,6
	T1 на ПС «Ріпна» - T2 на ПС «Ріпна»	0,7	0,3	
	T1 на ПС «Ріпна» - B1 на ПС «Ріпна»	0,8	0,2	36,4
	T2 на ПС «Ріпна» - B2 на ПС «Ріпна»	0,8	0,2	36,4
	B1 на ПС «Ріпна» - T2 на ПС «Волочиськ»	10,6	2,4	35,5

Продовження Додатку Б

	В2 на ПС «Ріпна» - Немиренці	8,9	2	
Режим 9 Вимкнено 110 кВ «Бокиївка» та на Л 110 кВ «Базалія- ТЕК»	ФЕС «Ріпна» - Т1 на ПС «Ріпна»	1,2	0	10,7
	ФЕС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна»	1,2	0	10,7
	Т1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна	0,7	0,3	
	Т1 на ПС «Ріпна» - В1 на ПС «Ріпна»	0,8	0,2	36,9
	Т2 на ПС «Ріпна» - В2 на ПС «Ріпна»	0,8	0,2	36,9
	В1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Волочиськ»	1,7	0,4	36,7
	В2 на ПС «Ріпна» - Немиренці	0	0	
Режим 10 Вимкнено 110 кВ «Бокиївка» та на Л 110 кВ «Волочиськ- Підволочиськ»	ФЕС «Ріпна» - Т1 на ПС «Ріпна»	1,2	0	11
	ФЕС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна»	1,2	0	11
	Т1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна	0,7	0,3	
	Т1 на ПС «Ріпна» - В1 на ПС «Ріпна»	0,8	0,2	37,6
	Т2 на ПС «Ріпна» - В2 на ПС «Ріпна»	0,8	0,2	37,6
	В1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Волочиськ»	1,7	0,4	37,5
	В2 на ПС «Ріпна» - Немиренці	0	0	

Продовження Додатку Б

Режим 11 Вимкнено Л 110 кВ «Волочиськ- Підволочиськ» та на Л 110 кВ «Базалія- ТЕК»	ФЕС «Ріпна» - Т1 на ПС «Ріпна»	1,2	0	10,9
	ФЕС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна»	1,2	0	10,9
	Т1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна»	0,7	0,3	
	Т1 на ПС «Ріпна» - В1 на ПС «Ріпна»	0,8	0,2	37,4
	Т2 на ПС «Ріпна» - В2 на ПС «Ріпна»	0,8	0,2	37,4
	В1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Волочиськ»	1,7	0,4	37,2
	В2 на ПС «Ріпна» - Немирнці	0	0	
Режим 12 Робота станції з споживанням реактивної потужності	ФЕС «Ріпна» - Т1 на ПС «Ріпна»	1,2	0,6	10,3
	ФЕС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна»	1,2	0,6	10,3
	Т1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна»	0,7	0,3	
	Т1 на ПС «Ріпна» - В1 на ПС «Ріпна»	0,8	0,8	36,2
	Т2 на ПС «Ріпна» - В2 на ПС «Ріпна»	0,8	0,8	36,2
	В1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Волочиськ»	1,7	1,6	36,3
	В2 на ПС «Ріпна» - Немирнці	0	0	

Продовження Додатку Б

Режим 13 Робота станції із генерацією реактивної потужності	ФЕС «Ріпна» - Т1 на ПС «Ріпна»	1,2	0,6	11,1
	ФЕС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна»	1,2	0,6	11,1
	Т1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна»	0,7	0,3	
	Т1 на ПС «Ріпна» - В1 на ПС «Ріпна»	0,8	0,4	37,5
	Т2 на ПС «Ріпна» - В2 на ПС «Ріпна»	0,8	0,4	37,5
	В1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Волочиськ»	1,7	0,7	37,1
	В2 на ПС «Ріпна» - Немиренці	0	0	
Режим 14 Нормальний режим. Вихідний	ФЕС «Ріпна» - Т1 на ПС «Ріпна»	1,2	0	10,8
	ФЕС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна»	1,2	0	10,8
	Т1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна»	0,6	0,3	
	Т1 на ПС «Ріпна» - В1 на ПС «Ріпна»	0,9	0,2	37,1
	Т2 на ПС «Ріпна» - В2 на ПС «Ріпна»	0,9	0,2	37,1
	В1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Волочиськ»	1,8	0,4	36,9
	В2 на ПС «Ріпна» - Немиренці	0	0	

Продовження Додатку Б

Режим 15 Нормальний режим. ФЕС «Ріпна» в роботі	ФЕС «Ріпна» - Т1 на ПС «Ріпна»	1,2	0	10,7
	ФЕС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна»	1,2	0	10,7
	Т1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна	0,7	0,3	
	Т1 на ПС «Ріпна» - В1 на ПС «Ріпна»	0,8	0,2	36,8
	Т2 на ПС «Ріпна» - В2 на ПС «Ріпна»	0,8	0,2	36,8
	В1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Волочиськ»	1,7	0,4	36,6
	В2 на ПС «Ріпна» - Немиренці	0	0	
Режим 16 Вимкнено 110 кВ «Базалія-ТЕК»	ФЕС «Ріпна» - Т1 на ПС «Ріпна»	1,2	0	10,9
	ФЕС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна»	1,2	0	10,9
	Т1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна	0,7	0,3	
	Т1 на ПС «Ріпна» - В1 на ПС «Ріпна»	0,8	0,2	37,3
	Т2 на ПС «Ріпна» - В2 на ПС «Ріпна»	0,8	0,2	37,3
	В1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Волочиськ»	1,7	0,4	37,1
	В2 на ПС «Ріпна» - Немиренці	0	0	

Продовження Додатку Б

Режим 17 Вимкнено 110 кВ «Бокиївка» на ПС 110 кВ «Хмельницька» та Л 110 кВ «Базалія- ТЕК»	ФЕС «Ріпна» - Т1 на ПС «Ріпна»	1,2	0	10,8
	ФЕС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна»	1,2	0	10,8
	Т1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна»	0,7	0,3	
	Т1 на ПС «Ріпна» - В1 на ПС «Ріпна»	0,8	0,2	37,1
	Т2 на ПС «Ріпна» - В2 на ПС «Ріпна»	0,8	0,2	37,1
	В1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Волочиськ»	1,7	0,4	37
	В2 на ПС «Ріпна» - Немиренці	0	0	
Режим 18 Вимкнено 110 кВ «Бокиївка» на ПС 110 кВ «Хмельницька»	ФЕС «Ріпна» - Т1 на ПС «Ріпна»	1,2	0	11,1
	ФЕС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна»	1,2	0	11,1
	Т1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна»	0,7	0,3	
	Т1 на ПС «Ріпна» - В1 на ПС «Ріпна»	0,8	0,2	38,2
	Т2 на ПС «Ріпна» - В2 на ПС «Ріпна»	0,8	0,2	38,2
	В1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Волочиськ»	1,7	0,4	38
	В2 на ПС «Ріпна» - Немиренці	0	0	

Продовження Додатку Б

Режим 19 Вимкнено Л 110 кВ «Волочиськ - Підволочиськ» та Л 110 кВ «Базалія- ТЕК»	ФЕС «Ріпна» - Т1 на ПС «Ріпна»	1,2	0	11
	ФЕС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна»	1,2	0	11
	Т1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна»	0,7	0,1	
	Т1 на ПС «Ріпна» - В1 на ПС «Ріпна»	0,8	0,2	37,6
	Т2 на ПС «Ріпна» - В2 на ПС «Ріпна»	0,8	0,2	37,6
	В1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Волочиськ»	1,7	0,4	37,5
	В2 на ПС «Ріпна» - Немирнці	0	0	
Режим 20 Нормальний режим. Вихідний	ФЕС «Ріпна» - Т1 на ПС «Ріпна»	1,2	0	10,8
	ФЕС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна»	1,2	0	10,8
	Т1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Ріпна»	0,6	0,3	
	Т1 на ПС «Ріпна» - В1 на ПС «Ріпна»	0,9	0,2	37
	Т2 на ПС «Ріпна» - В2 на ПС «Ріпна»	0,9	0,2	37
	В1 на ПС «Ріпна» - Т2 на ПС «Волочиськ»	1,7	0,4	36,9
	В2 на ПС «Ріпна» - Немирнці	0	0	

ДОДАТОК Д
Графічна частина

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

1

**Магістерська кваліфікаційна робота
на тему
Аналіз нормальних режимів електричних мереж на
території Волочиської громади Хмельницької області і
вплив на них відновлюваних джерел енергії**

Виконавець ст. гр. 1ЕСМ-23м

Дмитрук Іван Олександрович

Керівник д.т.н., проф каф.ЕСС

Комар Вячеслав Олександрович

Вінниця ВНТУ 2024р.

Мета та об'єкт дослідження дипломної роботи

Мета роботи: є дослідження впливу ВДЕ на режими роботи електричної мережі Хмельницької області Волочиського району.

Об'єкт дослідження: розподільні електричні мережі з фотоелектричними станціями на прикладі ФЕС «Ріпна» потужність 2,4 МВт.

Предмет дослідження: нормальні режими розподільних електричних мереж з фотоелектричними станціями.

Структура генерації та споживання електроенергії в Україні 2019-2021 роки



Рисунок 1

Порівнюючи період січень-серпень 2019 – січень-серпень 2021 року, то згідно Рисунку 1 можна побачити, що ВДЕ не стоїть на місці. За цей період ВДЕ виробили на 1995,9 млн кВт*год або на 152,1% та в сумарному склало 3 308 млн кВт*год.

Добовий графік електричних навантажень Хмельницької області для зимового та літнього режимного дня



Рисунок 1.2

Для оцінки зміни добового навантаження Хмельницької області, на рис 1.2 наведено добові графіки споживання в замірний день зими та літа.

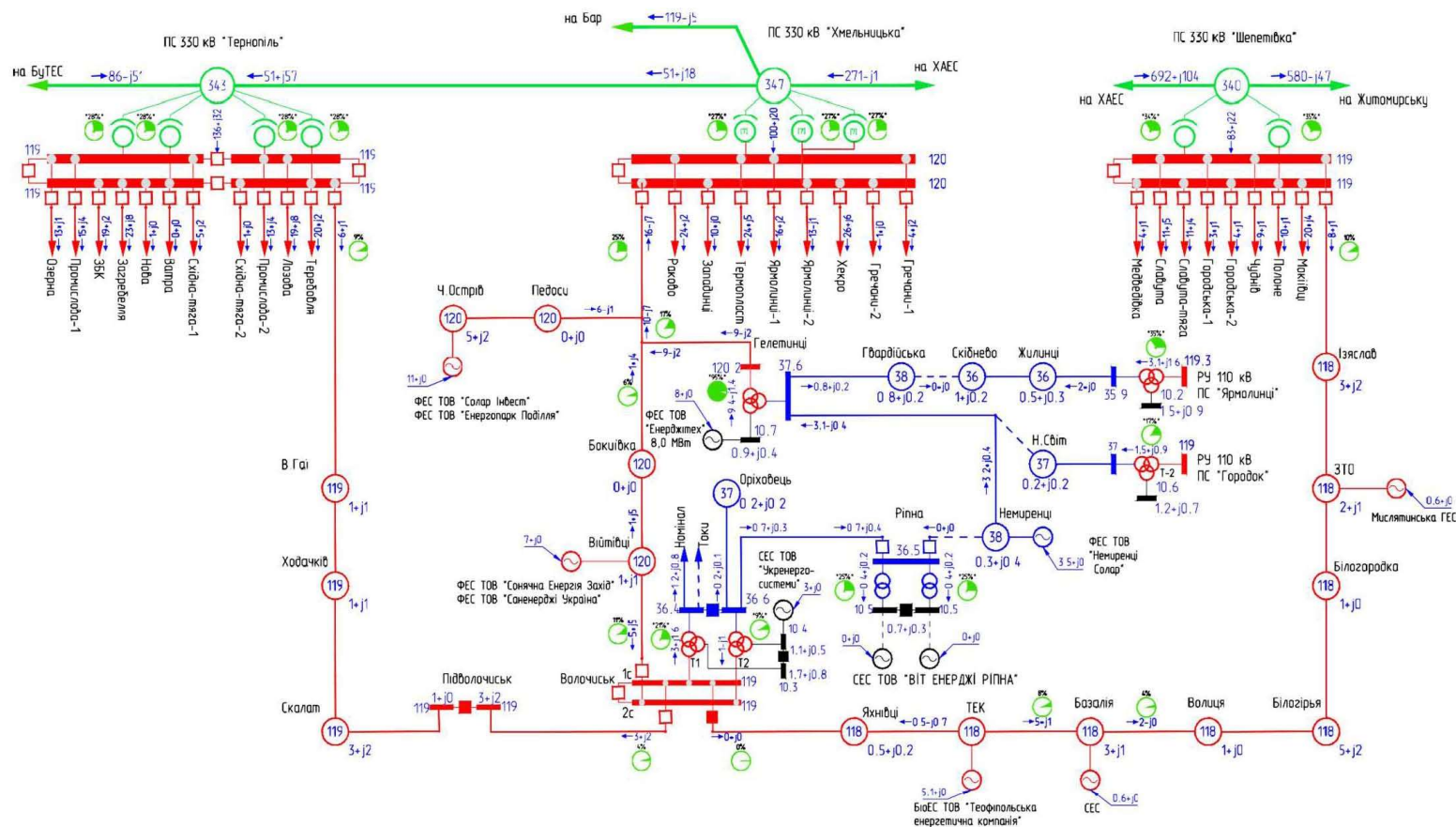


Рисунок 1.3 - 2019 рік. Літо. Нормальний режим. ФЕС «Ріпна» не в роботі

Розрахунок режимів роботи електричної мережі

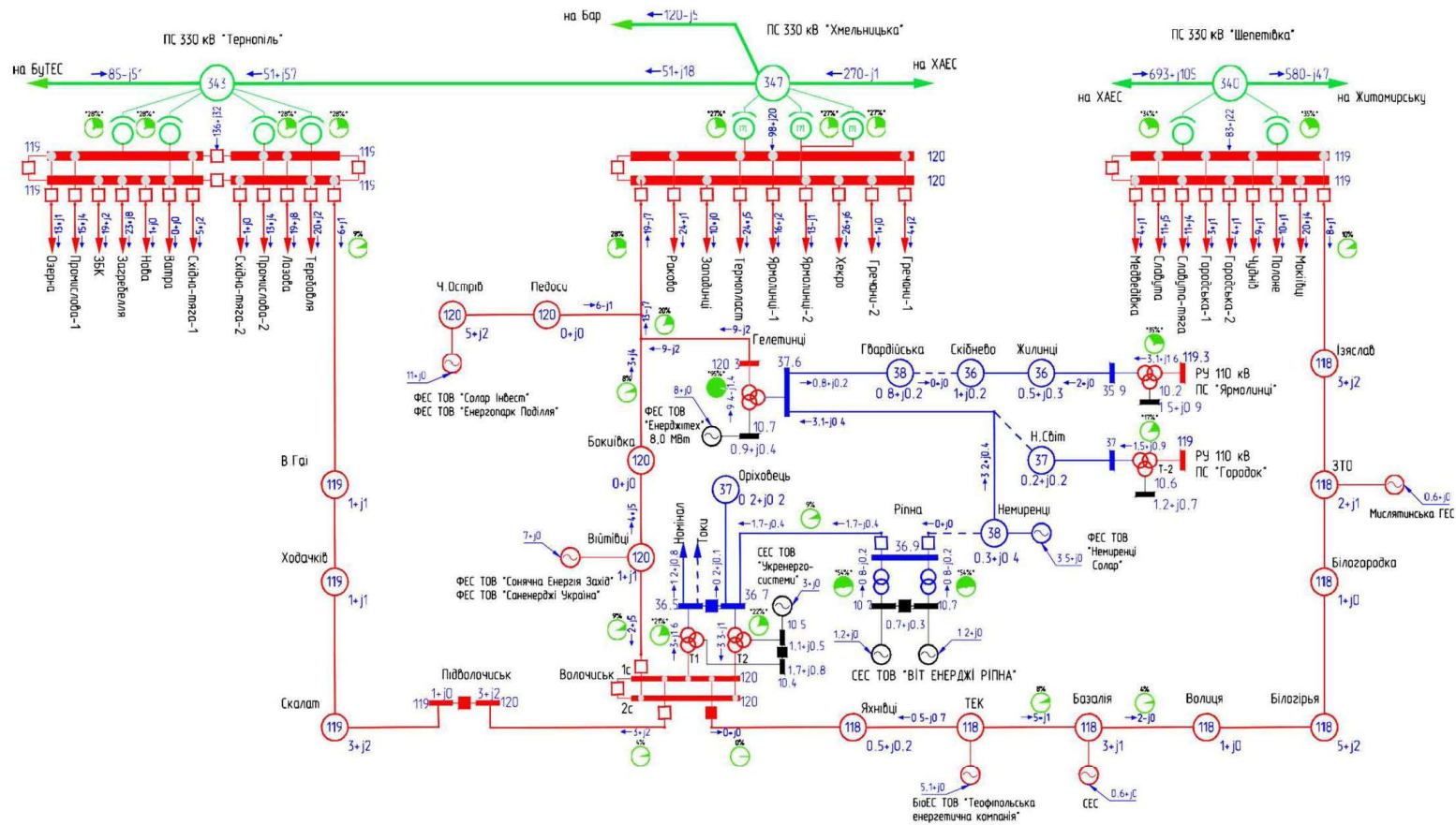


Рисунок 1.4 - 2019 рік. Літо. Нормальний режим. ФЕС «Ріпна» в роботі

Висновок

У даній дипломній роботі, було вирішено такі питання:

- ▶ Описано види відновлювальних джерел, їх класифікація, та вплив на електричні мережі.
- ▶ Розглянуто прогноз електричних навантажень на перспективний період для характерного сезону та періоду доби.
- ▶ Проведено розрахунки для навантажень 2019 року (рік введення станції в експлуатацію) та на п'ятирічну перспективу до 2024 року..
- ▶ Досліджено динамічну стійкість ФЕС 2.4 МВт, яка приєднується до РП 10 кВ ПС 35/10 “Ріпна”.
- ▶ Проведено техніко-економічні розрахунки по вибору варіанту проектування фотоелектричної станції.
- ▶ Проведено розрахунок релейного захисту та автоматики для захисту силових трансформаторів..
- ▶ Проведено аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем фотоелектричних станцій, які працюють у складі електроенергетичної системи України.