

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

**Дніпровський національний університет залізничного транспорту
імені академіка В. Лазаряна**

Кафедра Інтелектуальні системи електропостачання

«ДО ЗАХИСТУ»

В.о. завідувача кафедри
_____ /Д. О. Босий/

«_____» _____ 20____р.

ДИПЛОМНА РОБОТА
на здобуття освітнього ступеня «магістр»

Галузь знань **14 Електрична інженерія**

Спеціальність **141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка**

Освітньо-професійна програма **Електротехнічні системи електроспоживання**

Тема **Система живлення власних потреб тягової підстанції III змінного струму**

Theme **Power supply system of own traction substation SH of alternating current**

Керівник дипломної роботи доц. _____ О. І. Бондар

Нормоконтролер доц. _____ Т. М. Міщенко

Студент групи ЕС1921 _____ В. С. Придаток

Student Prydatok Volodymyr

Дніпро – 2020

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Дніпровський національний університет
залізничного транспорту імені академіка В. Лазаряна

Факультет «Управління енергетичними процесами»
Кафедра «Інтелектуальні системи електропостачання»
Галузь знань 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Спеціалізація «Електротехнічні системи електроспоживання»

«ЗАТВЕРДЖУЮ»
В.о.зав. кафедри
_____ Босий Д.О.
(підпис)
« 17 » вересня 2020 р.

ЗАВДАННЯ

до дипломної роботи на здобуття ОС магістр
(освітньо-кваліфікаційний рівень)

студент групи ЕС1921 Придаток Володимир Сергійович
(номер групи) (ПІБ)

1 Тема дипломного проекту «Система живлення власних потреб тягової підстанції III змінного струму».

затверджена наказом по університету від від «16» вересня 2020р. № 494 ст.

2 Термін подання студентом закінченого проекту « 14 » грудня 2020 р.

3 Вихідні дані до дипломного проекту: Схемні рішення та паспортні дані обладнання тягової підстанції та СЕС, результати попередніх науково - дослідних робіт з дослідження роботи по удосконаленню альтернативних джерел енергії. Електричні навантаження власних потреб моделювання модернізованої системи живлення власних потреб.

4 Зміст пояснювальної записки (перелік питань до розробки)

4.1 Загальна структура та основне обладнання тягової підстанції. Вибір схеми приєднання сонячної електростанції до шин РУ-0.4кВ. Принципова схема СЕС.

4.2 Розділи та консультанти. Аналіз особливості схеми головних з'єднань тягової підстанції змінного струму. Структура електротехнічного комплексу РУ-0.4кВ тягової підстанції – СЕС. Дослідження впливу приєднання СЕС та аналіз моделі нової схеми ВП ТП

5 Перелік креслень. Схема головних електричних з'єднань тягової підстанції змінного струму. Структурна схема сумісної роботи ВП ТП. Пропонована схема живлення системи СЕС. Схема моделювання живлення ВП ТП від СЕС. Результати розрахунків, висновки та рекомендації.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва розділу дипломного проекту (роботи)	Термін виконання	Обсяг розділу, %
1.	Вступ.	17.09	10%
	Аналіз особливості схеми головних з'єднань тягової підстанції змінного струму	21.10	20%
2.	Структура електротехнічного комплексу РП-0.4кВ ТП-СЕС	11.11	20%
3	Реалізація моделювання нової схеми живлення ВП ТП.	25.11	30%
	Висновок та рекомендації	03.12	10%
	Список бібліографічних джерел	05.12	10%
	Додатки		

Дата видачі завдання: « 17 » _____ вересня _____ 2020 р.

Керівник дипломного проекту: доцент _____ О.І. Бондар
(підпис)

Завдання прийняв до виконання: _____ В.С. Придаток
(підпис)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка має обсяг сторінок 67, складається з 3 розділів, та містить ілюстрацій 26, таблиць 21, 30 бібліографічних джерел.

Дана дипломна робота присвячена питанням модернізації системи живлення власних потреб тягової підстанції змінного струму на основі застосування енергії відновлювальних джерел в зазначеній системі живлення. На основі аналізу потужності власних потреб тягової підстанції визначається необхідна потужність сонячної електростанції та накопичувачів електроенергії у схемі живлення власних потреб а також на основі реальної структури тягової підстанції запропоновано компоновальні рішення по розміщенню основного обладнання проектного СЕС. Додатково досліджене питання забезпечення норм якості електроенергії на приєднаннях споживачів власних потреб при умові їх живлення від згаданої СЕС.

Ключові слова: ТЯГОВА ПІДСТАНЦІЯ, ВЛАСНІ ПОТРЕБИ, ГРАФІКИ НАВАНТАЖЕНЬ, СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, ІНВЕРТОР, НАКОПИЧУВАЧ, ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ, ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1. АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТІ СХЕМИ ГОЛОВНИХ З'ЄДНАНЬ ТЯГОВОЇ ПІДСТАНЦІЇ ЗМІНОГО СТРУМУ.....	10
1.1. Загальна структура та основне обладнання ТП. План розміщення обладнання.....	10
1.2. Комбінована РУ-0.4кВ, схема живлення ВП ТП.....	12
1.3. Електричні навантаження ВП ТП.....	17
2. СТРУКТУРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОГО КОМПЛЕКСУ РУ-0.4кВ ТП-СЕС....	35
2.1. Основні переваги вибору генерації електроенергії за рахунок відновлювальних джерел.....	35
2.2. Вибір комплектів основного обладнання СЕС.....	38
2.3. Вибір схеми приєднання сонячної електростанції до шин РУ-0.4кВ.....	47
3. РЕАЛІЗАЦІЯ МОДЕЛЮВАННЯ НОВОЇ СХЕМИ ЖИВЛЕННЯ ВП ТП.....	53
3.1 Структура моделі.....	53
3.2 Розрахунок параметрів трансформатора	58
ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ	63
СПИСОК БІБЛІОГРАФІЧНИХ ДЖЕРЕЛ.....	65

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Система живлення власних потреб тягової підстанції Ш змінного струму		
Розроб.		Придаток В.С.					
Перевір.		Бондар О.І.					
Н. Контр.		Міщенко Т.М					
Затверд.							
					Літ.	Арк.	Акрушів
						5	67
					ДНУЗТ, ІСЕ, гр. ЕС 1921		

ВСТУП

Актуальність роботи В останні роки в енергетиці простежується тенденція до децентралізації виробництва електроенергії, що обумовлено вичерпанням традиційних енергоносіїв і збільшенням частки генераторів відновлюваної енергії.

Щорічно на ринку електричної енергії (ЕЕ) спостерігається тенденція зростання цін, що турбує, як споживачів, так і виробників. В енергетиці основну частину витрат становлять витрати на придбання палива, яким в більшості випадків є вугілля, нафта, природний. Природні ресурси, на жаль, не є поновлюваними. За даними Міжнародного енергетичного агентства (International Energy Agency, IEA), енергоспоживання на Землі подвоюється кожні 10 років. Запаси ресурсів виснажуються, їх видобуток ускладнюється, а кінцева вартість отриманого в результаті сировини постійно росте вгору. Даний факт безпосередньо позначається на розмірі кінцевої ціни ЕЕ. Одним із рішень вищезазначеної проблеми може бути підвищення енергоефективності – використання відновлюваних джерел електроенергії (ВДЕ) при енергопостачанні споживачів ЕЕ. Даний напрямок найбільш перспективний, однак, найдорожчий талише починає розвиватися. ВДЕ не здатні постійно задовольняти потреби споживача в електроенергії, а використовуються скоріше як додаткові джерела. Однак з кожним роком ефективність і надійність технологій альтернативної енергетики зростає, і при правильній державній політиці в цій галузі ВДЕ можуть успішно розвиватися і набути широкого поширення [1].

Децентралізація виробництва електроенергії є важливою складовою інноваційно-технологічного забезпечення структурного реформування енергетичної галузі з метою підвищення її ефективності і дозволяє:

1. Знизити втрати електроенергії при транспортуванні через максимальне наближення джерела до споживача;
2. Зменшити число і довжину магістральних ЛЕП;
3. Зменшити наслідки аварій на центральних електростанціях і головних ЛЕП;

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						6
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

4. Забезпечити взаємне багаторазове резервування електрогенеруючих потужностей;

5. Знизити вплив на навколишнє середовище за рахунок застосування засобів альтернативної енергетики.

Щоб скоротити витрати коштів на електроенергію, яка йде для забезпечення власних потреб тягової підстанції та забезпечити безперебійне живлення розглядається варіант встановлення сонячних електростанцій.

Використання сонячних батарей практично не забруднює навколишнє середовище. За даними фахівців, викиди при роботі фотосистем за півроку складають 2,3кг пилу тоді як традиційні джерела тепла викидали в атмосферу 467кг пилу. Викидів чадного газу взагалі немає.

У зв'язку зі стрімким розвитком відновлювальних джерел електроенергії на теренах України, збільшенням кількості постачальників, зміною умов надання послуг з електропостачання постає питання про можливість застосування цього виду енергії для залізничного транспорту, а саме на тягових підстанціях. Навіть попередній аналіз можливості впровадження альтернативної енергетики має два напрями розвитку: перший – це використання енергії для споживачів власних потреб тягової підстанції (на пряму). Найбільш перспективною є сонячна енергія, бо саме цей сектор є найбільш швидко зростаючим. За оцінками експертів, світовий ринок сонячних елементів щорічно збільшується більш ніж на 30%.

Як відомо, що від 1,5 до 4,5 % потужності тягової підстанції йде на живлення власних потреб. Тому дослідження, направлене на використання альтернативної енергії для споживачів власних потреб є актуальним.

Зв'язок роботи з науковими напрямками діяльності. Серед робіт у даній області досліджень вважаємо за доцільно відзначити наступні роботи.

Робота Пастушенка М.С який розкриває загальне розуміння перспектив розвитку впровадження ВДЕ на залізничному транспорті України[2].

Не можемо залишити без уваги роботу Сиченка В. Г. на тему «Інтеграція сонячних електростанцій у систему тягового електропостачання постійного струму». В даній

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

роботі висвітлюються варіанти інтеграції сонячних електростанцій у систему тягового електропостачання постійного струму[3].

Також відзначимо, ще одну роботу Сиченка В. Г. про якість електричної енергії на шинах 10 кВ при паралельній роботі тягової підстанції разом з сонячною електростанцією[4].

Робота Яндульського О. С. на тему «Моделювання і аналіз впливу сонячних електростанцій на режими роботи електричної мережі». Аналізує взаємодію сонячних електростанцій з режимами роботи електричної мережі[5].

Робота Бекирова Э. А. аналізує якість електричної енергії, генерацією сонячної електростанції в електричну мережу[6].

Обране дослідження також безпосередньо пов'язані з виконанням науково-дослідних робіт у Дніпровському національному університеті залізничного транспорту імені академіка В. Лазаряна, зокрема за наступною темою:

Мета та задачі дослідження. . Метою роботи є підвищення функціонування ефективності власних потреб тягової підстанції змінного струму

Об'єкт дослідження. Власні потреби тягової підстанції змінного струму

Предмет дослідження. Енергоефективність власних потреб тягової підстанції змінного струму.

Методи дослідження. Теоретичні та розрахунково-експериментальні дослідження, аналіз науково-технічної літератури. Обробка результатів експериментальних досліджень виконана на ЕОМ з використанням програмних засобів Excel, MathCAD, Matlab-Simulink. Експериментальні дослідження проводились на реальній підстанції.

Наукова новизна та основні положення, які виносяться на захист.

Розроблено новий підхід до схеми живлення власних потреб тягової підстанції з використання сонячної генерації, що дає можливість підвищити енергоефективності систем живлення власних потреб тягової підстанції змінного струму.

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Практичне значення одержаних результатів.

Надано рішення, які допоможуть зменшити вкладення в електричну мережу та заощадити кошти, що витрачаються для розрахунків за електроенергію та можливість підвищити ефективності електричної енергії. Запропонована нова структура СЕС для даної підстанції.

Особистий внесок здобувача. Формулювання та постановку мети і завдань дослідження, створення необхідних для роботи математичних моделей виконано спільно з науковим керівником. Обробка та аналіз результатів роботи, знаходження основних наукових та теоретичних положень виконано здобувачем самостійно.

Апробація результатів магістерської роботи. Основні положення роботи і результати досліджень доповідалися здобувачем і обговорювалися на конференції “Проблеми безпеки в транспорті” в Білоруському національному університеті залізничного транспорту 27.11.2020

Публікації. За результатами роботи опубліковано тези на міжнародній конференції та статті у наукових журналах.

- Придаток В.С., Системи додаткового живлення власних потреб тягової підстанції змінного струму із застосуванням відновлювальних джерел електроенергії / Теоретичне та практичне застосування результатів сучасної науки: матеріали студентської наукової конференції (Т.2), 27 листопада 2020 рік. Запоріжжя, Україна: Молодіжна наукова ліга , С.70-75.
- Придаток В.С., Дослідження можливостей організації резервного живлення власних потреб тягової підстанції змінного струму від відновлювальних джерел електроенергії / Придаток В.С./ Тези Проблеми безпеки в транспорті” в Білоруському національному університеті залізничного транспорту 27.11.2020.,С.50-54

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

1 АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТІ СХЕМИ ГОЛОВНИХ З'ЄДНАНЬ ТЯГОВОЇ ПІДСТАНЦІЇ ЗМІНОГО СТРУМУ

1.1 Загальна структура та основне обладнання ТП. План розміщення обладнання

Тягові підстанції в системі електропостачання електрифікованих залізниць претворюють трифазний змінний струм, що отримується від енергосистем, в однофазний змінний струм напругою 27,5 кВ. Тягові підстанції підрозділяються на різні види залежно від схеми первинного електропостачання. Опорні тягові підстанції служать для розподілу електроенергії, що поступає від електричної системи; від їх шин відходять лінії електропередач для живлення інших тягових підстанцій. Опорною вважається підстанція, до шин 110-220 кВ якою приєднується не менше трьох живлячих ліній електропередачі. Розглянута нами тягова підстанція змінного струму являється опорною з вводом 110кВ.

На даній підстанціях змінного струму в даний час застосовують трифазні триобмоткові трансформатори ТДТНЖ-40000 110/35/27.5 Від обмотки 27,5 кВ живиться тягове навантаження, а третя обмотка напругою 35кВ служить для живлення районних (нетягових) споживачів, и також йде перетворення на 10кВ для живлення не тягових споживачів залізничної інфраструктури.

На підстанції установлені елегазові високовольтні вимикачі В-110 120-SFM-32В-40кА/3150А в кількості 11 штук. Високовольтні вимикачі які захищають тягову підстанцію зі сторони тягового споживача В-27.5Т-20VB-VBF-40.5 31.5/2000 в кількості 6 штук. Від не тягових споживачів 35кВ захищають вимикачі OVB-VBF-40.5 31.5/2000. Також ВМУЕ-35 25/1250 які встановлені на шинах 27.5кВ перед трансформаторами власних потреб ТМЖ-320-27.5/0.23. На підстанції також присутня лінія ДПР в напрямку ст. Фундукліївка та зворотному напрямку ст.Завадівка з високовольтними вимикачами ВМУЕ-35 25/1250. Дана ТП має лінію ПЛ-150кВ Шевченко-Кам'янка з трансформатором АТ-90 АТДГ-90000 150/110/10кВ з високовольтними вимикачами В-110 АТ-90МКП-110-20кА/1000А ШПЕ-33 та В-150 150-SFM-40В-40кА/3150А Тягова підстанція обладнана різноманітною кількістю ОПН, роз'єднувачів, заземлюючих ножів,

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

електроприводів. Також вимірювальних трансформаторів наприклад таких як ТН-110 НКФ-110, ТН-150 ПЛ НКФ-220 220000/100, ТН-СЦБ НТМИ-10, ТН-10 НТМИ-10. Вимірювальними трансформаторами струму (ТС) ТС-110 ТФЗМ-110 600/5, ТС-27.5 ТФЗМ-40.5 1500/5, ТС-35 ТФЗМ-40.5 600/5, ТС-150 ТФЗМ-150 600/5, ТС-35 ТФЗМ-35У1 150/5. Все це ми можемо бачим на Рис-1.

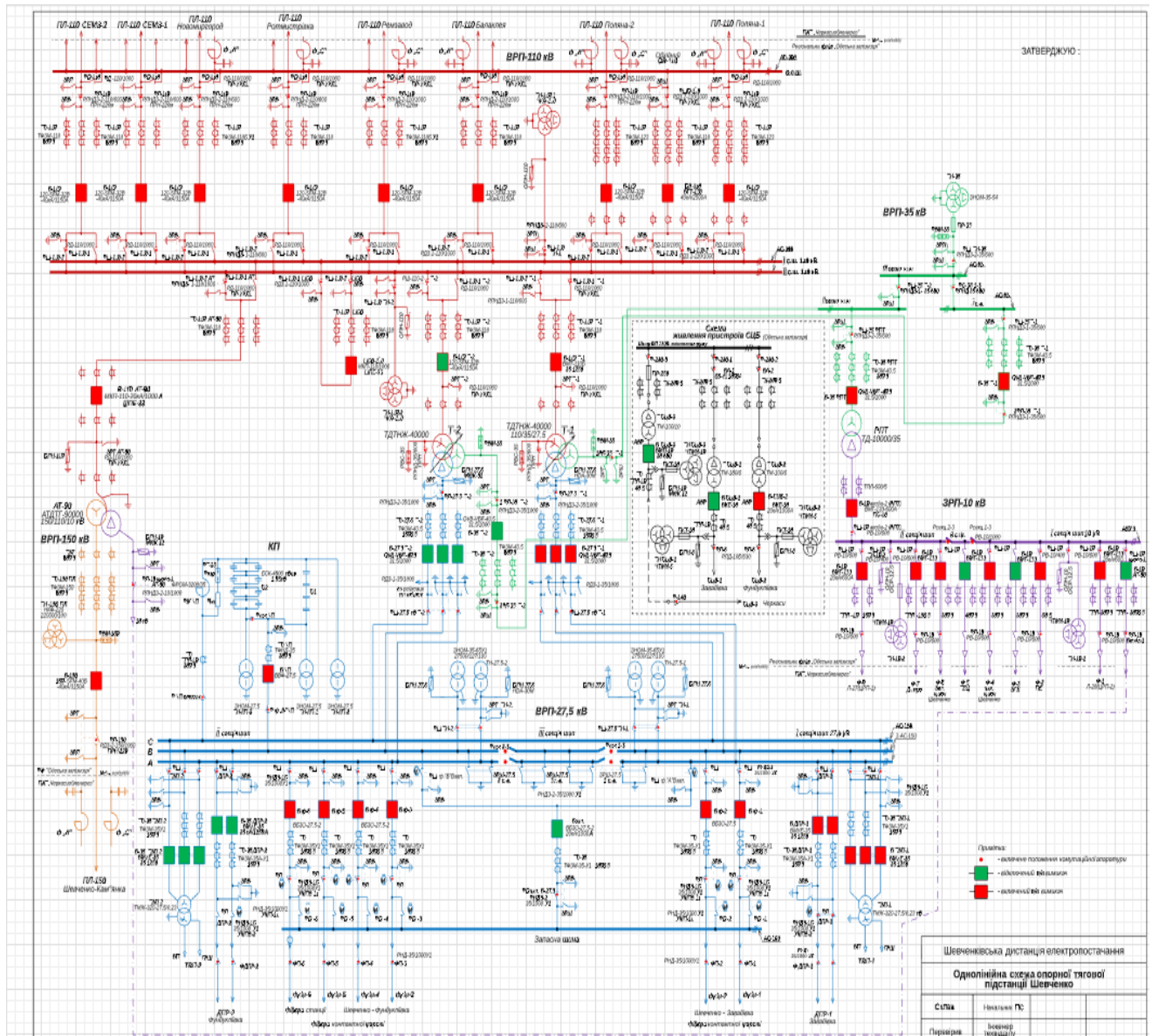


Рисунок-1.1 Схема тягової змінного струму ст. ім. Т. Шевченка

Від шин власних потреб 220 В тяговій підстанції живляться високовольтні лінії СЦБ з резервним живленням від дизель-генераторної установки, яка також розташовується на тяговій підстанції. Панелі управління тяговою підстанцією займають чимале приміщення, де розташовані ключі дистанційного керування

комутаційними апаратами. Крім того, на пульті є сигналізація положення основних комутуючих апаратів, прилади контролю і обліку електроенергії, апаратура релейного захисту введень, силових трансформаторів, трансформаторів власних потреб ТМЖ-320-27.5/0.23, стійки телекерування і телесигналізації. Оперативний зв'язок з енергодиспетчером здійснюється по телефону, селектору.

Серцем підстанції являється акумуляторні батареї. Тут встановлено 80 акумуляторів. Звідси живляться ланцюги управління релейного захисту і котушки управління вимикачів. Приміщення акумуляторною має припливно-витяжну вентиляцію. Акумулятори працюють в режимі постійного підзаряду, тому головний щит підстанції укомплектований зарядно-підзарядним пристроєм[7].

1.2 Комбінована РУ-0.4кВ, схема живлення ВП ТП

Проаналізуємо витрати електроенергії на власні потреби тягової підстанції змінного струму.

Загальне навантаження власних потреб тягових підстанцій з урахуванням живлення ланцюгів підігріву вимикачів, електроопалення будівель підстанції, електропостачання пристроїв СЦБ і споживачів чергового пункту району контактної мережі досягає 970 кВ А на опорних підстанціях, на напругу 110-220кВ. При цьому потужність живлення пристроїв СЦБ досягає 100 кВ А на одну підстанцію, потужність підігріву вимикачів від 25 до 650 кВ А в залежності від кількості вимикачів; потужність на опалення будівель підстанції від 60(підстанції змінного струму), потужність освітлювальної установки будівель підстанції - 4-6 кВ А, відкритої території - 35кВ А[7].

Для електропостачання споживачів ВП підстанції передбачаються трансформатори власних потреб ТМЖ-320-27.5/0.23 (ТВП) з вторинною напругою 380/220 В, які отримують електроенергію від збірних шин РП- 27,5, показано на рис 1.2.

На нашій підстанції з двома ТВП потужність кожного трансформатора повинна забезпечити (з урахуванням його перевантажувальної здатності) живлення всіх споживачів ВП, включаючи пристрої підігріву високовольної апаратури. На опорних підстанціях, що мають трансформатори підігріву, основна лінія

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

живлення автоблокування, резервне живлення передбачається від генераторних агрегатів потужністю на менш 60 кВт . ДГА встановлюється в іншому приміщенні.

Для надійної роботи запуск повинен бути автоматичний від пристроїв, що контролюють тривалість відсутності напруги на шинах власних потреб . Для більш надійнішого використання рекомендується запускати ДГА один раз на тиждень, до 20 хвилин роботи. Потужність дизель – генераторного агрегату повинна бути достатньою для забезпечення одночасної роботи :

- всіх ліній , що відходять від підстанції , електропередачі напруги понад 1000 В основне живлення СЦБ до суміжних підстанцій ;
- пристроїв релейного захисту й автоматики всіх приєднань підстанції;
- пристроїв телекерування , телесигналізації й телевимірювання ;
- пристроїв енергодиспетчерського зв'язку даної підстанції;
- зарядно – підзарядних агрегатів;
- пристрої дистанційного керування секційними роз'єднувачами контактної мережі й лінії електропередачі , керованих з даної тягової підстанції;
- пристроїв підігріву комплектуючих апаратів РП напругою вище 1000 В;
- системи охоронної й пожежної праці;

Час не обслуговуваної роботи дизель – генераторного агрегату повинен бути не менше 24 годин.

Мережа власних потреб тягових підстанцій складається з кабелів , що з'єднують трансформатори власних потреб і дизель – генераторний агрегат з розподільним пристроєм власних потреб, а також електропроводи , що з'єднують розподільний пристрій власних потреб із приймачами через автоматичні вимикачі для захисту мережі окремих ділянок від коротких замикань. Передбачається по одному автоматичному вимикачу в місцях приєднання відгалужених на кожний приймач.

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

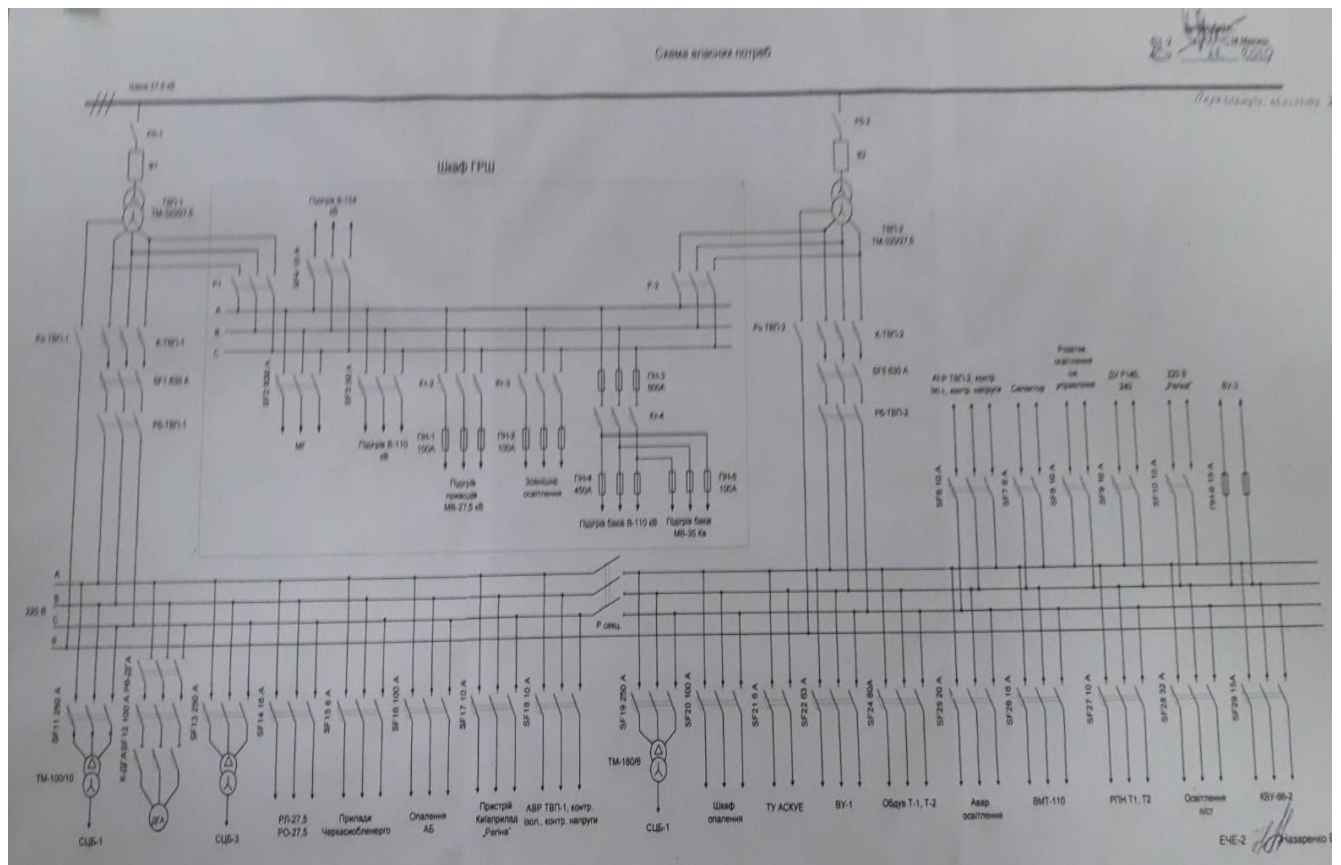


Рисунок 1.2 Схема живлення власних потреб ТП змінного струму ст. ім. Т. Шевченка

У мережі ВП передбачені стаціонарні прилади, що показують, клас точності «5» для виміру: фазної та лінійної напруги на кожній зі збірних шин, лінійної напруги у всіх фазах на ділянці кола між дизель – генератором і автоматичним вимикачем.

Мережа власних потреб змінного струму 380/220 В обладнана пристроєм постійного контролю ізоляції. Пристрій постійного контролю ізоляції забезпечує подачу сигналу при зниженні ізоляції нижче встановленого значення.

Розподіл енергії власних потреб тягових підстанцій змінного та постійного струму показано на рис. 1.3. Підключення вторинних обмоток ТВП до шин 380/220 В в шафах 1 і 2 змінного струму на відкритій частині підстанції здійснюється через автоматичні вимикачі. Шини ВП виконані одиничними секційним автоматичним вимикачем. Вимикачі є одночасно комутаційними та захисними апаратами. В літній період включений звичайно один ТВП, для другого передбачається автоматика включення резерву (АВР). В зимовий період включаються два ТВП, на опорних підстанціях 110 (220) кВ і трансформатори підігріву ТВП 4, які подають

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						14
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

живлення в шафу 15 підігріву масляних вимикачів. Від шафи 15 отримує електроенергію шафа 16 автоматики підігріву приводів вимикачів 110 (220) кВ.

Надійна робота кіл керування сигналізації й захист залежить від надійної ізоляції шин постійного струму. Для автоматичного контролю ізоляції шин постійного струму й сигналізації про замикання на землю встановлюється реле контролю ізоляції. Вольтметр з перемикачем служить для виміру напруги на кожній із секцій збірних шин постійного струму. Для виміру струму в одному з полюсів комплексу виводів акумуляторної батареї передбачений амперметр.

По шинам шафи 1 підключені приєднувачі, що живлять ланцюги підігріву масляних вимикачів та їх приводів від шаф автоматики 3, 4 та 5 відповідно 27,5 кВ (тільки для підстанцій змінного струму), 35 і 110 кВ. Для шин ВП шафи 1 підключаються трансформатори СЦБ, підігріваються КРУН-10, обдуваються знижувальними трансформаторами, пунктом контактної мережі, а також можуть бути встановлені різні мобільні пристрої (підстанції, масляне господарство тощо). Від шафи 2 живлення шафи 6 ВП змінного струму в будівництві підстанції, до якого підключені стойки і шафа телеблоків, телемеханіки та зв'язку, управління живленням моторів, шафа 10 робочого освітлення підстанцій.

Дизель-генератор 9, встановлений в спеціальному приміщенні будівлі підстанції, через шафу, підключений до шин ВП 380/220 В і є джерелом резервного живлення пристроїв СЦБ при аварійному виході з роботи ТВП або повного відключення живлення електротяги на ділянці залізниці.

По шинам шафи 1 підключені приєднувачі, що живлять ланцюги підігріву масляних вимикачів та їх приводів від шаф автоматики 3, 4 та 5 відповідно 27,5 кВ (тільки для підстанцій змінного струму), 35 і 110 кВ. Для шин ВП шафи 1 підключаються трансформатори СЦБ, підігріваються КРУН-10, обдуваються знижувальними трансформаторами, пунктом контактної мережі, а також можуть бути встановлені різні мобільні пристрої (підстанції, масляне господарство тощо).

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						15
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

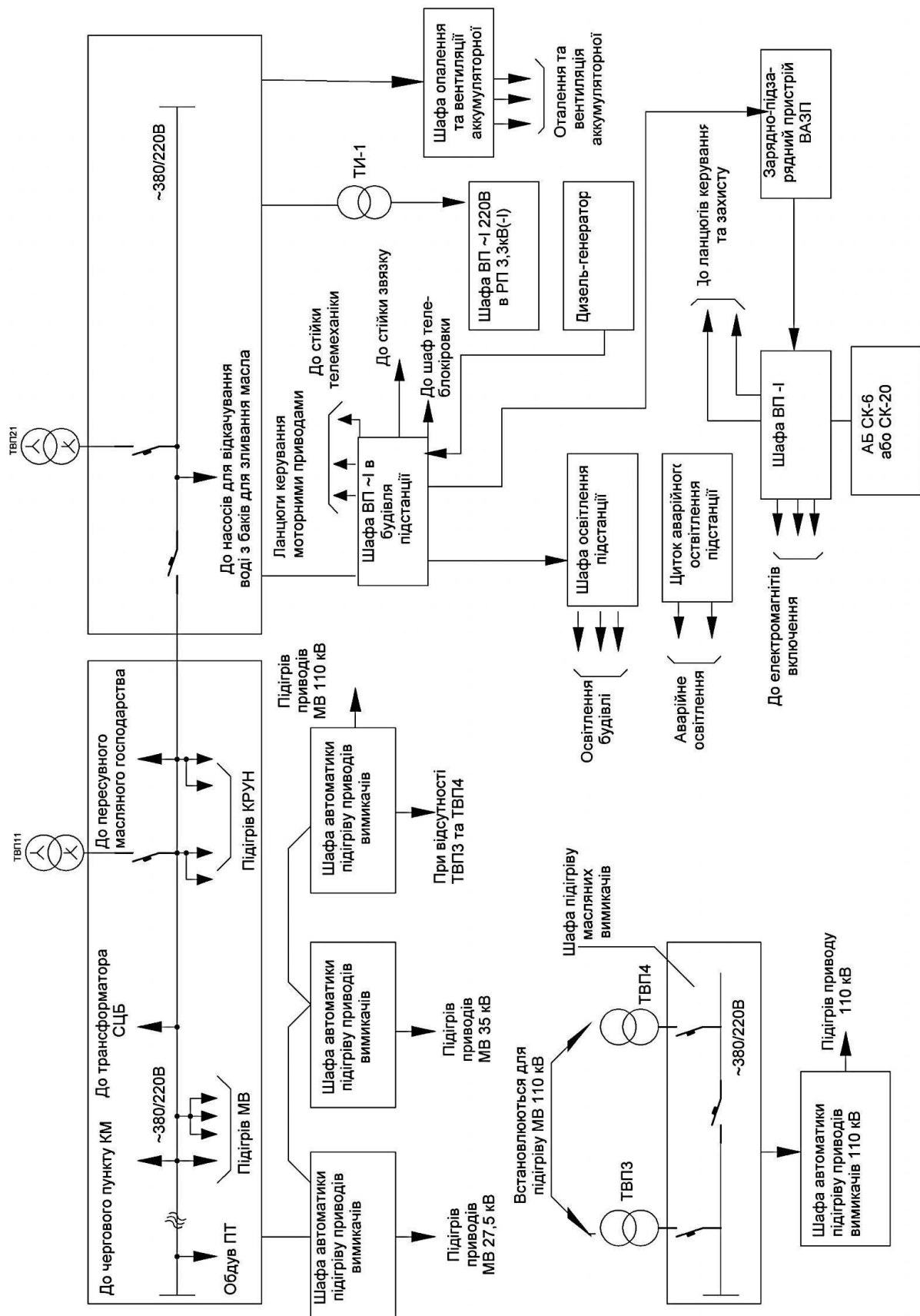


Рисунок 1.3 - Розподіл енергії власних потреб тягових підстанцій

Шафа 12 СН постійного струму отримує випрямлену напругу від зарядно-підзарядного агрегату 13 типу ВАЗП, а в аварійних ситуаціях - від акумуляторної батареї 14, яка також живить також щит 11 аварійного освітлення підстанцій, а також пристроїв телемеханіки та зв'язку. Шафа 7, підключений до шин ВП. служить для включення мережі опалення та вентиляції приміщень акумуляторної батареї.

1.3 Електричні навантаження власних потреб тягової підстанції

На електростанціях і підстанціях 35-220 кВ і більше для живлення електроенергією допоміжних приладів, агрегатів та інших споживачів власних потреб (ВП) Використовують розгалужені системи електричних з'єднань. Вони забезпечують нормальне функціонування підстанцій, гарантуючи безперебійне електропостачання відповідальних споживачів оперативним змінним, постійним струмом. Знеструмлення пристроїв ВП може привести до повного погашення підстанції, або стати причиною розвитку серйозних проблем в майбутньому при її відновленні, введенні в роботу.

У загальному випадку до споживачів власних потреб відносять (рис.1.4):

- системи і механізми охолодження силових трансформаторів (автотрансформаторів);
- пристосування, необхідні для регулювання напруги силового трансформатора під навантаженням;
- оперативні ланцюга випрямленої постійного, змінного струму;
- зарядні, підзарядні агрегати для акумуляторних батарей;
- пристрої зв'язку, сигналізації і телемеханіки;
- всі види освітлення: аварійне, зовнішнє, внутрішнє, охоронне;
- вузли та деталі систем змащення підшипників СК;
- водневі установки;
- насосні агрегати, що забезпечують роботу систем пожежогасіння, технічного і господарського водопостачання;
- системи автоматики і компресії повітряних вимикачів;

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

- установки електропідігріву приміщень вимикачів, акумуляторних батарей, ресиверів та інших пристроїв;

- механізми систем вентиляції, бойлерні тощо.

Зазвичай сумарна потужність споживачів ВП мала, тому вони підключаються до знижувальних трансформаторів з низької сторони 380/220 В. На двотрансформаторних підстанціях 35-220 кВ встановлюють 2 робочих ТВП, номінальна потужність яких вибирається виходячи з навантаження, при обліку допустимих перевантажень. Для найбільш відповідальних споживачів розміщують і 3 трансформатора ВП [8].

Для живлення електроприймачів першої групи необхідно два джерела з автоматичним включенням резерву (І категорія по ПУЕ). Друга група - це приймачі, відключення яких допустимо на 20 - 40 хвилин для підстанцій з черговим персоналом або до приїзду обслуговуючого персоналу, якщо чергового на підстанції немає. Відновлення живлення у приймачів цієї групи здійснюється вручну (ІІ категорія по ПУЕ). До третьої групи відносяться приймачі, відключення яких допустимо на більш тривалий час (ІІІ категорія по ПУЕ).

По режиму включення в роботу електроприймачі ВП підстанції поділяються на постійно включені в мережу (у тому числі ланцюги управління і релейного захисту); включаються періодично в залежності від температури зовнішнього повітря, від зміни режиму, при перервах і т.д .; включаються під час ремонтів. Постійно включені приймачі 1-ї групи: оперативні ланцюги, електродвигуни системи охолодження трансформаторів апаратура зв'язку та телемеханіки, електродвигуни системи змащення й охолодження, синхронних компенсаторів. Періодично вимикаються приймачі 2-ї групи: електродвигуни компресорів, зарядно-підзарядні пристрої акумуляторної батареї, освітлення, електроопалення приміщень, електропідігрів апаратури і шаф високої напруги; 3-ї групи - вентиляція і технологічна навантаження допоміжної будівлі, майстерні.

Включаються при ремонті приймачі 1-ї групи: електродвигуни насосів пожежогасіння; 3-ї групи - маслоочищувальна установка, вантажопідійомники.

Нормування витрат власних потреб тягової підстанції:

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						18
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Нормування витрат електроенергії на власні потреби підстанцій та розподільчих пунктів полягає в отриманні розрахунковим шляхом абсолютного значення нормативних витрат на відповідний розрахунковий період у тисячах кіловат-годин на основі офіційних звітних даних про технічні параметри, номенклатуру та режими роботи струмоприймачів власних потреб кожної підстанції 6-220кВ чи розподільчого пункту 6-10 кВ [6].

Обчислення нормативних витрат електроенергії на власні потреби підстанцій і розподільчих пунктів згідно з розділом 7 «Основних положень з нормування питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів у суспільному виробництві», затверджених наказом Державного комітету України з енергозбереження від 22.10.2002 р. №112, залізниці України виконують щорічно з розподілом цих витрат для кожного місяця розрахункового періоду. Затвердження нормативних витрат здійснює Міністерство палива та енергетики не пізніше 1 березня поточного року[9].

За способом нормування витрати електроенергії на власні потреби підстанцій і розподільчих пунктів об'єднані у дві групи. До першої групи відносяться витрати електроенергії на власні потреби, складові значень яких нормуються з розрахунку на одну підстанцію залежно від її вищої номінальної напруги. Перелік витрат на власні потреби, які відносяться до першої групи, подано нижче.

Витрати на обігрів: приміщень ОПК, ОВБ, ЗРУ, компресорної (на підстанціях із повітряними вимикачами), повітрозбірників, приміщення насосної пожежогасіння (на підстанціях 220 кВ і вище).

Витрати на вентиляцію (кондиціонування) і освітлення: вентиляцію і освітлення приміщення ОПК, зовнішнє освітлення, вентиляцію приміщення акумуляторної, компресорної, вентиляцію ЗРУ.

Витрати на системи керування підстанцією: зарядно-підзарядні пристрої (на підстанціях з постійним оперативним струмом), оперативні кола і кола керування (на підстанціях зі змінним оперативним струмом), апаратуру зв'язку і телемеханіки.

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

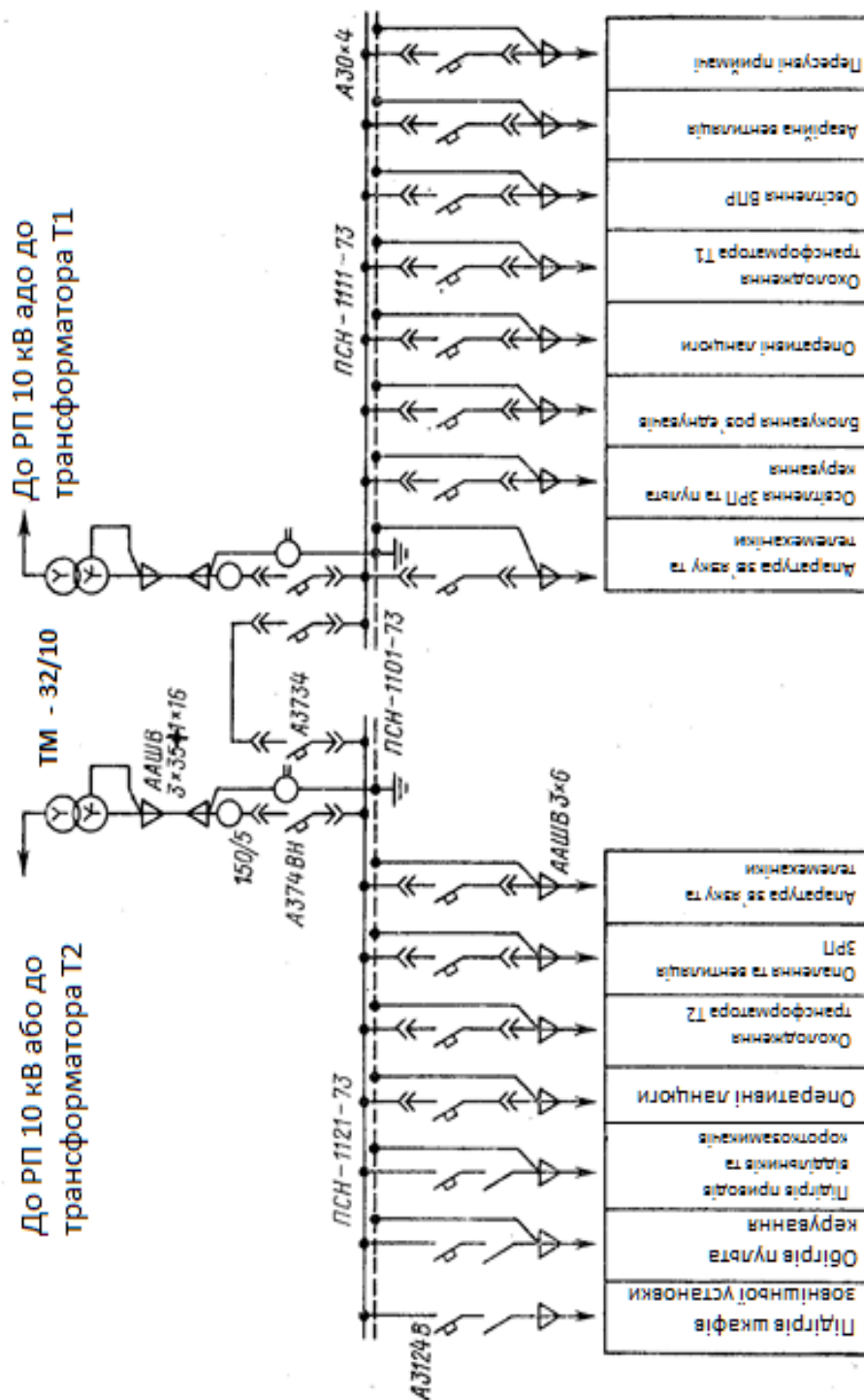


Рисунок 1.4 - Схема ВП типової трансформаторної підстанції 110 кВ

Інші витрати: ремонтні роботи на технологічному устаткуванні, пристрої РПН, дистиллятори, обігрів і освітлення прохідної, електропостачання протипожежної та охоронної сигналізації, обчислювальної техніки, пристроїв охолодження, обігрівання та кондиціонування, що пов'язані з технологічним процесом, водопостачання і підготовка до пожежогасіння[8].

Таблиця 1.1 - Розподіл потужності для споживачів власних потреб підстанцій

Вид споживача	Потужність на одиницю, кВт
Обігрів вимикачів та приводів (на три полюси): 120-SFM-32В 150-SFM-40В ОВВ-ВВФ-40.5 МКП-110 ВМГ-133 ВБЗО-27.5 ВМУЕ-35 ВКЕ-10	4,4 2,8 4,4 15,8 11,3 1,8 22,8 17,9
Підігрів шаф КРУН та КРУ-10 Підігрів приводів роз'єднувачів, відокремлювачів, короткозамикачів, шафи затискачів Підігрів шафи релейного захисту	0,6
Опалення, освітлення, вентиляція: ОПК ЗРУ 6-10 кВ ЗРП, сумісного з ОПК Будівля виїзного персоналу	60-110 5-7 20-30 5,5
Освітлення ВРП 110, кВ	5-10
Компресорна (на один агрегат): електродвигуни, опалення, освітлення	20-40 15-30
Масляне господарство	75-400
Підзарядно-зарядний агрегат ВАЗП	2х23

Витрати на охолодження і обігрів устаткування: охолодження (обдув і циркуляція оливи) трансформаторів (автотрансформаторів), обігрів вимикачів, приводів відділювачів і короткозамикачів, обігрів комірок КРУ(З), релейних шаф і електролічильників у неопалюваних приміщеннях, обігрів електродвигунів приводів роз'єднувачів, охолодження (обдув і циркуляція оливи) шунтових реакторів, обігрів шаф автоматики охолодження трансформаторів і реакторів, шаф керування роз'єднувачів, обігрів засобів обліку, встановлених у комплектних та мачтових трансформаторних підстанціях, охолодження (обдув) НПА.

Складові значень сумарних нормативних витрат електроенергії на власні потреби підстанцій обчислюють у відповідності до типу підстанції згідно з номінальною напругою обмоток вищої напруги силових трансформаторів (35, 110, 110/35, 220(150) кВ) та таких типів устаткування (35, 110, 220(150) кВ).

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.2 - Класифікація власних потреб (ВП) тягової підстанції (ТП)

Найменування	Період застосування		
	Зима	Літо	Цілий рік
Системи охолодження трансформаторів	-	+	-
Обігрів масляних вимикачів і шаф РП	+	-	-
Електричне освітлення приміщень та території ТП	+	+	+
Опалення приміщень	+	-	-
Система управління	+	+	+
Релейний захист	+	+	+
Сигналізація	+	+	+
Автоматика та телемеханіка	+	+	+

Складові норм загальнопідстанційних витрат електроенергії на одну підстанцію подані у таблиці 1 для чотирьох типів підстанцій (35, 110, 110/35, 220 (150) кВ). Норми витрат електроенергії на обігрів, вентиляцію і освітлення приміщення ОПК наведені для підстанцій 35 і 110 кВ. Для підстанцій 110/35, 220 (150) кВ та для пересувних тягових підстанцій ці норми розраховують залежно від площі приміщення. Норма питомих витрат електроенергії на обігрів, вентиляцію і освітлення приміщення ОПК дорівнює 0,143 тис.кВт·год/м²за рік. Норми витрат електроенергії на обігрів ЗРУ наведені для підстанцій 35 і 110 кВ. Для підстанцій 110/35, 220 (150) кВ та для пересувних тягових підстанцій ці норми розраховують залежно від площі приміщення.

Норма питомих витрат електроенергії на обігрів ЗРУ дорівнює 0,02 тис.кВт·год/м²за рік.

Норми витрат електроенергії на обігрів ПСК постійного струму дорівнюють:

ПСК постійного струму для двоколіїної ділянки – 1,2 тис. кВт·год за рік;

ПСК постійного струму для одноколіїної ділянки – 1,0 тис. кВт·год за рік.

Норми витрат електроенергії на обігрів ПСК змінного струму дорівнюють:

ПСК змінного струму для двоколіїної ділянки – 2,2 тис. кВт·год за рік;

ПСК змінного струму для одноколіїної ділянки – 1,7 тис. кВт·год за рік.

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Норми витрат електроенергії на обігрів ППЗ дорівнюють:

ППЗ постійного струму – 1,0 тис. кВт·год за рік;

ППЗ змінного струму – 1,2 тис. кВт·год за рік.

Таблиця 1.3 - Норми загальнопідстанційних витрат електроенергії на одну підстанцію

Складові норм витрат електроенергії	Норма витрат електроенергії, тис.кВт·год за рік			
	35 кВ	110 кВ	110/35 кВ	220(150) кВ
1 Обігрів, вентиляція і освітлення приміщення ОПК	14,3	20,2	$A_{\text{пит1}} \cdot F$	$A_{\text{пит1}} \cdot F$
2 Обігрів приміщення ОВБ	7,0	11,0	18,0	0
3 Обігрів ЗРУ	4,0	4,0	$A_{\text{пит2}} \cdot F$	$A_{\text{пит2}} \cdot F$
4 Обігрів приміщення насосної пожежогасіння	0	0	0	14,4
5 Зовнішнє освітлення	0,4	1,5	3,0	6,0
6 Інші витрати	2,2	2,2	3,3	7,1

- на обігрів, вентиляцію і освітлення приміщень ОПК:

$$A_{\text{пит1}} \cdot F = 0,143 \cdot 462,5 = 66,1375 \text{ тис. кВт·год за рік};$$

- на зовнішнє освітлення – 3,0 тис. кВт·год за рік;

- інші витрати – 3,3 тис. кВт·год за рік;

- на обігрів приміщень ЗРУ

$$A_{\text{пит2}} \cdot F = 0,02 \cdot 133,07 = 2,66 \text{ тис. кВт·год за рік.}$$

Результати обчислення значень нормативних загальнопідстанційних витрат електроенергії $A_{\text{зп}}$ на місяці розрахункового періоду подані у табл. 1.3.

Щоб дізнатися витрати електроенергії по місяцям помножимо річні розрахункові дані на відповідні коефіцієнти з таблиці 1.4 відповідно.

Значення нормативних витрат електроенергії на охолодження трансформаторів на одній ТП за місяць розрахункового періоду визначають залежно від типу системи охолодження трансформаторів за формулою (1.1).

Значення нормативних витрат електроенергії на охолодження трансформаторів з системою охолодження типу Д $A_{\text{д}}$, тис. кВт·год:

$$A_{\text{д}} = (7 \cdot n_{\text{д}} + 0,28 \cdot S_{\text{тод}\Sigma}) \cdot k_{\text{м4}}, \quad (1.1)$$

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						23
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.4 - Значення коефіцієнта розподілу значень складових річних норм витрат електроенергії на власні потреби підстанцій на місяці розрахункового періоду

Назва розрахункового періоду	Значення коефіцієнта			
	Для обігріву приміщень, k_{m1}	Для обігріву устаткування, k_{m2}	Для освітлення, k_{m3}	Рівномірного розподілу, k_{m4}
Січень	0,190	0,256	0,120	0,085
Лютий	0,172	0,230	0,110	0,077
Березень	0,190	0,010	0,100	0,085
Квітень	0,037	0	0,070	0,082
Травень	0	0	0,050	0,085
Червень	0	0	0,050	0,082
Липень	0	0	0,050	0,085
Серпень	0	0	0,050	0,085
Вересень	0	0	0,060	0,082
Жовтень	0,037	0,008	0,100	0,085
Листопад	0,184	0,240	0,120	0,082
Грудень	0,190	0,256	0,120	0,085

де n_d – кількість трансформаторів з системою охолодження типу Д на підстанції;
 S_{Σ} – сумарна потужність трансформаторів з системою охолодження типу Д на підстанції, МВА.

$$A_d = (7 \cdot 7 + 0,28 \cdot (2 \cdot 25 + 5 \cdot 16)) = 85,4 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год за рік.}$$

Результати обчислення значень нормативних витрат електроенергії на охолодження трансформаторів підстанції на місяці розрахункового періоду подані у табл.1.5. Щоб дізнатися витрати електроенергії по місяцям помножимо річні розрахункові дані на коефіцієнт рівномірного розподілу, k_{m4} .

Складова значень нормативних витрат електроенергії:

- вимикачів 154 (110) кВ - дорівнює добутку норми витрат електроенергії за табл. 3.2.1 на кількість вимикачів
- вимикачів 35 кВ - дорівнює добутку норми витрат електроенергії за табл. 1.3 на кількість вимикачів[10]

Таблиця 1.5 - Нормативні значення загальнопідстанційних витрат електроенергії на місяці розрахункового періоду

Значення складових нормативних загальнопідстанційних витрат електроенергії, тис. кВт·год					
Період	На обігрів, вентиляцію, освітлення приміщень ОПК	На обігрів ЗРУ	На зовнішнє освітлення	Інші витрати електроенергії	Значення нормативних загально-підстанційних витрат електро-енергії, тис. кВт·год
Січень	12,566125	0,681	0,36	0,2805	13,887585
Лютий	11,37565	0,6118	0,033	0,2541	12,27455
Березень	12,566125	0,0266	0,3	0,2805	13,173225
Квітень	2,4470875	0	0,21	0,2706	2,9276875
Травень	0	0	0,15	0,2805	0,4305
Червень	0	0	0,15	0,2706	0,4206
Липень	0	0	0,15	0,2805	0,4305
Серпень	0	0	0,15	0,2805	0,4305
Вересень	0	0	0,18	0,2706	0,4506
Жовтень	2,4470875	0,0213	0,3	0,2805	3,0488675
Листопад	12,1693	0,6384	0,36	0,2706	13,4383
Грудень	12,566125	0,681	0,36	0,2805	13,887585
Рік	66,1375	2,66	3	3,3	75,0975

Результати обчислення значень нормативних витрат електроенергії на обігрів устаткування A_0 на місяці розрахункового періоду подані у табл. 1.5. Щоб дізнатися витрати електроенергії по місяцям помножимо річні розрахункові дані на коефіцієнт рівномірного розподілу, k_{m2} .

Результати обчислення нормативних витрат електроенергії на системи керування підстанцією $A_{кер}$ на місяці розрахункового періоду подані у табл. 1.9. Щоб дізнатися витрати електроенергії по місяцям помножимо річні розрахункові дані на коефіцієнт рівномірного розподілу, k_{m4} .

Значення складових норм витрат електроенергії на системи керування підстанцією приймають згідно з табл. 1.8:

- на зарядно-під зарядні пристрої—16,5 тис. кВт·год за рік;

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.6 - Нормативні витрати електроенергії на охолодження трансформаторів підстанції на місяці розрахункового періоду

Назва розрахункового періоду	Нормативні витрати електроенергії на охолодження трансформаторів, тис. кВт·год
Січень	7,259
Лютий	6,5758
Березень	7,259
Квітень	7,0028
Травень	7,259
Червень	7,0028
Липень	7,259
Серпень	7,259
Вересень	7,0028
Жовтень	7,259
Листопад	7,0028
Грудень	7,259
Рік	85,4

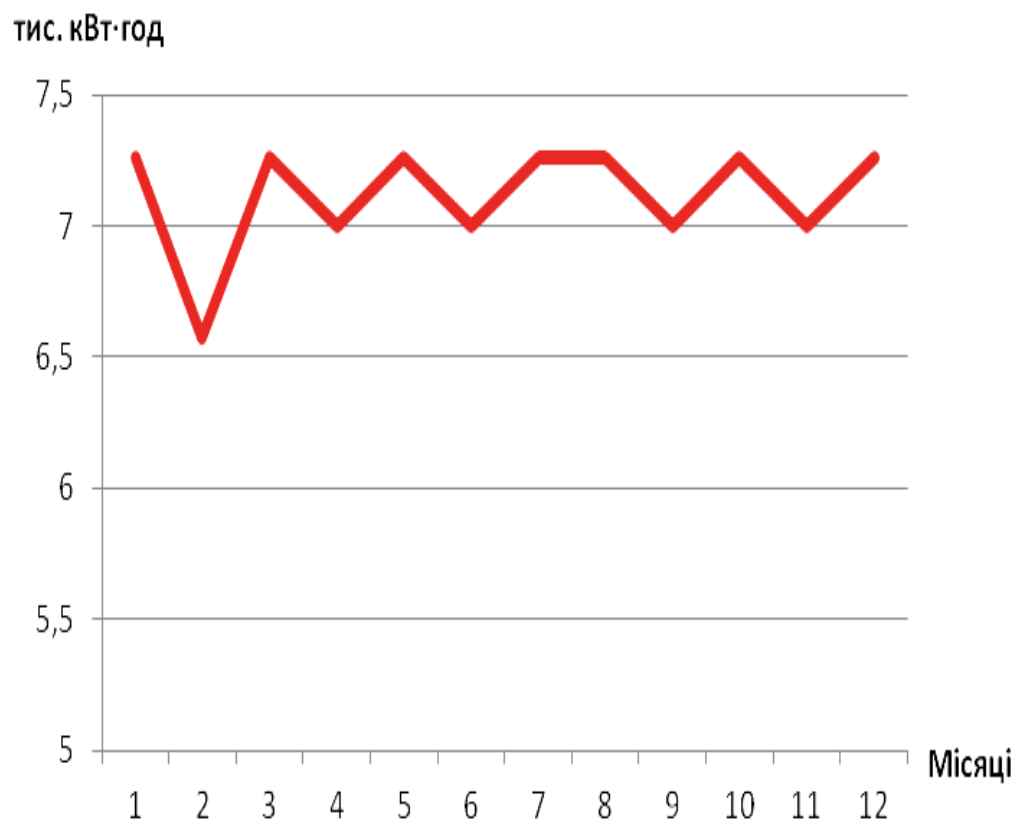


Рисунок 1.5 - Графік нормативних витрат електроенергії на охолодження трансформаторів

Таблиця 1.7 – Значення нормативних витрат електроенергії на обігрів устаткування на місяці розрахункового періоду

Період	Нормативні витрати електроенергії на обігрів устаткування, тис. кВт·год
Січень	43,49952
Лютий	39,0816
Березень	1,6992
Квітень	0
Травень	0
Червень	0
Липень	0
Серпень	0
Вересень	0
Жовтень	1,35936
Листопад	40,7808
Грудень	43,49952
Рік	169,92

Таблиця 1.8 - Норми витрат електроенергії на системи керування підстанцією на одну підстанцію

Складова витрат електроенергії	Норма витрат електроенергії на підстанціях, тис. кВт·год за рік			
	35 кВ	110 кВ	110/35 кВ	220 (150) кВ
1. Зарядно-підзарядний пристрій однієї акумуляторної батареї	3,3	6,0	16,5	44,1
2. Вентиляція приміщення однієї акумуляторної батареї	1,5	2,8	4,2	8,4
3. Оперативні кола змінного струму	2,3	4,5	13,2	0
4. Апаратура зв'язку і телемеханіки	1,9	4,8	8,7	26,2

- на вентиляцію приміщення акумуляторної – 4,2 тис. кВт·год за рік;

- на апаратуру зв'язку і телемеханіки – 8,7 тис. кВт·год за рік.

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.9 - Нормативні витрати електроенергії на системи керування підстанцією на місяці розрахункового періоду

Період	Нормативні витрати електроенергії на системи керування підстанцією, кВт·год
Січень	2,499
Лютий	2,2638
Березень	2,499
Квітень	2,4108
Травень	2,499
Червень	2,4108
Липень	2,499
Серпень	2,499
Вересень	2,4108
Жовтень	2,499
Листопад	2,4108
Грудень	2,499
Рік	29,4

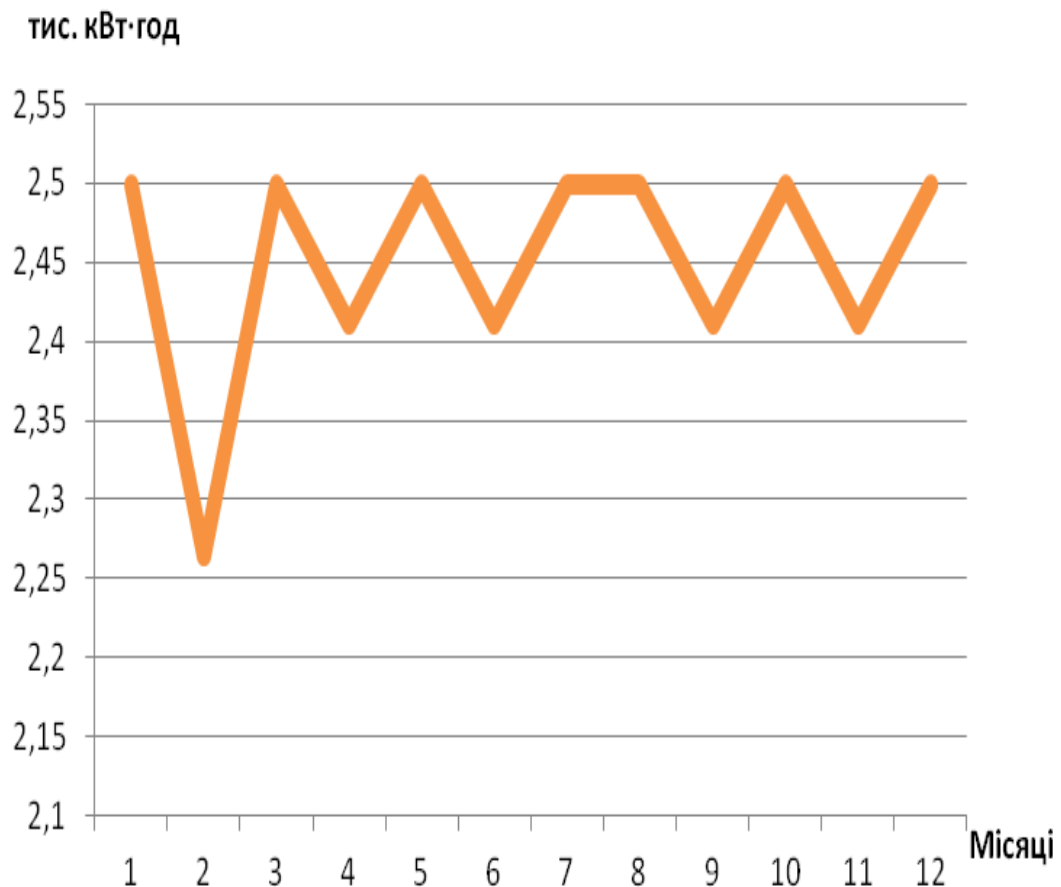


Рисунок 1.6-Нормативні втрати електроенергії на системи керування ТП

Таблиця 1.10 - Норми витрат електроенергії на обігрів комірок КРУ(З), релейних шаф зовнішнього розташування, засобів обліку електроенергії на одиницю устаткування, тис.кВт·год за рік

Тип комірки КРУ(З)			
К-34,К-30,К-36	К-37 та інші		
Комірка з апаратурою РЗА, засобами обліку електроенергії, вимикачем	Комірка з апаратурою РЗА	Комірка з засобами обліку електроенергії*	Комірка з вимикачем
0,3	0,1	0,2	0,6

Витрати електроенергії на обдуг напівпровідникового агрегату на місяць розрахункового періоду обчислюють за формулою;

$$A_{\text{нпа}} = P_{\text{вст}} \cdot t_p, \quad (1.2)$$

де $A_{\text{нпа}}$ – витрати електроенергії на обдуг НПА, тис. кВт·год;

$P_{\text{вст}}$ – встановлена потужність електродвигунів обдугу НПА, тис. кВт;

t_p – середня тривалість роботи двигунів обдугу за рік.

$$A_{\text{нпа}} = 5,5 \cdot 8760 = 48200 \text{ кВт·год} = 48,2 \text{ тис. кВт·год}$$

Результати обчислення значень нормативних витрат електроенергії на обдуг НПА на місяці розрахункового періоду подані у табл. 1.11.

Таблиця 1.11 - Нормативні витрати електроенергії на обдуг НПА на місяці розрахункового періоду

Назва розрахункового періоду	Нормативні витрати електроенергії на обдуг НПА, тис. кВт·год
Січень	4,097
Лютий	3,711
Березень	4,097
Квітень	3,952
Травень	4,097
Червень	3,952
Липень	4,097
Серпень	4,097
Вересень	3,952
Жовтень	4,097
Листопад	3,952
Грудень	4,097
Рік	48,2

Норми витрат електроенергії на пневматичний привід масляних вимикачів на одиницю устаткування складають:

- 2,4 тис.кВт·год за рік для вимикачів 35 кВ;
- 3,5 тис.кВт·год за рік для вимикачів 110 кВ.

Норми витрат електроенергії на вентиляцію компресорної і обігрів повітрозбірників подані у таблиці 1.12.

Таблиця 1.12 - Норми витрат електроенергії на обігрів та вентиляцію компресорної і обігрів повітрозбірників на одну підстанцію, тис.кВт·год за рік

Складова витрат електроенергії	Норма витрат електроенергії на підстанціях, тис.кВт·год за рік		
	35 кВ	110 кВ	220 (150) кВ
1.Обігрів та вентиляція приміщення однієїкомпресорної	15,0	15,5	18,5
2.Обігрів одного повітрозбірника	-	1,3	2,0

Значення нормативних витрат електроенергії на обігрів та вентиляцію компресорної і обігрів повітрозбірників A_v на місяць розрахункового періоду обчислюють шляхом множення складових норм витрат на коефіцієнт розподілу значень складових річних норм для обігріву приміщень $km1$.

Значення нормативних витрат електроенергії на забезпечення роботи масляних вимикачів із пневматичним приводом та повітряних вимикачів однієї підстанції $A_{v\Sigma}$ на місяць розрахункового періоду дорівнює, тис.кВт·год,

$$A_{v\Sigma} = A_k + A_v. \quad (1.3)$$

Значення нормативних витрат електроенергії на обдув НПА на місяць розрахункового періоду обчислюють шляхом множення складових норм витрат на коефіцієнт розподілу $km4$.

Обчислюючи втрати електроенергії в трансформаторі, послідовно визначають:

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						30
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.13- Норми витрат електроенергії на системи керування ПСК на один ПСК

Норма витрат електроенергії, тис.кВт·год за рік	ПСК змінного струму		ПСК постійного струму	
	одноколійна ділянка	двоколійна ділянка	одноколійна ділянка	двоколійна ділянка
	1,2	1,7	1,0	1,5

Таблиця 1.14 - Норми витрат електроенергії на системи керування ППЗ на один ППЗ

Норма витрат електроенергії, тис. кВт·год за рік	Вид ППЗ	
	ППЗ постійного струму	ППЗ змінного струму
	1,0	1,0

а) фактична потужність трансформатора за даними фактичного споживання активної та реактивної електроенергії за розрахунковий період, кВА,

$$S_{\phi} = \sqrt{P_{\phi}^2 + Q_{\phi}^2} \quad (1.4)$$

$$P_{\phi} = WP_{\phi} / T_p \quad (1.5)$$

$$Q_{\phi} = WQ_{\phi} / T_p \quad (1.6)$$

б) коефіцієнт завантаження

$$k_3 = S_{\phi} / S_H \quad (1.7)$$

в) втрати активної електроенергії, кВт·год.

$$\Delta A_{tr\phi n\Sigma} = \Delta WP = \Delta WP_{x.x.} + \Delta WP_{к.з.} = \Delta P_{x.x.} \cdot T_{\Pi} + k_3^2 \cdot \Delta P_{к.з.} \cdot T_p; \quad (1.8)$$

г) втрати реактивної потужності трансформатора, кВАр

у разі холостого ходу

$$\Delta Q_{x.x} = S_H \cdot I_{xx} / 100 \quad (1.9)$$

у разі короткого замикання

$$\Delta Q_{кз} = S_H \cdot U_{кз} / 100 \quad (1.10)$$

д) втрати реактивної електроенергії, кВАр·г,

$$\Delta WQ = \Delta WQ_{x.x.} + \Delta WQ_{к.з.} = \Delta Q_{x.x.} \cdot T_{\Pi} + K_3^2 \cdot \Delta Q_{к.з.} \cdot T_p \quad (1.11)$$

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.15 - Технічні дані двохобмоточних трифазних трансформаторів типу ТМ випуску до 1970 р[7].

Тип	Номінальна потужність S_n , кВА	Номінальна напруга U_n , кВ		Втрати, кВт		I_{xx} ,	U_{k3} ,
		ВН	НН	$\Delta P_{x.x}$	$\Delta P_{k.3}$	%	%
ТМ-320/10	320	10	0.23, 0.4, 0.525	1,9	6,2	7	5,5

Втрати у ТВП обчислюються за формулами (1.4)-(1.11); фактична потужність трансформатора - за даними фактичного споживання активної та реактивної електроенергії за розрахунковий період[10].

Подальші розрахунки будемо проводити для двох розрахункових періодів: червень і грудень, так як саме для них ми маємо точні фактичні значення фактичного споживання активної та реактивної електроенергії.

Вихідні дані:

Червень:

$$T_{п1} = 720 \text{ год}$$

$$T_{р1} = 720 \text{ год}$$

$$W_{Pф1} = 4465 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$W_{Qф1} = 15930 \text{ квар} \cdot \text{год}$$

Грудень:

$$T_{п2} = 744 \text{ год}$$

$$T_{р2} = 744 \text{ год}$$

$$W_{Pф2} = 23067 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$W_{Qф2} = 22790 \text{ квар} \cdot \text{год}$$

$$P_{ф1} = 4465 / 720 = 6.201 \text{ кВт}$$

$$Q_{ф1} = 15930 / 720 = 22.125 \text{ квар}$$

$$S_{ф1} = 22.978 \text{ кВА}$$

За формулою (1.7) обчислюється коефіцієнт завантаження трансформатора.

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Kз1=0.16$$

Втрати активної електроенергії у ТВП за рік обчислюються за формулою(1.8)

$$\Delta A_{\text{тpен}\Sigma}1 = 1,9 \cdot 720 + 0,16^2 \cdot 6,2 \cdot 720 = 1482,3 \text{ кВт}\cdot\text{год} = 1,42 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год}$$

$$P\phi2=4465/720=31 \text{ кВт}$$

$$Q\phi2=15930/720=30.632\text{квар}$$

$$S\phi2=53.886 \text{ кВА}$$

За формулою (1.7) обчислюється коефіцієнт завантаження трансформатора.

$$Kз1=0.26$$

Втрати активної електроенергії у ТВП за рік обчислюються за формулою(1.8)

$$\Delta A_{\text{тpен}\Sigma}2 = 1,9 \cdot 744 + 0,26^2 \cdot 6,2 \cdot 744 = 1725,42 \text{ кВт}\cdot\text{год} = 1,725 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год}$$

Втрати реактивної потужності трансформатора, кВАр

у разі холостого ходу:

$$\Delta Q_{x.x} = 320 \cdot 7/100 = 22,4 \text{ тис.квар}\cdot\text{год}$$

у разі короткого замикання:

$$\Delta Q_{\kappa\kappa} = 320 \cdot 5,5/100 = 17,6 \text{ тис.квар}\cdot\text{год}$$

д) втрати реактивної електроенергії, кВАр·год,

$$\Delta WQ = 22,4+17,6=40 \text{ тис.квар}\cdot\text{год}$$

Значення нормативних витрат електроенергії на власні потреби для однієї підстанції для розрахункового періоду червень, грудень дорівнює:

$$A_{\text{внпс}}1 = 0,1804 + 0,4206 + 7,003 + 2,41 + 0,287 + 1,34 + 1,42 = 13,06\text{тис. кВт} \cdot \text{год}$$

$$A_{\text{внпс}}2 = 0,187 + 13,89 + 7,26 + 43,5 + 2,5 + 0,297 + 1,4 + 1,725 = 70,759\text{тис. кВт} \cdot \text{год}$$

Розрахункові та фактичні(нормативні) дані зведемо в таблицю1.16 для порівняння:

Таблиця 1.16 - Розрахункові (нормативні) та фактичні значення витрат електроенергії на власні потреби ТП.

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						33
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Період	Нормативні значення, тис.кВт·год	Фактичні значення, тис.кВт·год	Різниця, тис.кВт·год
Червень	13,061	28,454	-15,393
Грудень	70,759	61,840	8,919

З таблиці 1.16 видно, що за грудень фактичні значення задовольняють норми витрат електроенергії на власні потреби тягової підстанції. А за червень – перевищують майже у три рази. Потрібно суттєво скоротити витрати на власні потреби у літній період часу.

Основними напрямками підвищення ефективності роботи ВП ТП є:

- оптимізація роботи систем охолодження трансформаторів і реакторів, підвищення ефективності роботи систем опалення будівель і використання в якості джерел тепла теплових втрат трансформаторів і реакторів;
- впровадження автоматизованих систем моніторингу витрати на ВП ТП;
- уточнення і постійна актуалізація норм витрат на ВП ТП, що дозволяють адекватно оцінювати ефективність роботи ВП ТП.

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						34
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

2 СТРУКТУРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОГО КОМПЛЕКСУ РУ-0,4кВ ТП -СЕС

2.1 Основні переваги вибору генерації електроенергії за рахунок відновлювальних джерел

Сонячна фотоенергетика являє собою пряме перетворення сонячної радіації в електричну енергію. Принцип дії фотоелектричного перетворювача базується на використанні внутрішнього фотоефекту в напівпровідниках і ефекту ділення фотогенерованих носіїв зарядів (електронів і дірок) електронно-дірковим переходом або потенційним бар'єром типу метал-діелектрик-напівпровідник.

У сучасному світі сонячна енергія широко використовується для теплопостачання, включаючи гаряче водопостачання і опалення, а також для холодопостачання, кондиціювання повітря, висушування та в інших технологічних процесах.

Більша частина матеріально-технічної бази наявних потужностей з виробництва електроенергії в Україні зношена та неефективна. За даними Інституту відновлюваної енергетики НАН України, атомні блоки наближаються до закінчення строку проектної експлуатації. Понад 70% атомних блоків потребуватимуть подовження строку експлуатації у найближчі 10 років. Крім того, 42,2% ЛЕП напругою 220-330 кВт експлуатуються понад 40 років, та 64,4% основного устаткування трансформаторних підстанцій випрацювали свій розрахунковий технічний ресурс. Недостатня пропускна спроможність ліній електропередач для видачі потужності АЕС і передачі надлишкової енергії. У розподільчих мережах значна кількість об'єктів також відпрацювала свій ресурс: 40,5% електричних мереж і 37,6% трансформаторних підстанцій потребують реконструкції або заміни.

Для районів України та характерному для нашої широти розсіяному світлі, модулі на основі аморфного кремнію мають більшу ефективність, ніж модулі на основі моно– та полікристалічного кремнію.

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.1 - Розмір зеленого тарифу залежно від обсягу та виду ВД [11]

Вид електростанції	Тариф залежно від графіку введення в експлуатацію
	2015; 2016; 2017 – 2019; 2020 – 2024; 2025 – 2029;
СЕС	Єст/кВт*год
На поверхні землі	16,96; 16,00; 15,02; 13,51; 130,37
На дахах /фасадах будівель	18,04; 17,23; 16,37; 14,75; 142,06

Цей факт підтверджено дослідженнями провідних закордонних компаній. Але більш висока вартість модулів із аморфного кремнію поки що робить їх неконкурентоспроможними на українському ринку [12]. Встановлювати їх доцільно на відкритій місцевості, де сонячне світло не будуть перекривати дерева та будівлі. Також для ефективного використання слід визначити найбільш оптимальний кут нахилу та відстань між батареями. Наприклад, для Дніпропетровської області доцільно встановлювати фотоелектричні модулі під кутом нахилу до обрію 45°.

При значній кількості задіяних сонячних батарей, при незначних навантаженнях або потужних приймачах з короткочасним режимом роботи, таких як тягове навантаження, постає питання про миттєву видачу її в єдину енергетичну систему. Як зазначалось раніше, потужність, яка генерується сонячною електростанцією, залежить від сонячного випромінювання і у нічні години відсутня. Це приводить до того, що у випадку приєднання сонячної генерації до шин середньої та низької напруги підстанцій силове та комутаційне обладнання (трансформатори, лінії, вимикачі) будуть працювати у реверсному режимі, тобто вдень на видачу потужності на шини високої напруги підстанції і далі в енергосистему, при цьому навантаження буде фактично 100%, а вночі навпаки будуть забезпечувати перетікання електричної потужності із енергосистеми на шини середньої та низької напруги підстанції. Такі режими сприяють зносу електросилового обладнання, можуть привести до важких реверсних режимів під час коротких замикань на шинах середньої та низької напруги, а також вимагають принципово нових типів захисту і автоматики [13]. Існує ще декілька особливостей

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						36
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

використання енергії СЕС, без яких неможливо забезпечити нормальне функціонування системи в цілому. Так, максимальний струм короткого замикання на затискачах одного напівпровідникового модулю практично дорівнює його номінальному струму або трохи вищий (до 10%), що говорить про великий внутрішній опір джерела живлення, який в багато разів перевищує зовнішній опір електричної мережі. Звідси, СЕС слід вважати не джерелом електрорушійної сили, а джерелом струму із великим внутрішнім опором, що необхідно врахувати при підключенні їх до загальної енергосистеми. Тобто, слід забезпечити стійкість роботи споживачів, особливо моторних навантажень, що мають значні пускові струми (5-6 In); надійність спрацювання та селективність релейного захисту при низьких струмах короткого замикання на елементах СЕС, як джерелах струму (струмові відсічки, МСЗ) при значних робочих струмах в контактній мережі 3 кВ (сягають 3000-5000 А), пускових струмах електровозів (близько 2000 А), а особливо струмах при АПВ (більше 3000А). Тому, при проектуванні приєднань СЕС для живлення тягових споживачів, власних потреб, а також районних споживачів слід передбачати видачу електроенергії на шини високої напруги 110- 220 кВ тягових підстанцій через окремі трансформатори 10/110-220 кВ. При цьому у кожному окремому випадку необхідно здійснювати аналіз розрахунків режимів роботи як вузлів зв'язку з енергосистемою, так і шин 6-35 кВ своїх підстанцій, до шин високої напруги яких здійснюється такі приєднання. Також можливим є варіант використання електроенергії СЕС невеликої потужності в якості для заряду акумуляторних батарей тягових підстанцій. [2].

У перспективі впровадження застосування сонячної електроенергії є два напрями розвитку: перший – це використання енергії для споживачів власних потреб, другий – живлення системи тягового навантаження, нетягових (в тому числі і пристроїв залізничної автоматики) та районних споживачів з видачею генерованої електричної енергії в Єдину енергетичну систему. Найбільш доцільним є приєднання таких генерованих потужностей поблизу місць зосередження великих навантажень (а отже поблизу тягових чи районних підстанцій) для зменшення перетоків енергії в ЛЕП.

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

2.2 Вибір комплектів основного обладнання СЕС

Візьмемо тягову підстанцію змінного струму, споживана електроенергія власних потреб якої складає для зимового періоду 23067 кВт*год за місяць, тобто це 768,9 кВт за добу. Виконаємо розрахунок для визначення кількості фотобатарей для можливості живлення власних потреб. Вибираємо фотоелектричний перетворювач марки SP500M6-96, який має невисоку вартість та високий ККД гальванічного елемента[14].

Таблиця 2.2– Основні паспортні дані вибраного модулю

Характеристика	Позначення	Величина
Електричні характеристики		
Максимальна потужність	P_{\max}	500 Вт
Максимальна напруга	U_{\max}	48,63 В
Максимальний струм	I_{\max}	10,28 А
Напруга холостого ходу	U_{xx}	58,95 В
Струм короткого замикання	$I_{кз}$	10,87 А
ККД гальванічного елемента	η_c	19.51 %
Кількість комірок	n	96 шт
Механічні характеристики		
Вага	m	26 кг
Довжина	l	1956 мм
Ширина	b	1310 мм
Товщина	h	45 мм
Загальна площа	S_1	2,56 м ²

Потужність сонячної батареї складається з вихідних потужностей окремих фотоелементів. Вихідний струм фотоелементів батареї визначається числом елементів, сполучених паралельно, а вихідна напруга - числом елементів, сполучених послідовно. Знаючи номінальну потужність фотоелектричної станції на потужність одного фотомодуля, визначимо необхідну кількість фотомодулів :

$$N^{CB} = \frac{P_{\text{ном}}}{P_1^{CB}} \quad (2.1)$$

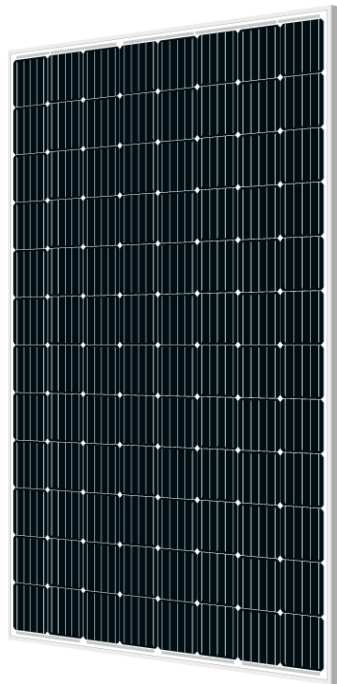


Рисунок 2.1 - Зовнішній вигляд фотобатареї марки SP500M6-96

де $P_{ном}$ – номінальна потужність фотоелектричної станції, Вт. $P_{ном} = 29777$ Вт

$P_1^{СБ}$ – номінальна потужність фотомодуля, Вт

$$N^{СБ} = \frac{P_{ном}}{P_1^{СБ}} = \frac{29777}{500} = 60 \text{ шт}$$

Виконаємо перерахунок загальної кількості фотомодулів, враховуючи спосіб підключення їх до інвертора: Число модулів, з'єднаних послідовно:

$$N_{посл}^{СБ} = \frac{U_{інв}}{U_{max}^{СБ}} \quad (2.2)$$

де $U_{інв}$ – вхідна напруга інвертора, В. $U_{інв} = 260$ В.

$U_{max}^{СБ}$ – напруга фотоелектричного модуля, В

$$N_{посл}^{СБ} = \frac{260}{48.63} = 5.546 \approx 6 \text{ шт}$$

Потужність послідовно з'єднаних фотомодулів:

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						39
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{\text{посл}}^{\text{СБ}} = N_{\text{посл}}^{\text{СБ}} \cdot P_1^{\text{СБ}} \quad (2.3)$$

$$P_{\text{посл}}^{\text{СБ}} = 5 \cdot 500 = 2500 \text{ Вт}$$

Число фотомодулів, з'єднаних паралельно:

$$N_{\text{пар}}^{\text{СБ}} = \frac{P_{\text{max}}^{\text{сис}}}{P_{\text{посл}}^{\text{СБ}}} \quad (2.4)$$

де $P_{\text{max}}^{\text{сис}}$ – потужність розрахункової системи;

$$N_{\text{пар}}^{\text{СБ}} = \frac{29,7}{2,5} = 11,88 \approx 12 \text{ шт}$$

Загальна кількість фотоелектричних модулів в системі:

$$N^{\text{СБ}} = N_{\text{пар}}^{\text{СБ}} \cdot N_{\text{посл}}^{\text{СБ}} \quad (2.5)$$

$$N^{\text{СБ}} = 5 \cdot 12 = 60 \text{ шт}$$

Загальна площа фотоелектричних модулів:

$$S_{\text{заг}} = S_1 \cdot N^{\text{СБ}} \quad (2.6)$$

$$S_{\text{заг}} = 2,56 \cdot 60 = 154,5 \text{ м}^2$$

Загальна площа даху тягової підстанції складає 298 м^2 , тобто фотоелектричні модулі займатимуть 52 % від загальної площі даху.

Відстань між рядами фотоелектричних батарей розраховано за формулою:

$$L = h_{\text{мод}} \cdot \sin \frac{((180 - (\beta + \theta)) \cdot \frac{\pi}{180})}{\sin(\frac{\theta \cdot \pi}{180})} \quad (2.7)$$

де $h_{\text{мод}}$ – висота модуля, 1,956 м;

β – кут нахилу фотобатареї до горизонту, 45° ;

θ – кут висоти сонця, $15,5^\circ$

$$L = 1.956 \cdot \sin \frac{((180 - (45 + 15.5)) \cdot \frac{3.14}{180})}{\sin(\frac{15.5 \cdot 3.14}{180})} = 1.37 \text{ м}$$

План розміщення наведений на рисунку:

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

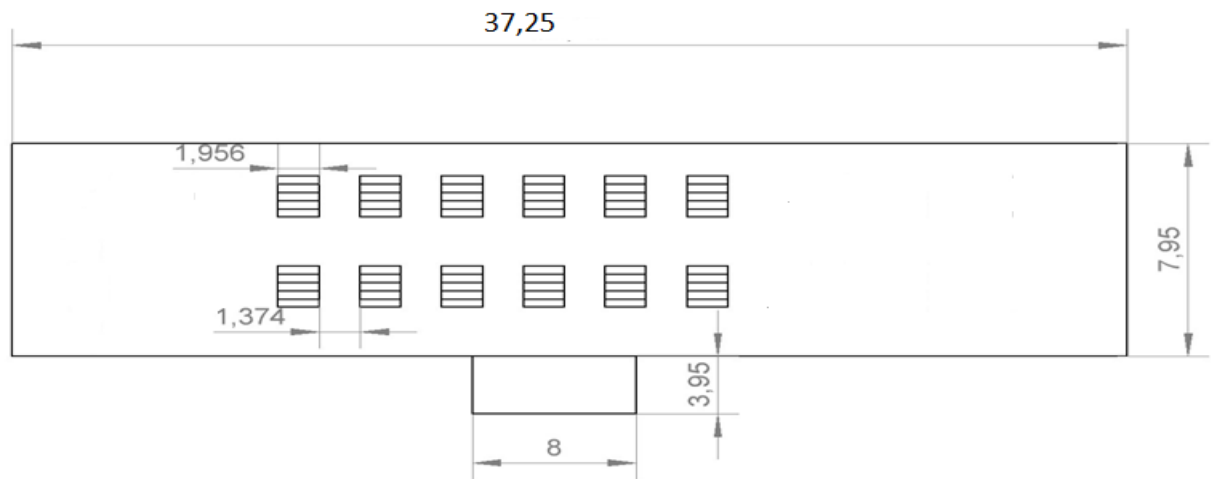


Рисунок 2.2 - План розміщення модулів фотоелектричних модулів на даху ТП

На рис.2.3 схематично наведено розміщення рядів фотоелектричних батарей відносно один одного:

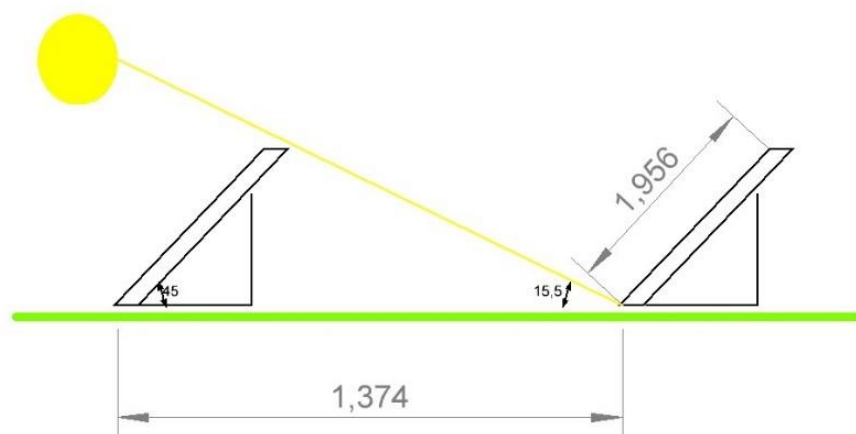


Рисунок 2.3 - Відстань між рядами фото батарей

З попередніх розрахунків видно, що сонячна установка повністю перекриває значення споживання електроенергії власних потреб розрахункової тягової підстанції. Розрахунок був проведений для періоду, у який споживання електроенергії найбільше. Тож, і на літній період можна повністю переходити на споживання від сонячних батарей і реалізувати схему автоматичного вводу в роботу для власних потреб. Результати розрахунку тривалості роботи фотоелектричної станції протягом доби наведені на рис. 2.4.

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

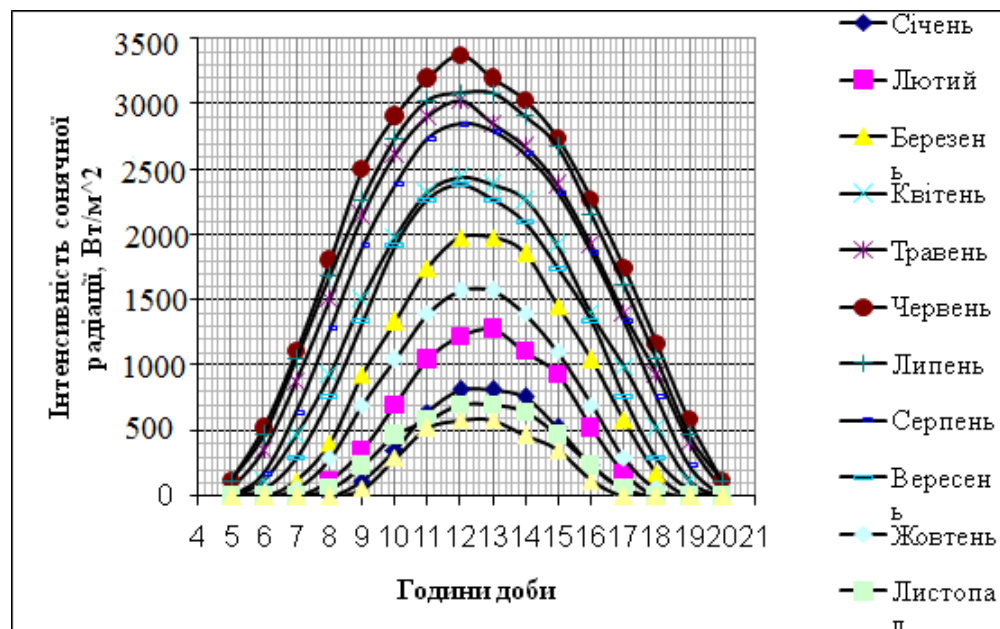


Рисунок 2.4 Діаграма розподілу інтенсивності сонячної радіації протягом доби для різних місяців року для регіону м. Смілі та Черкаської області



Рисунок 2.5 - Приклад розміщення фотоелектричних батарей на даху ТП

Для системи живлення власних потреб в якості накопичувача електричної енергії пропонується обрати акумулятор 6FM200EVX/J в кількості 8 штук з'єднаних послідовно-паралельно (48В)[15].

Характеристики 6FM200EVX/J:

- напруга 12 В;
- номінальна ємність 200 А·год;

- довжина 522 мм;
- ширина 219 мм;
- висота 240 мм;
- вага 62 кг.

Контролер акумуляторних батарей для сонячних модулів було обрано CM604.

Характеристики контролеру:

- напруга на акумулятори 48 В;
- струм заряду 60 А;
- напруга з сонячних батарей 80 В.

Вибираємо Інвертор (DC / ACconverter) - пристрій для перетворення постійного струму в змінний зі зміною величини частоти або напруги. Зазвичай являє собою генератор періодичної напруги, за формою наближеної до синусоїди, або дискретного сигналу [16].

При виборі інвертора слід враховувати вхідну напругу, яку необхідно погоджувати з потужністю інвертора, оскільки зі збільшенням вихідної потужності ростуть вхідні струми, що призводить до більш важких умов роботи транзисторів вихідного каскаду і до великих втрат на сполучних проводах. Знизити вхідні струми і відповідно зменшити втрати дозволяє вибір більш високої вхідної напруги. Рекомендовано обирати такий рівень напруги [17]:

- 12 В при потужності до 600 Вт,
- 24 В при потужності від 600 до 1500 Вт,
- 48 В при потужності понад 1500 Вт.

В ідеалі, номінальна вихідна потужність інвертора повинна дорівнювати сумі потужностей всіх навантажень. Однак, в реальності частіше роблять вибір за навантаженням з максимальною потужністю. При цьому необхідно враховувати і пускові струми всіх навантажень, які можуть бути в 10 разів більше робочих. Помноживши пусковий струм на напругу ми отримаємо пускову потужність, яка повинна бути менше пікової.

Варто відзначити, що якщо виробник не вказує окремо пікову вихідну потужність, то швидше за все зазначена в якості номінальної насправді є піковою.

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						43
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Задля того, щоб уникнути більшості проблем, варто обирати якісний синусоїдальний інвертор, оскільки всі індуктивні навантаження просто не будуть працювати при прямокутній формі вихідної напруги.

Квазісинусоїда - це свого роду компроміс між прямокутною формою і чистим синусом. Більшість синусоїдальних моделей є якісними, проте зустрічаються і ненадійні екземпляри.

Багато інверторів обладнані вентилятором для примусового охолодження, тому варто звертати увагу, чи працює він завжди або тільки при перегріванні, а також чи регулюється його швидкість. У якісних моделях вентилятор відключається при невеликому навантаженні.

Якісний інвертор повинен володіти максимальною кількістю захистів:

- від високої та низької напруги акумуляторної батареї,
- від короткого замикня (КЗ) по виходу,
- від перевантаження по виходу,
- від перегріву.
- наявність захистів запобіжить виходу з ладу в екстрених ситуаціях.

Коефіцієнт корисної дії сонячного інвертора в кінцевому рахунку визначає скільки енергії буде витрачено даремно. Сучасні моделі мають ККД 90-95%. При ККД нижче 90% більше 10% енергії буде витрачено даремно, що не припустимо для сонячної електростанції, де кожен Ват на рахунку.

Одним з важливих параметрів також є споживана потужність без навантаження. Цей параметр повинен бути в районі 1% від номінальної потужності.

Потрібно вибирати модель з мінімальним споживанням в режимі очікування, щоб мінімум енергії витрачалось на підтримку роботи системи. Великим плюсом в цьому випадку є наявність чергового режиму, споживання в якому скорочується ще значніше. Наявність чергового режиму дозволяє значно заощадити енергію, накопичену в акумуляторах. Однак і тут є нюанс. Щоб не виникло проблем з підключенням навантажень малої потужності, потрібно, щоб черговий режим можна було відключати вручну. Оскільки, якщо його не можна відключити, то

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

може виникнути ситуація, коли інвертор не вийде з чергового режиму при підключенні навантаження.

У разі, якщо планується використання інвертора в неопалюваному приміщенні, необхідно звернути увагу на робочий температурний діапазон обраної моделі. Крім того, широкий температурний діапазон зазвичай вказує на те, що мається на увазі не тільки побутове, а й професійне використання пристрою, що в свою чергу побічно свідчить про високу якість.

Протягом довгого часу на ринку сонячної енергетики домінували інвертори з вбудованими трансформаторами, тобто з гальванічною розв'язкою [18]. Однак, протягом останніх років все сильніше просуваються безтрансформаторні інвертори, які мають деякі переваги в порівнянні зі звичайним варіантом. Головним аргументом для безтрансформаторного інвертора є відсутність втрат перетворення в трансформаторі, що знайшло відображення в більш високій ефективності до 98% в порівнянні з інверторами з трансформатором, коефіцієнт корисної дії яких досягає приблизно 96%. До того ж слід врахувати і економію матеріалів, яка забезпечує більш низьку вагу при тій же номінальній продуктивності і, в кінцевому рахунку, знижує вартість інвертора.

Висока напруга на стороні постійного струму призводить до підвищених вимог до безпеки, які слід враховувати при проектуванні інвертора. На користь інвертора з трансформатором говорить те, що при його застосуванні фотогальванічний генератор може мати як позитивне, так і негативне заземлення. Це має важливе значення при використанні деяких типів тонкошарових сонячних батарей, так як для них потрібно негативне заземлення генератора. Це не завжди можливо зробити при застосуванні безтрансформаторних інверторів. При цьому потенціал генератора задається електронікою, в основному, у вигляді симетричного поділу на позитивний і негативний. Також електронікою задається певна частка змінного струму на стороні постійного струму: якраз найбільш ефективні типи інверторів дозволяють потенціалу генератора сонячної електростанції коливатися на половину амплітуди потужності. Таке коливання потенціалу може в результаті постійно створювати проблеми, якщо сонячні батареї

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

виявляють високі паразитні ємності - в цьому випадку виникає ємніснівтрата. Але деякі типи тонкошарових сонячних батарей можуть бути без обмежень в комбінації з безтрансформаторними інверторами. Тому при виборі інвертора для певного типу сонячних батарей завжди слід враховувати специфікацію виробника інверторів.

На мою думку, оптимальним вибором по відношенню ціна/якість є інвертор від виробника Huawei потужністю 20 кВт типу Sun2000-20KTL. Характеристика даного інвертора, отримана з офіційного сайту виробника [19], приведена в табл.2.3

Таблиця 2.3. Технічні характеристики інвертору Huawei Sun2000-20KTL

Технічні характеристики	Значення
Максимальна ефективність	98,6 %
Максимальна потужність DC	25500 Вт
Максимальна напруга DC	1000 В
Макс. сила струму на кожен MPPT	18 А
Макс. струм КЗ на кожен MPPT	25 А
Робочий діапазон MPPT	200-950 В
Номинальна напруга DC	620 В
Максимальна кількість вводів	6
Кількість MPPT трекерів	3
Номинальна напруга AC	17000 Вт
Частота	50/60 Гц
Розміри (висота×довжина×ширина)	520 x 610 x 255 мм
Вага	48 кг
Ступінь безпеки	IP 65
Робочий діапазон температури	Від -25 ° С до +60 ° С

Переваги інвертору Huawei Sun2000-20KTL:

- Обладнаний інтелектуальним моніторингом та діагностикою несправностей кодного стрінгу.
- До 3 MPP трекерів для нівелювання ефектів неоднорідності поля енергогенерації та максимальної продуктивності при різноматних умовах.
- RS 485 та USB сумісність для підключення та управління.
- Графічний LCD дисплей та дистанційний моніторинг.

- Максимальна ефективність 98,6 %.
- Обладнаний ОПН II типу по сторонам DC та AC.
- Низький рівень шуму та випромінювання.
- Має пристрій захисного відключення.
- Гарантія до 25 років.
- Клас захисту IP 65.

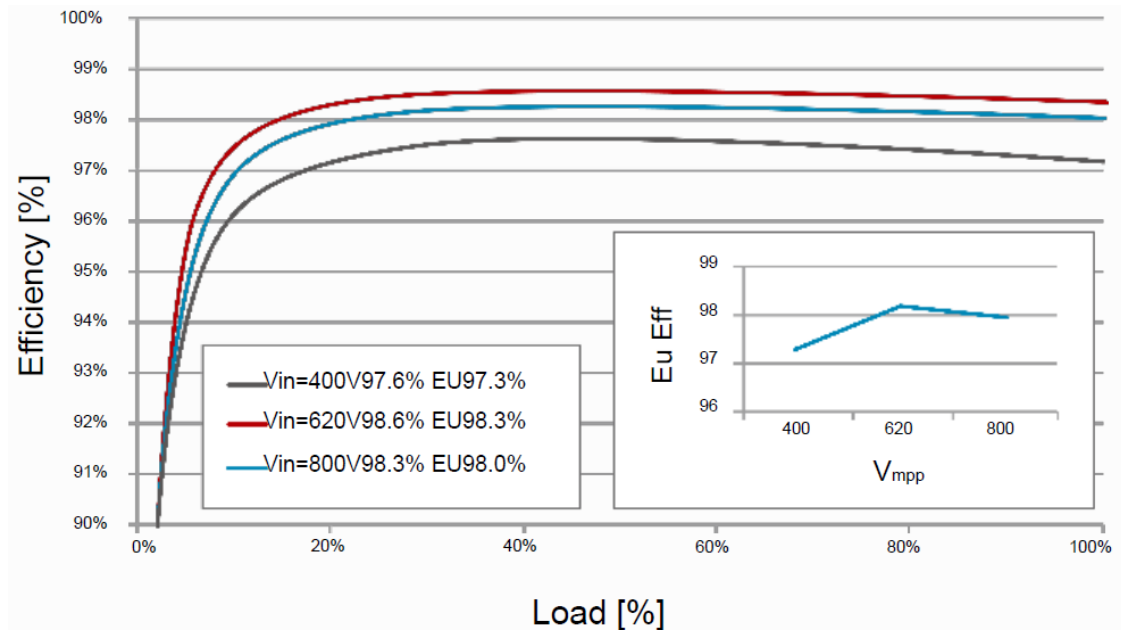


Рисунок. 2.6. Крива ефективності інвертора

2.3 Вибір схеми приєднання сонячної електростанції до шин РУ-0.4кВ

Для дослідження сумісної роботи споживачів власних потреб тягової підстанції з сонячними батареями була запропонована схема, яка показана на рис.2.7. Для спрощення схеми на рисунку не показані перетворювачі електричної енергії.

Для дослідження сумісної роботи споживачів з сонячними батареями розглянемо наступні режими роботи системи в залежності від освітлення. Значення фото-ЕДС, що встановилося при освітленні переходу випроміненим постійної інтенсивності з максимальним освітленням описується рівнянням [20].

$$U = \frac{k \cdot T}{q} \ln\left(\frac{I_{ph} - I}{I_s} + 1\right) \quad (2.8)$$

де I_s – струм насичення; I_{PH} – фотострум; k – коефіцієнт вибору зовнішнього навантаження дорівнює від 0,25 до 1; q – заряд електрона, Кл; T – температура сонячних фото елементів, К; I – інтенсивність сонячного випромінювання.

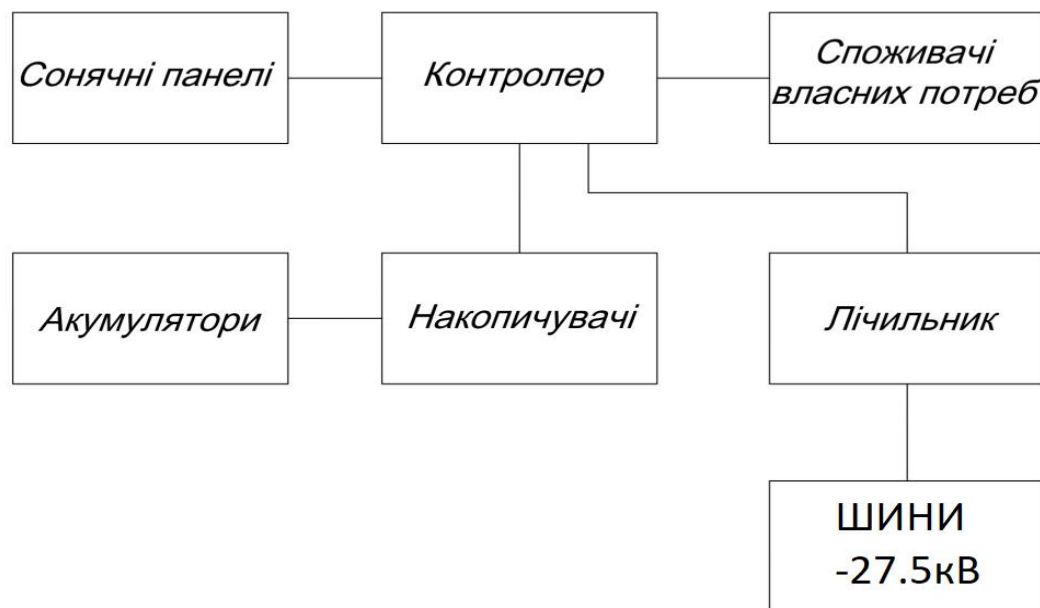


Рисунок. 2.7. Структурна схема сумісної роботи системи живлення власних потреб тягової підстанції змінного струму

Перший режим. Коли потужність сонячної батареї при освітленні 100 % забезпечує потужності: споживачів власних потреб, заряду акумуляторів, нагріву води, продаж електричної енергії в мережу (27.5кВ) по «зеленому тарифу».

Другий режим. Потужність сонячної батареї при освітленні 90 % забезпечує потужності: споживачів власних потреб, заряду акумуляторів, нагріву води. Зменшується потужність продажу у мережу(27.5кВ) по «зеленому тарифу».

Третій режим. Потужність сонячної батареї при освітленні 80 % забезпечує потужності: споживачів власних потреб, заряду акумуляторів, зменшується потужність на нагрів води, відключається живлення мережі(27.5кВ) по «зеленому тарифу».

Четвертий режим. Потужність сонячної батареї при освітленні 70 % забезпечує потужності: споживачів власних потреб, заряду акумуляторів, відключається живлення на нагрів води.

П'ятий режим. Потужність сонячної батареї при освітленні 60 % забезпечує потужності: споживачів власних потреб, відключається зарядка акумуляторів. При необхідності споживачі власних потреб живляться від сонячних батарей і акумуляторів.

Шостий режим. При освітленні менше 60 % і з глибиною 30 % розряду акумуляторів починається живлення споживачів з мережі і заряд акумуляторів (нічний або денний тариф).

Для прикладу наведемо декілька порівнянь роботи системи у графічному вигляді рис. 2.8 та рис. 2.9.

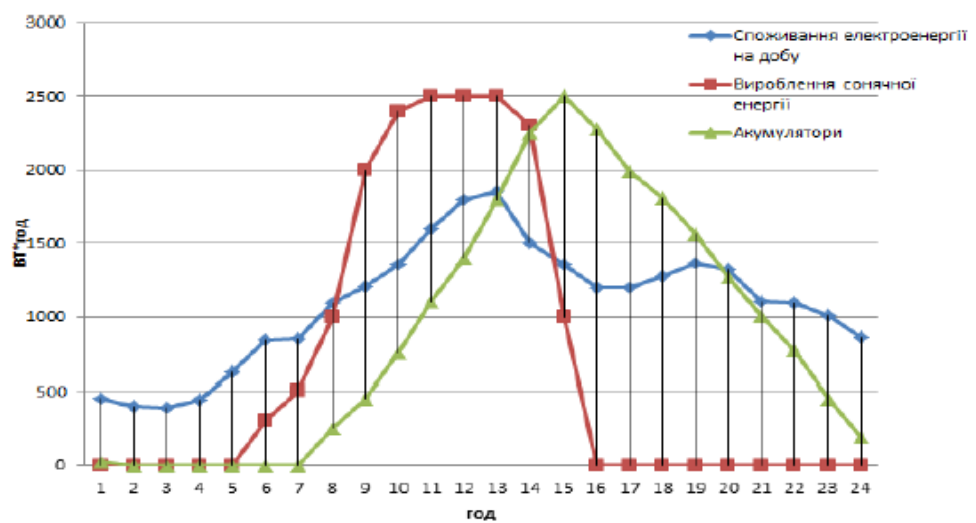


Рисунок. 2.8. Графік не ефективної сумісної роботи за добу

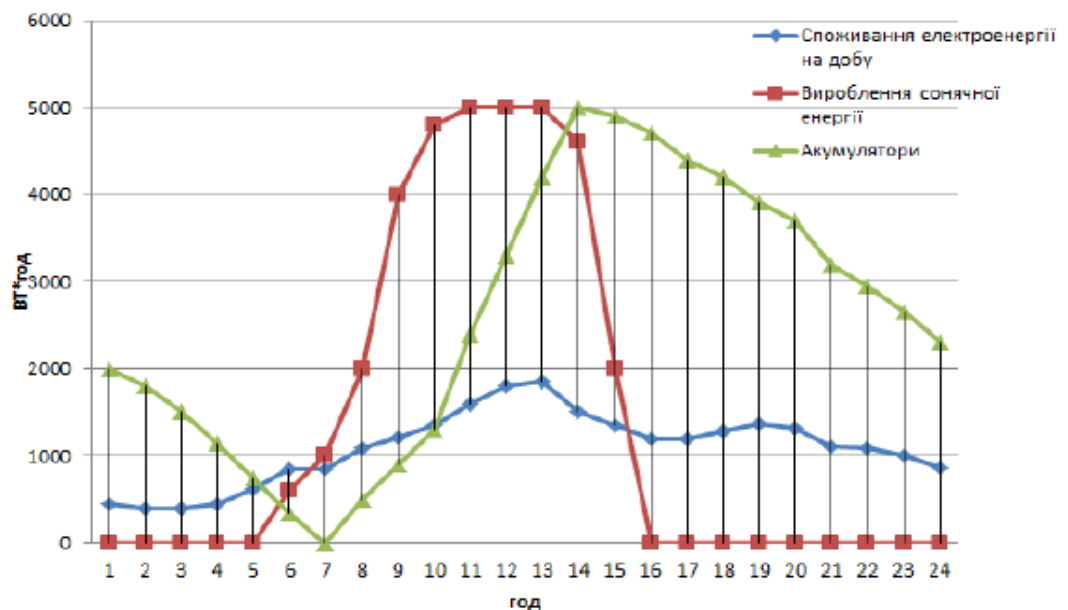


Рисунок. 2.9. Графік ефективної сумісної роботи за добу

Як видно з графіка рис. 2.8 живлення власних потреб за рахунок сонячної енергії відбувається практично тільки з 8-ї по 20-у годину доби. На рис. 2.9 живлення власних потреб за рахунок сонячної енергії відбувається практично 24-и години, при розряді акумуляторних батарей на 30...50 % і продажу електричної енергії по зеленому тарифу з 9-ї по 15-у доби.

На даний час на залізниці широко застосовують різноманітні засоби автоматичного та телемеханічного управління виробничими процесами: рухом поїздів, роботою систем енергопостачання тощо. Надзвичайно важливими засобами залізничної автоматики і телемеханіки є пристрої сигналізації, централізації стрілок і сигналів та колійного блокування.

Зараз для живлення систем залізничної автоматики застосовується схема (рис. 2.10). На залізницях постійного та змінного струму живлення пристроїв сигналізації, централізації і блокування (СЦБ) здійснюють від шин власних потреб змінного струму. Напругу 220 В підвищують трансформатором та подають на спеціальні шини 10 кВ, від яких по фідерах 10 кВ напруга надходить на відповідні ділянки живлення. Тобто, для живлення пристроїв СЦБ використовується подвійна трансформація. Спочатку напругу знижують до 220 В за допомогою ТВП, а потім її підвищують трансформатором до 10 кВ. Цим виключається електричний зв'язок між збірними шинами 10 кВ і лініями 10 кВ СЦБ (при цьому існує тільки магнітний зв'язок). Таким чином запобігається можливість підживлення місця ушкодження при к. з. на лінії СЦБ з боку збірних шин 10 кВ.

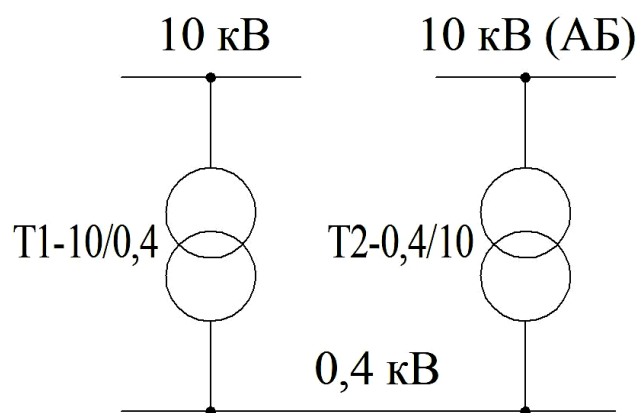


Рисунок 2.10 – Існуюча схема живлення систем залізничної автоматики

В даний час експлуатація сонячних електростанцій в нашій країні стає все більш актуально і доцільно. Сфер застосування для сонячних панелей все більше і більше, вони знайшли себе в промисловому комплексі, сільському господарстві, приватному секторі. Сучасні технології дозволяють отримувати сонячні панелі, які при мінімальних експлуатаційних витратах і обслуговуванні, забезпечать генерацію електрики, як мінімум, на 30 років. Встановлена власна СЕС дозволить вирішити ряд питань, серед яких: зменшити експлуатаційні витрати - мінімальна кількість обслуговуючого персоналу за рахунок високої автоматизації і незначних витрат на техобслуговування, технології, що використовуються в сонячній енергетиці, дозволяють частково компенсувати реактивну потужність, знизити втрати електроенергії при транспортуванні через максимальне наближення джерела до споживача; зменшити число і довжину магістральних ЛЕП; зменшити наслідки аварій на центральних електростанціях і головних ЛЕП; забезпечити взаємне багаторазове резервування електрогенеруючих потужностей; знизити вплив на навколишнє середовище за рахунок застосування засобів альтернативної енергетики.

Пропонується змінити схему живлення систем залізничної автоматики, приєднавши до схеми СЕС:

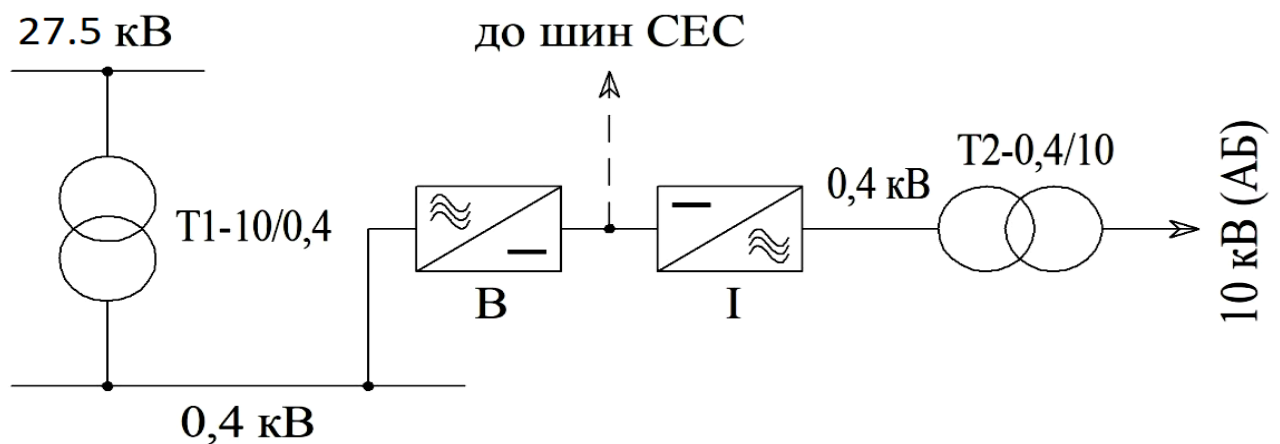


Рисунок 2.11 – Пропонована схема живлення систем СЕС

У новій схемі пропонується застосовувати IGBT-транзистори. IGBT - біполярний транзистор із ізольованим затвором - трьохелектродний силовий напівпровідниковий прилад, що поєднує два транзистора в одній

напівпровідникової структури: біполярний (утворює силовий канал) і польовий (утворює канал управління). Використовується, в основному, як потужний електронний ключ в імпульсних джерелах живлення, інверторах, в системах управління електричними приводами. БТІЗ поєднує переваги двох основних видів транзисторів:

- високий вхідний опір, низький рівень керуючої потужності - від польових транзисторів з ізолюваним затвором;
- низьке значення залишкової напруги у включеному стані - від біполярних транзисторів;
- малі втрати у відкритому стані при великих струмах та високих напругах;
- характеристики перемикання і провідність біполярного транзистора;
- управління як у МОН - напругою.

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						52
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

3. РЕАЛІЗАЦІЯ МОДЕЛІ НОВОЇ СХЕМИ ЖИВЛЕННЯ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ТЯГОВОЇ ПІДСТАНЦІЇ

3.1 Структура моделі

Розглянемо типову принципову схему силового кола ТП змінного струму. З точки зору функціонального призначення силових ланцюгів, ТП можна розділити на три частини: живильну мережу, тягові пристрої і ланцюги нетягових споживачів. Мережа живлення - це зовнішнє джерело живлення підстанції напругою 27.5 кВ і вище. Тягові пристрої - це сукупність електричних апаратів, що перетворюють і розподіляють електроенергію для потреб електротяги. Ланцюг нетягових споживачів - це комплекс пристроїв, призначений для перетворення і розподілу електроенергії нетягових споживачам, серед яких найбільш важливим є станційна і підлогова апаратура СЦБ.

Напруга АБ і СБ вибиралася між 14 В і 220 В та інвертовану в стандартну 220 В змінного струму з частотою 50 Гц і синусоїдальною формою з спотворенням менше $K_{\Gamma} (U_H) \leq 10\%$. Результати моделювання в середовищі Matlab -Simulink систем з різними номінальними напругами і типами інверторів дозволяють вибрати напруга АБ і СБ. Проведено розрахунок СЕС. Модель СБ складається з керованого джерела струму (рис. 2.1) [21, 22, 23], приєднаного до АБ через розділовий діод.

Напруга АБ і СБ вибиралася між 14 В і 220 В та інвертовану в стандартну 220 В змінного струму з частотою 50 Гц і синусоїдальною формою з спотворенням менше $K_{\Gamma} (U_H) \leq 10\%$. Результати моделювання в середовищі Matlab -Simulink систем з різними номінальними напругами і типами інверторів дозволяють вибрати напруга АБ і СБ. Проведено розрахунок СЕС. Модель СБ складається з керованого джерела струму (рис. 3.1) [21, 22, 23], приєднаного до АБ через розділовий діод.

Напруга АБ і СБ вибиралася між 14 В і 220 В та інвертовану в стандартну 220 В змінного струму з частотою 50 Гц і синусоїдальною формою з спотворенням менше $K_{\Gamma} (U_H) \leq 10\%$. Результати моделювання в середовищі Matlab -Simulink систем з різними номінальними напругами і типами інверторів дозволяють вибрати напруга АБ і СБ. Проведено розрахунок СЕС. Модель СБ складається з керованого джерела струму (рис. 3.1) [21, 22, 23], приєднаного до АБ через розділовий діод.

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

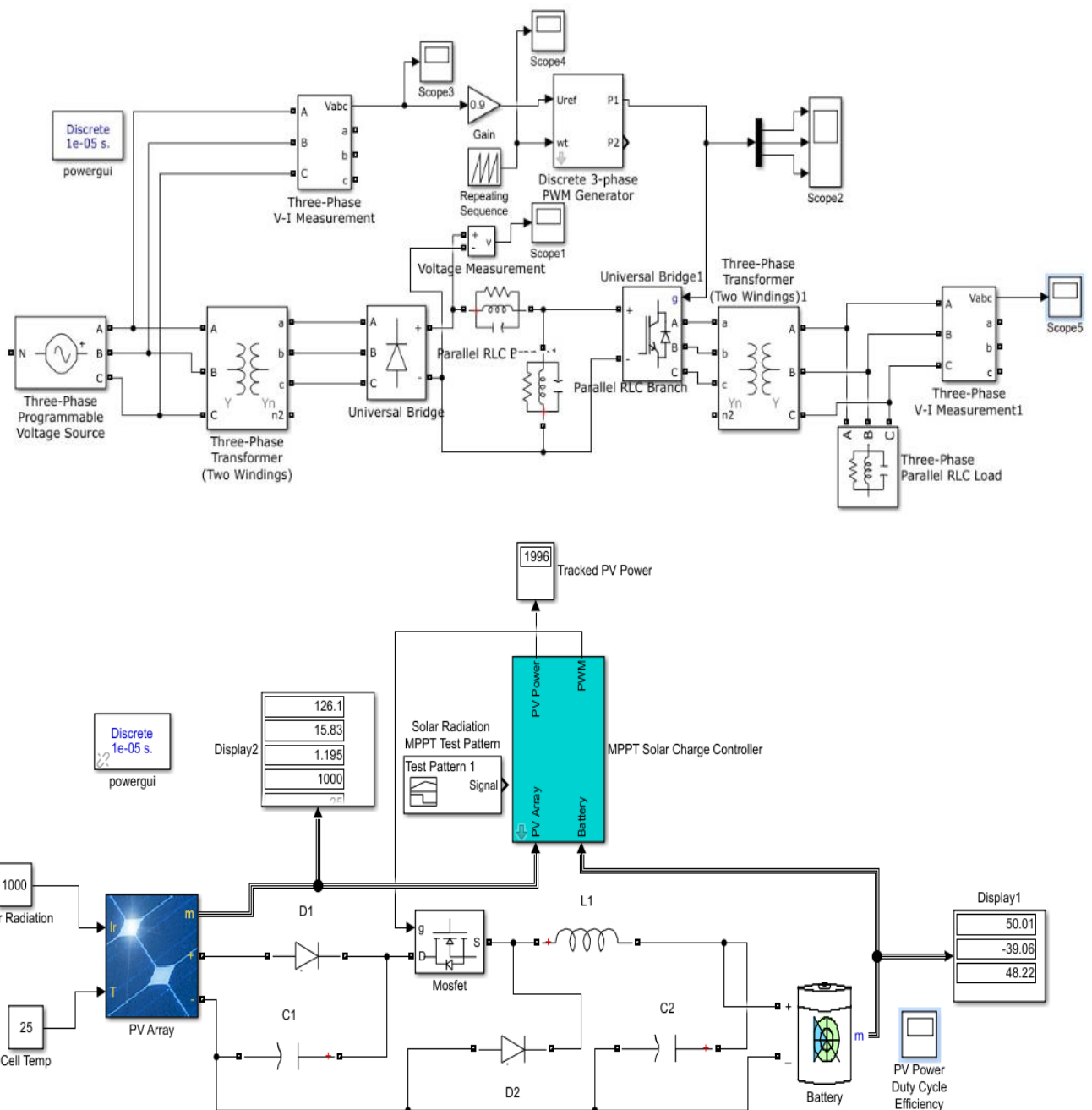


Рисунок.3.1. Схема моделювання живлення ВП ТП від СЕС в Simulink.

АБ для зарядки під'єднується до джерела струму, в ланцюг АБ необхідно включати контролер (Gain, Relay) для попередження перезаряду АБ. Коли сонячна панель заряджає акумулятор до бажаної максимальної напруги, схема попередження перезаряду паралельно сонячній панелі підключає навантажувальний транзистор, щоб поглинати надлишкову потужність сонячної панелі. АБ захищена від перезарядження релейним регулятором, що містить: задатчикопорної напруги Constant, пристрій порівняння напруги Battery з Constant - sum block, підсилювач помилки регулятора

Gain, релейний блок Relay, який керує транзистор. При досягненні напруги заряду на АБ14 В, СБ закорачується ключем транзистора.

Для узгодження характеристик СБ і АБ напруга СБ в точці максимальної потужності вибиралася рівною максимальній зарядній напрузі АБ, 14 В.

У низьковольтній схемі при $U_{AB} = 10 \div 14В$ використовується силовий трансформатор для підвищення напруги до $U_H = 220 В$.

Коефіцієнт трансформації трансформатора

$$K_{TV} = \frac{U_H}{U_{AB}} = \frac{220}{10 \div 14} = 22 \div 16.$$

Досліджувався інвертор з прямокутною формою вихідної напруги і регулюванням вихідної напруги на частоті 50 Гц за принципом ШІР - широтно-імпульсне регулювання [24].

Синусоїдальна форма напруги на навантаженні забезпечується паралельним резонансним LC контуром, підключеним до інвертору через трансформатор. Індуктивність L_{II} згладжує споживаний струм інвертора. Індуктивність L_H активно-індуктивного навантаження з $\cos\varphi = 0,8$ і паралельно включений трансформаторс конденсатором C_2 утворюють паралельний резонансний контур. Навантаження підключене до конденсатора C_2 і має синусоїдальну форму напруги з $K_T(U_H) \leq 10\%$. При виборі $U_{AB} = 220В$ відсутній силовий трансформатор TV, що підвищує напругу з 14В до 220В.

В [25, 26] наведені схеми однофазного інвертора і їх методики розрахунку, що використовуються при створенні СЕС. Формуються імпульси управління силовими транзисторами таким чином, щоб найбільш економічним способом наблизити форму вихідної напруги і струму до синусоїдальної форми. Найчастіше рекомендується застосовувати в системах з живленням від поновлюваних джерел енергії інвертор [27].

Результати порівняльного аналізу якості передачі гармонійного сигналу в одноктактних і двотактних багатозонних регуляторах з різними законами модуляції за критерієм мінімуму коефіцієнта гармонік вихідного сигналу наводиться в [28].

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						55
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

У програмі Simulink можна моделювати силовий трансформатор з урахуванням насичення сердечника за рахунок використання моделі - Saturable Transformer в розділі SimPowerSystems [29].

У моделі Saturable Transformer враховується нелінійність характеристики намагнічування матеріалу осердя. При моделюванні спочатку треба задати розраховані параметри трансформатора (Рис. 3.2).

На рис. 3.2 використані параметри:

1. Nominal power and frequency [P_n (VA) f_n (Hz)]:

[Номінальна повна потужність (ВА) і номінальна частота (Гц)].

У даному випадку [$P_{TV} = 2000 \text{ VA}$, $f = 50 \text{ Гц}$].

2. Winding 1 parameters [$V1$ (Vrms) $R1$ (pu) $L1$ (pu)]:

[Параметри першої обмотки. Чинне значення напруги обмотки (В), активний опір (Ом) і індуктивність розсіювання обмотки (Гн)].

У даному випадку [$U_1 = 10 \text{ В}$, $R_1 = 1,2 \text{ мОм}$, $L_1 = 0,019 \text{ мГн}$].

3. Winding 2 parameters [$V2$ (Vrms) R_2 (pu) L_2 (pu)]:

[Параметри вторинної обмотки. Чинне значення напруги обмотки (В), активний опір (Ом) і індуктивність розсіювання обмотки (Гн)].

У даному випадку [$U_2 = 242 \text{ В}$, $R_2 = 0,58 \text{ Ом}$, $L_2 = 5,73 \text{ мГн}$].

4. Threewindingstransformer:

[Трьохобмотковий трансформатор].

В даному моделюванні СЕС використовується тільки трансформатор з двома обмотками, тому не потрібні параметри для третьої обмотки.

5. Saturation characteristic [$i1$ (pu) $\phi1$ (pu); $i2\phi2$]:

[Характеристика насичення сердечника].

Нелінійна індуктивність враховується насиченням осердя трансформатора.

Нелінійна характеристика в моделі задається як кусочно-лінійна залежність між магнітним потоком сердечника Φ (В.с) і струмом намагнічування I_m (А). Для даного випадку нелінійна характеристика задається трьома точками [0 0; 3.92 0.0028; 28 0.006].

6. Core loss resistance and initial flux $[R_m(\text{pu}) \text{ } \phi_0(\text{pu})]$ or $[R_m(\text{pu})]$ only:
 [Опір ланцюга намагнічування]

Рисунок.3.2. Вікно завдання параметрів трансформатора

У табл.3.1 наведені результати моделювання інвертора з двома значеннями конденсатора $C2 = 800 \mu\text{F}$ згідно і $C2 = 78 \mu\text{F}$ з двома значеннями індуктивності розсіювання трансформатора: розрахованими із заданих одиниць) і збільшеними.

Табл.3.1. Результати моделювання та параметри трансформатора, що використовуються при моделюванні.

Параметри трансформатора	Задані параметри		Збільшені параметри	
R_1 - опір первинної обмотки (мОм)	$R_1 = 1,2$	$R_1 = 1,2$	$R_1 = 1,2$	$R_1 = 1,5$
R_2 - опір вторинної обмотки (Ом)	$R_2=0,58$	$R_2=0,58$	$R_2 = 0,58$	$R_2=0,73$
L_1 - інд. розсіювання первинної обмотки (мГн)	$L_1=0,02$	$L_1=0,02$	$L_1 = 0,02$	$L_1 = 0,048$
L_2 - інд. розсіювання вторинної обмотки (мГн)	$L_2=5,7$	$L_2=5,7$	$L_2 = 5,7$	$L_2= 23$
$L_S=(L_2+L_1') = (L_2+ (L_1 \cdot K_{TV}^2))$ - сумарна індуктивність трансформатора (мГн)	$L_S = 11$	$L_S=11$	$L_S = 11$	$L_S = 46,23$
Характеристика насиченості осердя (А, В.с)	[0 0 ; 3.92 0.0028; 28 0.006]			
R_m - опір кола намагнічування (Ом)	$R_m = 0,36$			
C_2 - фільтруючий конденсатор на виході трансформатора (мкФ)	800	78	240	180
$K_T(U_H)$ - коеф. гармонік вихідної напруги	5 (%)	50 (%)	10 (%)	6÷10 (%)

3.2 Розрахунок параметрів трансформатора

Блок «TSCB 10/ 0.4 kV» - представляє понижуючий трансформатор ТМ-320/10, з наступними параметрами (табл. 3.2), для живлення СЦБ навантаження.

Таблиця 3.2 – Електричні параметри трансформатору ТМ-320/10[7]

Тип трансформатора	Потужність, кВ·А	Номинальна напруга обмоток, В		Втрати, Вт		Напруга КЗ, %	Струм ХХ, %
		ВН	НН	КЗ	ХХ		
ТМ-320/10	320	10000	400	6200	1900	5,5	7

Для цілей моделювання активні та індуктивні опори обмоток трансформаторів та їх індуктивності повинні бути розраховані окремо для обмоток високої, низької і, якщо є, середньої напруги. Для цього, напруга короткого замикання $U_k, \%$, має бути знайдено для кожної з обмоток. У двообмоткових трансформаторах, U_k визначається за виразом (3.1).

$$u_{k(\phi)} = u_{k(H)} = 0,5 \cdot u_k, \quad (3.1)$$

$$u_{k(\phi)} = 0,5 \cdot 5,5 = 2,75\%.$$

Опори r_T , Z_T , X_T , O_M , і індуктивність L_T , Γ_H , кожної з обмоток трансформатора обчислюються за такими формулами :

$$r_m = 3 \cdot \frac{P_k \cdot U_\phi^2}{(S_{T_НОМ})^2}, \quad (3.2)$$

$$Z_m = 3 \cdot \frac{u_k}{100} \frac{U_\phi^2}{S_{T_НОМ}}, \quad (3.3)$$

$$X_m = \sqrt{Z_m^2 - r_m^2}, \quad (3.4)$$

$$L_m = \frac{X_m}{2\pi f}, \quad (3.5)$$

де P_k - втрати потужності при к.з., $Вт$;

$S_{T_НОМ}$ - номінальна потужність трансформатора, $ВА$;

u_k - напруга к.з., приведене до відповідної обмотки, %;

U_ϕ - фазна напруга на відповідній обмотці, $В$.

Тепер підставимо числові дані для розрахунку:

$$r_1 = 3 \cdot \frac{6,2 \cdot 10^2}{320^2} = 0,018 Ом,$$

$$r_2 = 3 \cdot \frac{6,2 \cdot 0,4^2}{320^2} = 2,906 \cdot 10^{-5} Ом,$$

$$Z_1 = 3 \cdot \frac{5,5}{100} \cdot \frac{10^2}{320^2} = 0,161 \cdot 10^{-3} Ом,$$

$$Z_2 = 3 \cdot \frac{5,5}{100} \cdot \frac{0,4^2}{320^2} = 2,58 \cdot 10^{-7} Ом,$$

$$X_1 = \sqrt{(0,161 \cdot 10^{-3})^2 - 0,018^2} = 0,018 Ом,$$

$$X_2 = \sqrt{(2,58 \cdot 10^{-7})^2 - (2,906 \times 10^{-5})^2} = 2,906 \times 10^{-5} Ом,$$

$$L_1 = \frac{0,018}{2 \cdot \pi \cdot 50} = 5,73 \times 10^{-5} Гн,$$

$$L_2 = \frac{2,906 \times 10^{-5}}{2 \cdot \pi \cdot 50} = 9,25 \times 10^{-8} Гн.$$

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Вимірювання в даній схемі виконують за допомогою блоків «Three-Phase V-I Measurement 10 kV» та «Three-Phase V-I Measurement 0.4 kV», що вимірюють фазні струми та напруги.

Блок Three-Phase Transformer (Two Windings) –трифазний двообмотковий трансформатор

Після подачі на вхід схеми даних, які були зафіксовані при вимірюваннях отримаємо наступне:

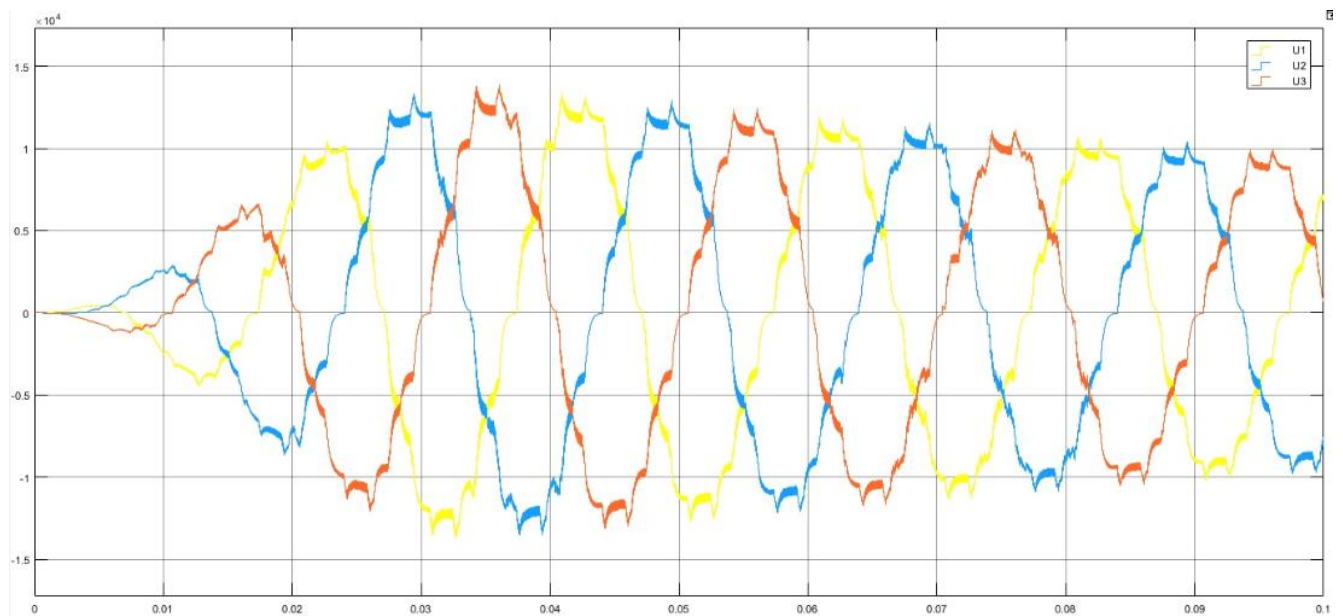


Рисунок 3.3 – Графік вихідної напруги

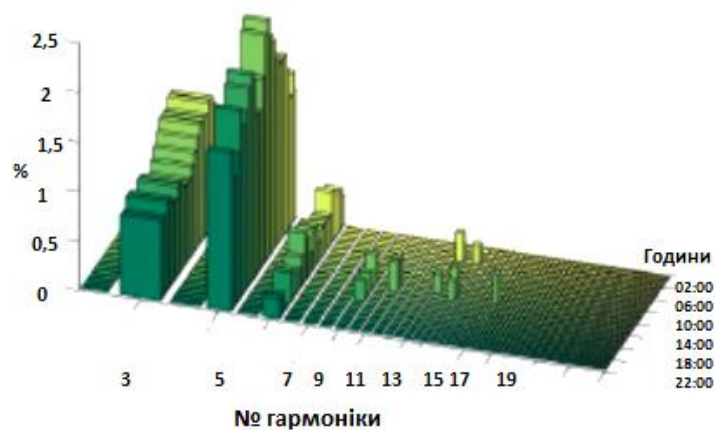


Рисунок 3.4– Спектральний аналіз напруги при роботі СЕС у фазі «А»

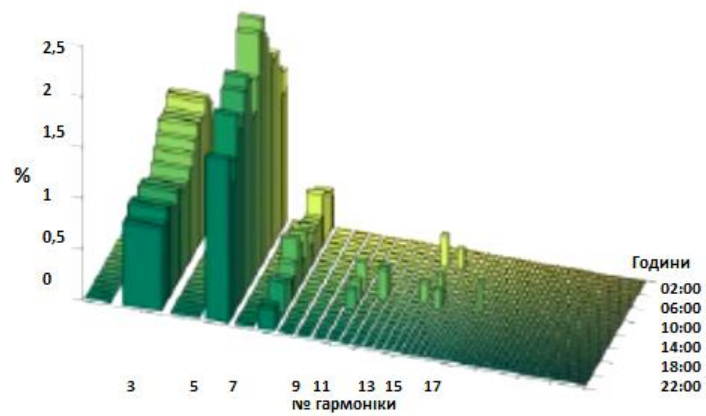


Рисунок 3.5 – Спектральний аналіз напруги при роботі СЕС у фазі «В»

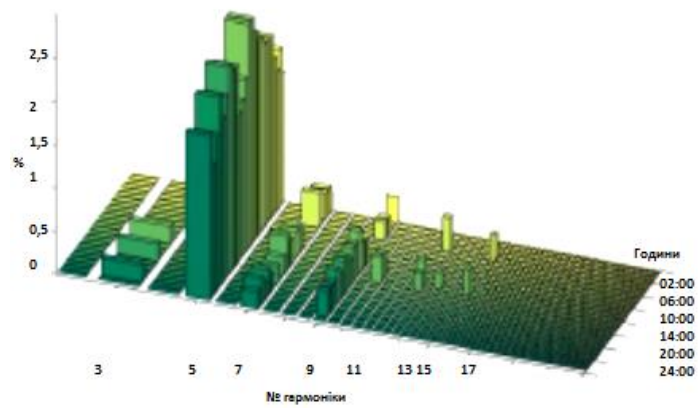


Рисунок 3.6 – Спектральний аналіз напруги при роботі СЕС у фазі «С»

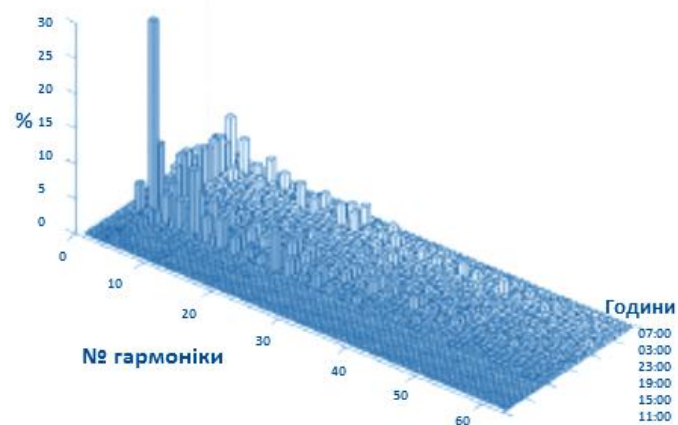


Рисунок 3.7 – Спектральний аналіз напруги до роботи СЕС у фазі «А»

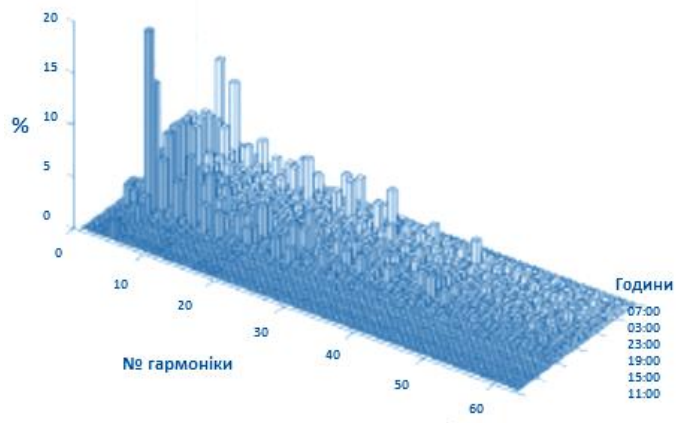


Рисунок 3.8 – Спектральний аналіз напруги до роботи СЕС у фазі «В»

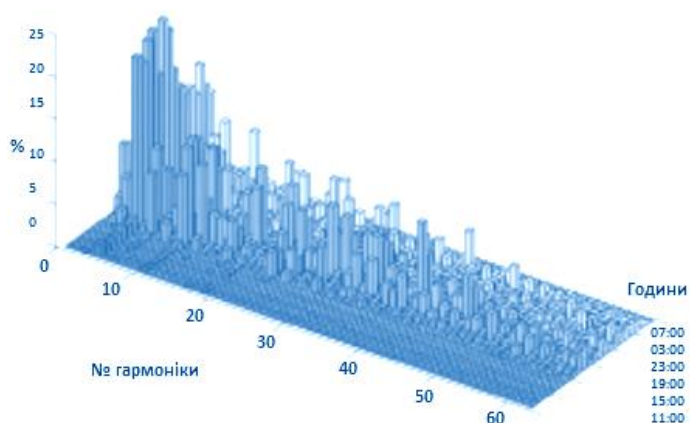


Рисунок 3.9 – Спектральний аналіз напруги до роботи СЕС у фазі «С»

Порівнявши графіки спектрального аналізу для обох варіантів (рис.3.4-3.9) видно, що при роботі СЕС спостерігається зменшення амплітуди гармонік та менша емісія гармонік. При другому варіанті (без СЕС) амплітуда гармонік зростає і з'являються 11 – 25 гармоніки. При роботі СЕС гармонійні складові в струмі майже не спостерігаються, а при припиненні генерації енергії в мережу з'являється повний спектр гармонік до 63 (рис.3.7 – 3.9). 3-5 гармоніки викликані роботою інверторів і як можна побачити зі спектрального аналізу вони є переважаючими одночасно бачимо, що величини наявних гармонік генерованих СЕС не перевищують максимально допустимих відносних значень згідно із ДСТУ EN 50160:2014.[30]

ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

Обсяг виконаних у роботі досліджень дозволяє сформулювати наступні висновки

1. Існуюча на сьогодні схема живлення власних потреб тягової підстанції змінного струму не забезпечує необхідну надійність живлення власних потреб у відповідності з 1 категорією надійності електропостачання. Але при цьому при цьому живлення власних потреб здійснюється за рахунок електричної енергії джерел системи зовнішнього енергопостачання які як правило завжди знаходяться на великій відстані від зазначеної групи споживачів даної окремої тягової підстанції. Відповідно за рахунок транзиту згаданої потужності через елементи системи електропостачання в них виникають втрати електроенергії, завантажується їх встановлена потужність.

2. Оскільки задача зниження втрат електроенергії в системах тягового електропостачання залізниць є їй буде актуальною, однією із складових вирішення одного завдання, а саме впровадження модернізованої системи живлення власних потреб тягової підстанції яка базується на принципі максимального наближення генерацій потужності до місця розташування споживачів власних потреб тягової підстанції.

3. Враховуючі сучасні тенденції розвитку світової енергетики, а також наявний позитивний досвід Укрзалізниці у використанні електроенергії генерованої ВДЕ пропонується в схему живлення власних потреб додати сонячні електростанції у якості основного джерела живлення, при цьому можливості щодо резервування власних потреб без ніяких джерел, в тому числі системи зовнішнього електропостачання зберігається.

4. Аналіз електричних навантажень власних потреб тягової підстанції показує, що для їх живлення вистачить потужності СЕС яка має скласти 29777Вт. Проведені дослідження по розміщенню місця розташування основного обладнання СЕС на тяговій підстанції.

5. Наприкінці зазначимо, що запропонована концепція модернізації схеми живлення власних потреб тягової підстанції має підвищити надійність

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						63
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

електропостачання споживачів власних потреб за рахунок інтеграції у схему додаткова незалежного джерела живлення. Також передбачається позитивний ефект покращення режиму напруги на споживачах при одночасному виконанні норм якості електроенергії з точки зору гармонійного спектру живлячої напруги.

6. У якості перспектив подальших досліджень вважаємо за доцільне передусім зазначити важливість проведення аналогічного аналізу та розрахунків з метою визначення перспектив використання ВЕС в схемах живлення власних потреб особливо в тих випадках коли використання СЕС є не можливим через компонування обмеження на території розміщення тягової підстанції.

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						64
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Карасёва А. А. Анализ мирового опыта развития высокоскоростного железнодорожного транспорта // Карасёва А. А., Васильева М. А. / Молодой ученый. — 2016. — №6. — С. 114-117.
2. Пастушенко М. С. Перспективи впровадження ВДЕ на залізничному транспорті України. – 2014. С.7
3. Сиченко В. Г. Інтеграція сонячних електростанцій у систему тягового електропостачання постійного струму. /Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут», № 12 (1121) 2015, с. 364-368
4. Сиченко В. Г. Якість електричної енергії на шинах 10 кВ при паралельній роботі тягової підстанції разом з сонячною електростанцією.// Сиченко В. Г., Косарев Є. М., Пулін М. М. Електрифікація транспорту, №13 2017, с. 71-77.
5. Яндульський О. С. Моделювання і аналіз впливу сонячних електростанцій на режими роботи електричної мережі // О.С. Яндульський, О.В. Хоменко, А.А. Марченко // Наукові праці ДонНТУ. Серія: «Електротехніка і енергетика». – 2013. – №1(14). – С. 324-329
6. Бекиров Э. А. Анализ качества электрической энергии, генерируемой солнечной электростанцией в энергосистему. // Э. А. Бекиров, И. В. Романовский, С. И. Колобов // Строительство и техногенная безопасность. – 2011. – № 40. – С. 106-115
7. Прохорский А. А. Тяговые и трансформаторные подстанции / Прохорский А. А. – М.: Транспорт, 1983. – с. 436-441
8. Собственные нужды подстанций. Электросети/ [Электронный ресурс]: <http://pue8.ru/elektrotekhnika/903-sobstvennye-nuzhdy-podstantsij.html> ©AdMe.ru
9. В.Г. Кузнєцов Методичні вказівки для виконання контрольної роботи. [Текст] Енергозбереження. // В.Г. Кузнєцов, О.О. Матусевич - ДНУЗТ ім.ак.В. Лазаряна. - Дніпропетровськ – 2009. – 38 с.
9. РД 34.09.208. Інструкція по нормуванню витрат електроенергії на власні потреби підстанцій 35-500 кВ. М., 1981.

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

11. <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/601-17> [Електронний ресурс], Закон України, щодо встановлення «Зеленого» тарифу.
12. Величко С. А. Енергетика навколишнього середовища України (з електронними картами). Навчально-методичний посібник для магістрів [Текст]. Харків: Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна. – 2003. – 52 с.
13. Стогній Б. С. Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні [Текст]. Технічна електродинаміка.//Стогній Б. С., Кириленко О. В., Праховник А. В., Денисюк С. В. – 2012. -№5. – с. 52-67.
14. Std. IEC/TS 62548:2013. Фотоелектричні панелі. Вимоги до проектування.
15. Акумуляторні батареї (<http://sitem.com.ua/923alten.php>) Електрон-ний ресурс.
16. УДК 621.316 П.Д. Лежнюк, О.Є. Рубаненко, І.О. Гунько (ВНТУ). «Вплив інверторів СЕС на показники якості електричної енергії»
17. <https://www.solnechnye.ru/inventory-220v/vybor-invertora.htm>
18. <http://sunnik.com.ua/kak-pravilno-vybrat-invertor-dlya-vashej-kryshnoj-solnechnoj-elektrostantsii/>
19. <http://huawei.energy/upload/iblock/1e0/1e0e3641c39d22a675c8989b17321943.pdf>
20. УДК 621.331 О.М.Полях (ДПТ), Ю.О. Кугаєнко (ДПТ) «Дослідження сумісної роботи споживачів власних потреб з нетрадиційними джерелами енергії»
- 21.Єрмоєнко В.Г., Жирнова Н.Б., Нянь Лінн Аунг. Моделювання системи електропостачання космічного апарата з арсенід-галієвою сонячною батареєю. Практична Силова Електроніка, 2012г.,№1 (45). – 43 ÷ 46 с.
- 22.Нянь Лінн Аунг, асп.; кер. В.Г. Єрмоєнко, д.т.н., проф. (НІУ « МЕІ »). Вибір типу сонячної батареї для побутового живлення в тропічних умовах: XI Міжнародна щорічна конференція «Возобновляемая и малая энергетика-2014». Москва. УДК785.78, ББК45.53 А-99, с. 68.

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						66
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

23. Нян Лінн Аунг, асп.; кер. В.Г. Єрмоєнко, д.т.н., проф. (НІУ« МЕІ»). Інвертор напруги сонячної батареї для тропічних умов: Двадцята Міжнародна науч.-техн. конф. студентів та аспірантів: Тез. докл. В4 т. Т. 2.: Видавничий дім МЕІ, 2014. – 194с.

24. UDC 620.92+502.174.3. Mad Elzein (BNTU) “Maximum power point tracking system for photovoltaic station: a review”.

25. Попков, О.З. Фізичні основи електроніки (конспект лекцій): учебний посібник/ О.З.Попков. – М.: Видавничий дім МЕІ, 2009. – 100 с.

26. Оптимізація приладів автономної енергетики: збірник статей. – Київ: Вид-во Наукова думка, 1978. – 167 с.

27. Кастров М.Ю. Однокаскадний понижуючий – підвищуючий інвертор. Практична силова електроніка №(32) / М.Ю. Кастров. 2008. – 4-10с.

28. Бриліна О.Г. Багатозонні регулятори з різними законами широтно- і частотно-широтно-імпульсної модуляції. Практична силова електроніка №2 (54) / О.Г. Бриліна. 2014. – 36-40с.

29. Дьяконов, В.П. Основи використання MATLAB 6.5 SP1/7 + Simulink 5/6 (Серія« Бібліотека професіонала») / В.П. Дьяконов. – М. : СОЛОН- Пресс, 2005. – 800 с.

30. ДСТУ EN 50160:2014. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності. – К. Держстандарт, 2014. – 12-14 с.

					02.15. ЕС 1921.РД.2020-ПЗ	Арк.
						67
Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		