

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**  
**Сумський державний університет**  
Факультет електроніки та інформаційних технологій  
Кафедра електроенергетики

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ І. Л. Лебединський

\_\_\_\_\_ 2023 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**  
**на здобуття освітнього ступеня бакалавр**

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»,  
освітньо-професійної програми «Електротехнічні системи електроспоживання»  
на тему: «Компенсація втрат потужності в радіальній електричній мережі з фотоелектричною генерацією»

Здобувачки групи ЕТ-91 Чупрун Анастасії Олександрівни

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.



Чупрун Анастасія Олександрівна

Керівник доцент кафедри ЕЕ, к.т.н. І. М. Дяговченко \_\_\_\_\_

**Суми – 2023**

**ЗАВДАННЯ**  
**на кваліфікаційну роботу бакалавра**

Чупрун Анастасії Олександрівни

1. Тема роботи: «Компенсація втрат потужності в радіальній електричній мережі з фотоелектричною генерацією» затверджена наказом по університету № \_\_\_\_\_ від \_\_\_\_\_

2. Термін здачі студентом закінченої роботи: 31.05.2023 р.

3. Вихідні дані до роботи: активна та реактивна потужності навантаження споживачів, загальна потужність встановлених фотоелектричних установок з боку споживачів.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити):


- Аналіз проблем експлуатації електричних мереж з PV-генерацією;
- Розробка заходів компенсації впливу сонячної генерації на відхилення напруги в мережі від нормованих значень;
- Створення моделі розподільної мережі з локальними СЕС у MATLAB;
- Моделювання електричної мережі з компенсуючими пристроями у MATLAB-Simulink;
- Техніко-економічне порівняння запропонованих рішень;
- Охорона праці.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):

- Глобальна потужність сонячних фотоелектричних систем по країнам або регіонам, 2007-2017рр.;
- Динаміка росту встановленої потужності об'єктів ВДЕ, які працюють за «зеленим» тарифом, МВт;
- Рівень випромінювання та потенціал сонячної енергії в Україні.

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітки
1	Аналіз проблем експлуатації електричних мереж з PV-генерацією	До 10.05.2023	
2	Розробка заходів компенсації впливу сонячної генерації на відхилення напруги в мережі від нормованих значень	До 13.05.2023	
3	Створення моделі розподільної мережі з СЕС у MATLAB-Simulink	До 19.05.2023	
4	Моделювання електричної мережі з компенсуючими пристроями у MATLAB-Simulink	До 26.05.2023	
5	Техніко-економічне порівняння запропонованих рішень	До 28.05.2023	
6	Охорона праці	До 29.05.2023	
7	Оформлення пояснювальної записки	До 30.05.2023	
8	Здача роботи на перевірку	До 30.05.2023	

Студент \_\_\_\_\_  
  
(підпис)

Керівник роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)

## РЕФЕРАТ

с. 80, рис. 38, табл. 32

**Бібліографічний опис:** Чупрун А.О. Компенсація втрат потужності в радіальній електричній мережі з фотоелектричною генерацією [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Чупрун А.О.; керівник Дяговченко І.М. – Суми: СумДУ, 2023. – 80 с.

**Ключові слова:** електрична мережа, сонячна електростанція, втрати потужності, підвищення напруги, контроль інвертора.

electrical network, solar power plant, power losses, voltage rise, inverter control.

**Короткий огляд (реферат):** У ході даної бакалаврської роботи було розглянуто проблему підвищення рівня напруги, а також значного зростання втрат активної потужності в електричних розподільних мережах з фотоелектричними установками. На основі заданих даних про споживачів у програмі MATLAB (програмному середовищі Simulink) було розроблено спрощену модель трифазної мережі з СЕС. У роботі також було розглянуто методи вирішення проблеми, які включали в себе встановлення в мережу трансформаторів з пристроями РПН, вхідних дроселів, а також розробку контролера з регулюванням коефіцієнта потужності. Розглянуті заходи було введено в розроблену модель, на основі чого було проведено техніко-економічне порівняння.

## **ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ**

ВДЕ – відновлювальні джерела енергії

ДРГ – джерело розподіленої генерації

дСЕС – сонячні електростанції домогосподарств

ЗІЗ – засоби індивідуального захисту

ЕЕ – електроенергія

НН – низька напруга

ОП – охорона праці

РЕМ – розподільна електрична мережа

РПН – регулювання під навантаженням

СБ – сонячна батарея

СП – самонесучий ізолюваний провід

СЕС – сонячна електростанція

ТЕП – техніко-економічні показники

ФЕМ – фотоелектричний модуль

## Зміст

Вступ.....	8
1 Аналіз проблем експлуатації електричних мереж з PV-генерацією.....	10
1.1 Причини поширення та перспективи розвитку сонячної енергетики в Україні .....	10
1.2 Основні проблеми, що виникають при інтеграції дСЕС у РЕМ .....	13
1.3 Розробка заходів компенсації впливу сонячної генерації на відхилення напруги в мережі від нормованих значень .....	17
1.3.1 Застосування понижувальних трансформаторів з пристроями РПН..	17
1.3.2 Застосування мережевих дроселів .....	19
1.3.3 Регулювання коефіцієнта потужності інвертора .....	20
1.4 Висновки до розділу .....	21
2 Створення моделі розподільної мережі з СЕС у MATLAB-Simulink.....	22
2.1 Програмне середовище MATLAB-Simulink.....	22
2.2 Розробка моделі для дослідження стану напруги в мережі.....	22
2.2.1 Мережа без встановлених дСЕС.....	24
2.2.2 Мережа з різними варіантами встановлення дСЕС .....	27
2.3 Результати моделювання.....	31
2.4 Моделювання електричної мережі з компенсуючими пристроями у MATLAB-Simulink .....	38
2.4.1 Застосування трансформаторів з пристроями РПН.....	38
2.4.2 Застосування мережевих дроселів .....	47
2.4.3 Регулювання коефіцієнта потужності інвертора .....	53
2.5 Техніко-економічне порівняння запропонованих рішень .....	57
2.5.1 Основні поняття .....	57
2.5.2 Вибір моделей компенсуючих пристроїв .....	59

						<b>БР 3.6.141.392 ПЗ</b>						
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Компенсація втрат потужності в радіальній електричній мережі з фотоелектричною генерацією			Лист.	Лист	Листів		
Розроб.		Чупрун А. О.								6	80	
Перевір.		Дяговченко І. М.						СумДУ, гр. ЕТ-91				
Реценз.												
Н. Контр.												
Затверд.		Лебединський І.										

2.5.3 Розрахунки ТЕП для розроблених методів .....	62
2.6 Висновки до розділу .....	64
3 Охорона праці в електромережах з фотоелектричними установками .....	65
3.1 Загальні положення.....	65
3.2 Вимоги безпеки перед початком робіт .....	68
3.3 Вимоги безпеки під час виконання робіт .....	69
3.4 Правила безпеки після виконання ремонтних та технічних робіт на електроустаткуванні.....	70
3.5 Вимоги до безпеки у разі виникнення аварійних ситуацій .....	71
3.6 Безпека під час монтажу та експлуатації сонячних панелей.....	72
3.7 Правила техніки безпеки при монтажу та експлуатації перетворювачів напруги .....	73
3.8 Висновки до розділу .....	75
Висновки .....	76
Список використаних джерел .....	77

					<b>БР 3.6.141.392 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

## Вступ

В останні десятиліття сонячна енергетика стає все більш поширеною, замінюючи традиційні джерела енергії та доповнюючи їх. У розвинених країнах Європи від початку XXI століття спостерігається стрімка тенденція на щорічне збільшення обсягів виробництва електроенергії (ЕЕ) сонячними електростанціями (СЕС). Ці установки використовують для виробництва ЕЕ енергію сонця, є перспективним і екологічно чистим ВДЕ. За допомогою цієї технології можна отримати ЕЕ без спалювання палива, адже сонце – це практично необмежене джерело енергії.

В Україні також щорічно спостерігається підвищення обсягів виробництва енергії СЕС. Як повідомляє Національна комісія, яка здійснює держрегулювання у сферах енергетики і комунальних послуг (НКРЕКП), станом на 31 грудня 2021-го року введено в експлуатацію 6381,1 МВт генеруючих потужностей СЕС, що на 305,4 МВт більше за потужність, введену в експлуатацію станом на 31 грудня 2020-го року [1].

Варто відмітити, що вищезгадана статистика включає, здебільшого, великі СЕС, проте у даній роботі будуть розглядатися фотоелектричні (PV) установки побутових споживачів, тобто такі, що підключені до сторони низької напруги (НН) розподільної електричної мережі (РЕМ).

В житлових та офісних будівлях встановлюють фотоелектричні системи, які зазвичай підключаються до низьковольтних РЕМ. Під час пікового навантаження фотоелектрична система допомагає підтримувати оптимальний рівень напруги, але під час непікового навантаження може виникнути проблема підвищення напруги в кінці лінії, що може призвести до погіршення якості ЕЕ в системі та скорочення терміну експлуатації побутових приладів. Ще однією проблемою підключення потужних побутових PV-установок є втрати ЕЕ через значні перетоки активної потужності, що генерується у мережу.

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8



Метою дослідження, проведеного в рамках цієї бакалаврської роботи, є пошук та аналіз засобів та заходів для стабілізації рівня напруги на шинах мережі, зменшення втрат ЕЕ, а також техніко-економічне порівняння запропонованих засобів та заходів з подальшим вибором найбільш оптимального варіанту.

Для реалізації даної ідеї у програмному середовищі MATLAB (Simulink) була створена спрощена модель розподільної мережі вулиці з приватними будинками і наявністю СЕС у деяких споживачів. Створена модель дозволить отримати конкретні дані щодо стану напруги в мережі і оцінити ефективність запропонованих заходів з її регулювання.

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
						9
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

# 1 Аналіз проблем експлуатації електричних мереж з PV-генерацією

## 1.1 Причини поширення та перспективи розвитку сонячної енергетики в Україні

У всьому світі спостерігається тенденція на стрімкий розвиток відновлювальних джерел енергії (ВДЕ), а особливо СЕС.

Для прикладу, у 2017 році було введено в експлуатацію найбільше сонячних потужностей, у порівнянні з іншими видами технологій для виробництва ЕЕ. П'ять найбільших національних ринків – Китай, США, Індія, Японія і Туреччина – склали майже 84% встановлених сонячних потужностей. Потім йшли Німеччина, Австралія, Республіка Корея, Великобританія та Бразилія. За загальною потужністю найбільшими країнами-виробниками були Китай, Сполучені Штати Америки, Японія, Німеччина та Італія (рис. 1.1).

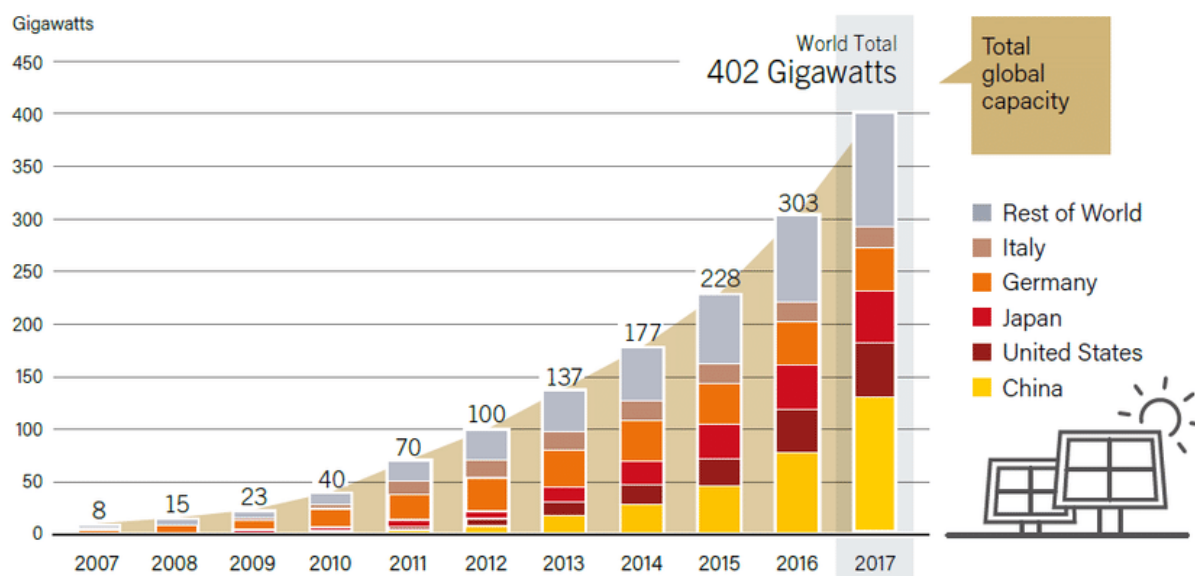


Рисунок 1.1 – Потужність СЕС по країнам за період 2007-2017 рр. [2]

Така світова тенденція не оминула й Україну, де за даними НКРЕКП, станом

					<b>БР 3.6.141.392 ПЗ</b>		
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Чупрун А. О.			Лит.	Лист	Листів
Перевір.		Дяговченко І. М.				10	80
Реценз.					СумДУ, гр. ЕТ-91		
Н. Контр.							
Затверд.		Лебединський І.					
					Компенсація втрат потужності в радіальній електричній мережі з фотоелектричною генерацією		

на 31 грудня 2021 року, загальна встановлена потужність сектору відновлюваної енергетики в Україні досягла 9655,9 МВт. Ця цифра включає в себе сонячні установки, що використовуються приватними домогосподарствами (дСЕС), або 8450,8 МВт – без дСЕС (рис. 1.2).

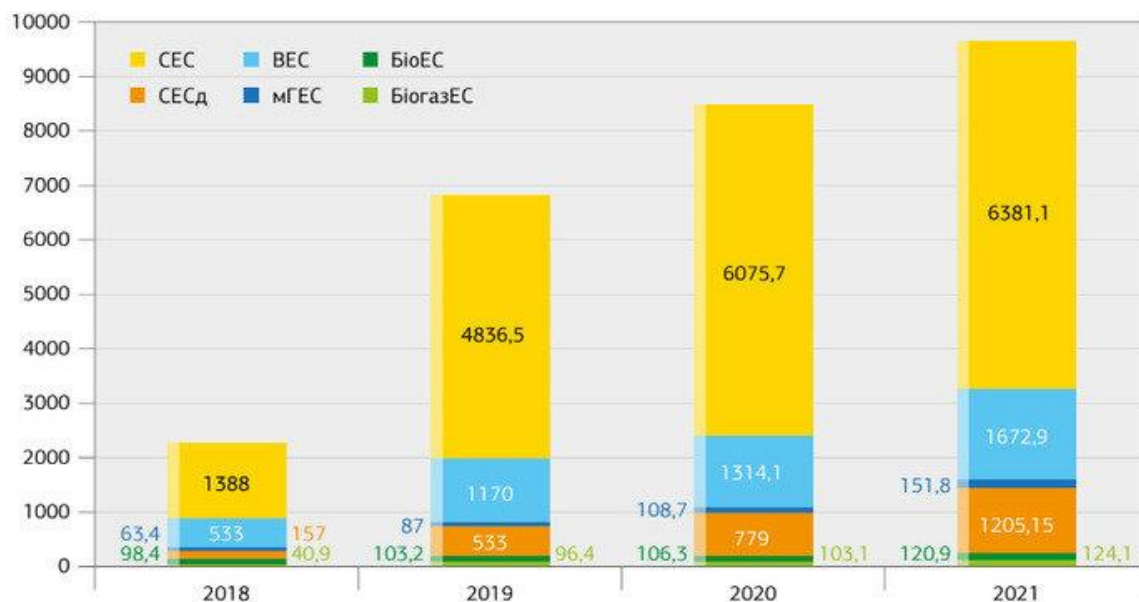


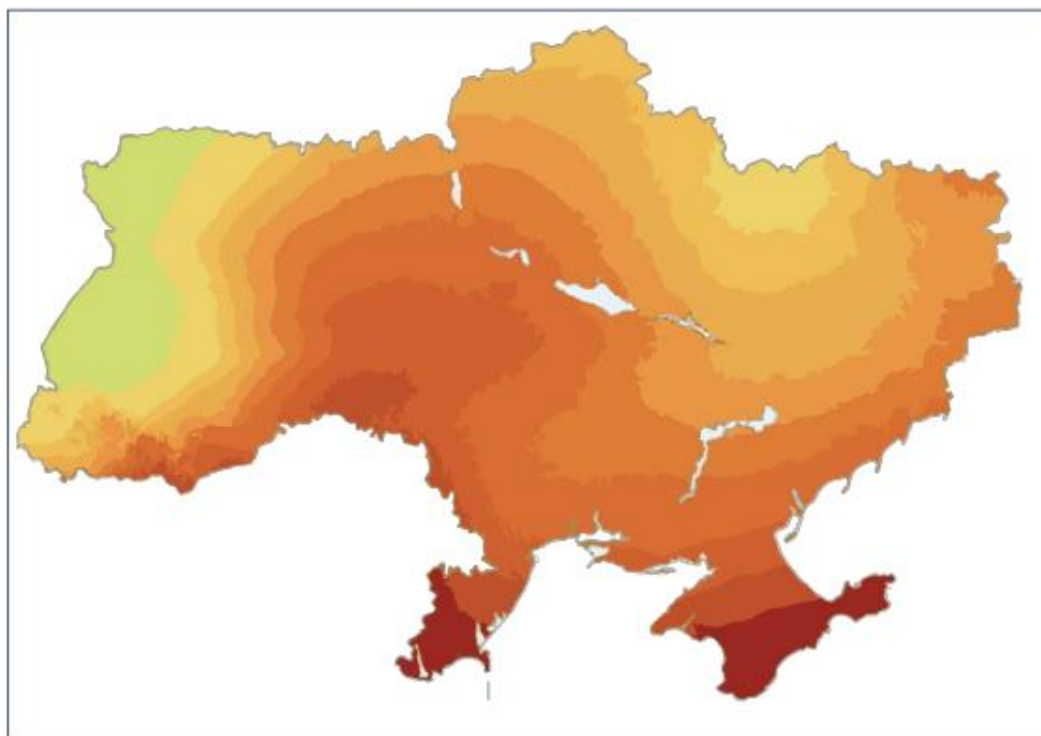
Рисунок 1.2 – Динаміка росту встановленої потужності об’єктів ВДЕ, які працюють за «зеленим» тарифом, МВт

Україна має всі необхідні передумови для широкого впровадження технологій на основі ВДЕ. Основними факторами, що сприяють розвитку відновлюваної енергетики в Україні, є значний потенціал енергії, зокрема сонячної (рис.1.3), а також науково-технічна і промислова база.

Основними мотиваціями для розвитку відновлюваної енергетики в Україні є необхідність покращення екологічної ситуації, обмеженість традиційних енергетичних ресурсів, а також потреба у зменшенні залежності від імпорту енергоносіїв. Ця галузь є привабливою для інвестицій, оскільки відновлювана енергетика має екологічну перевагу, позитивно сприймається громадськістю, має кращі економічні показники порівняно з атомною енергетикою, може конкурувати з традиційними електростанціями та допомагає знизити енергетичну залежність України [3].

Держава також підтримує розвиток відновлюваної енергетики шляхом введення нормативно-правових актів. Зокрема, у 2009 році була введена система стимулювання розвитку відновлюваної енергетики в Україні шляхом встановлення «зелених» тарифів відповідно до змін до Закону України «Про електроенергетику» [4].

Ukraine irradiation and solar electricity potential



Yearly sum of global irradiation [kWh/m<sup>2</sup>]

<1150 1250 1300 1350 1400 1450 1500 1500>



<1150 1250 1300 1350 1400 1450 1500 1500>

Yearly electricity generated by 1kW<sub>peak</sub> system with performance ratio 0.75 [kWh/kW<sub>peak</sub>]

Рисунок 1.3 – Рівень випромінювання та потенціал сонячної енергії в Україні [5]

«Зелений» тариф є державним механізмом, за яким оптовий ринок електричної енергії України має зобов'язання купувати електричну енергію, що виробляється на об'єктах електроенергетики з використанням альтернативних джерел енергії [6]. Саме впровадження «зеленого» тарифу є одним із найбільш стимулюючих факторів для будівництва СЕС, а особливо дСЕС.

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

У 2021 році активний темп росту, здебільшого, спостерігався саме у сегменті домашніх сонячних енергосистем. Тоді потужність дСЕС збільшилася на 426,1 МВт, що складає 36,4% від загальної кількості нових встановлених потужностей відновлюваної енергетики. Таким чином, загальна встановлена потужність всіх сонячних систем, які використовуються в домогосподарствах, на кінець року досягла 1205,1 МВт.

Окрім впровадження державної системи «зеленого» тарифу, яка дозволяє заробляти громадянам на виробленні ЕЕ, іншою вагомою причиною поширення домашніх фотоелектричних установок є прагнення до енергонезалежності від централізованої системи електропостачання. Особливо гостро це питання стоїть в умовах повномасштабної війни, коли енергосистема України зазнала серйозних пошкоджень через масовані ракетні атаки. Через впровадження графіків погодинних відключень ЕЕ, багато громадян встановлювали дСЕС для створення резервного живлення і покриття власних потреб в ЕЕ.

Наразі в Україні існує низка нормативних документів, які передбачають план розвитку ВДЕ на наступні десятиліття, серед яких Енергетична стратегія України до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», Економічна стратегія України до 2030 року, а також Концепція «Зеленого енергетичного переходу України» до 2050 року. Останню Уряд України презентував ще у 2020 році; в ній стверджується, що до 2050 року Україна має можливість досягти 70% відсотків виробництва ЕЕ з використанням ВДЕ. Причому значна частина цієї енергії (до 15%) повинна бути вироблена за рахунок СЕС, які встановлюються на дахах домогосподарств та на комерційних об'єктах [7].

## 1.2 Основні проблеми, що виникають при інтеграції дСЕС у РЕМ

Варто зазначити, що зазвичай РЕМ працюють у пасивному режимі, коли ЕЕ генерується великими електростанціями і подається споживачам через розподільчі мережі. Таким чином, потік потужності відбувається з вищого до нижчого рівня напруги, що враховується при проектуванні РЕМ. Однак, впровадження

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

джерел розподіленої генерації (ДРГ) впливає на роботу РЕМ та перетворює їх у активні елементи енергосистеми. Це призводить до необхідності внесення змін у процес експлуатації мережі [8].

Існують загальні переваги впровадження ДРГ для споживачів:

1. Підвищення надійності електропостачання: ДРГ може забезпечити додаткове джерело ЕЕ для споживачів, що знижує ризик відключення в разі аварій або перебоїв у роботі централізованих електростанцій.
2. Врахування індивідуальних вимог з електропостачання: ДРГ дозволяє споживачам мати більший контроль над своїм електропостачанням та задовольняти свої індивідуальні потреби.
3. Використання ЕЕ та тепла, що виробляються поряд зі споживачем: децентралізована генерація дозволяє використовувати вироблену ЕЕ та тепло без значних втрат при транспортуванні.
4. Експлуатаційна гнучкість ДРГ: системи ДРГ можуть бути гнучко налаштовані та розширені відповідно до змінних потреб споживачів.
5. Екологічно чисте виробництво ЕЕ: використання ДРГ, зокрема сонячних панелей, сприяє зменшенню викидів шкідливих речовин і впливу на навколишнє середовище, порівняно з традиційними енергетичними джерелами.

Однак впровадження ДРГ також може мати певні недоліки та впливати на роботу мережі:

1. Нестабільність та незворотність потоку енергії: через ДРГ, які залежать від погодних умов, виробництво ЕЕ може бути непередбачуваним. Це може створювати виклики для управління перетоками енергії в мережі та вимагати змін у плануванні та управлінні діяльністю мережі. Зокрема, при підключенні ДРГ може виникати зміна напрямку потоків потужності, що може негативно впливати на правильну роботу пристроїв релейного захисту та автоматики, встановлених у РЕМ.

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

2. Погіршення якості ЕЕ: ДРГ може призводити до змін в якості ЕЕ, зокрема до змін напруги, коливань та появі вищих гармонік. Це може вплинути на роботу електричних приладів та споживачів у мережі.
3. Взаємодія з мережею: впровадження ДРГ може вимагати змін у мережевій інфраструктурі, щоб забезпечити підключення та інтеграцію ДРГ. Це може включати зміну режимів роботи, оновлення мережевого обладнання та впровадження додаткових заходів з контролю та безпеки.

В Україні основним показником якості ЕЕ є величина напруги в мережі, відсоток відхилення якої за ДСТУ EN 50160:2014 [9] становить  $\pm 5\%$  (нормально допустиме значення, яке має спостерігатися протягом 95 % усього часу) та  $\pm 10\%$  (гранично допустиме значення, яка має спостерігатися не більше 5 % усього часу експлуатації мережі). Саме тому для забезпечення надійності в електропостачанні для побутових споживачів необхідно слідкувати за рівнем напруги в електричній мережі.

У мережах із дСЕС гостро стоїть проблема підвищення рівня напруги в мережі, а також підвищення активних втрат ЕЕ, що може виникати через ряд факторів:

1. Ефект перенапруги: сонячні фотоелектричні установки генерують електричну енергію з сонячного випромінювання і постачають її в мережу. Якщо споживання ЕЕ споживачами на даній ділянці мережі низьке, а генерація сонячної енергії висока, це може призводити до підвищення напруги. Дана ситуація часто виникає у сонячні періоди, коли під час активного вироблення енергії СЕС споживачі відсутні, а отже, і навантаження. Як відомо, недовантаження мережі прямо впливає на підвищення рівня напруги. Тому при підключенні ДРГ, які несуть додаткову активну потужність в мережу, може виникати порушення допустимих меж напруги у вузлах РЕМ. Таким чином, виникає необхідність обмеження вихідної активної потужності, що генерується ДРГ, щоб уникнути цих проблем.
2. Технічні проблеми: деякі технічні проблеми, такі як несправність регуляторів напруги, також можуть призводити до підвищення напруги.

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
						15
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3. Низька ефективність перетворення: сонячні панелі перетворюють сонячне випромінювання на електричну енергію, але їхня ефективність значно < 100%. Частина сонячної енергії втрачається під час перетворення. Це може стати причиною активних втрат ЕЕ. Також при встановленні потужних дСЕС в мережі протікають великі струми, що також може спричинити високі втрати в мережі.
4. Втрати в інверторах: інвертори використовуються для перетворення постійного струму (DC), що генерується сонячними панелями, на змінний струм (AC), який використовується в мережі живлення. Процес перетворення в сучасних інверторах є досить ефективним, але певні втрати енергії можуть виникати під час цього процесу.
5. Втрати в кабелях та провідниках: передача ЕЕ від сонячних панелей до споживачів зазвичай вимагає використання кабелів і провідників. Ці елементи мають внутрішні опори, що створює втрати енергії під час передачі. Особливо великі втрати можуть виникати при використанні довгих кабелів або в разі недостатньої величини перерізу провідника для передачі потужного струму.
6. Низька якість компонентів та обладнання: якість сонячних панелей, інверторів, кабелів та іншого обладнання може впливати на втрати ЕЕ. Недостатньо якісні компоненти можуть мати вищі внутрішні опори, меншу стабільність та меншу ефективність, що в результаті призводить до більших активних втрат енергії.
7. Неправильне керування енергією: недостатня оптимізація керування енергією може також призводити до збільшення активних втрат. Наприклад, неефективний розподіл енергії між різними споживачами або неправильне налаштування системи керування можуть спричинити додаткові втрати ЕЕ.

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16



## 1.3 Розробка заходів компенсації впливу сонячної генерації на відхилення напруги в мережі від нормованих значень

### 1.3.1 Застосування понижувальних трансформаторів з пристроями РПН

У трансформаторах з регулюванням напруги під навантаженням (РПН) використовується спеціальна схема та контактна система, які дозволяють змінювати кількість витків обмотки (коефіцієнт трансформації) без розірвання електричного кола.

Наприклад, для трансформатора ТМН-400/35/0,4 кВ регулювання напруги під навантаженням здійснюється на боці вищої напруги в межах  $\pm 9\%$  від номінальної напруги. Це досягається за допомогою тринадцяти положень (включаючи нульове) по 1,5%, тобто в діапазоні  $\pm 6 \cdot 1,5\%$ .

У системі РПН переключення з одного відгалуження обмотки на інше без розриву струму в мережі можливе завдяки використанню двох паралельних перемикачів, які з'єднані зі струмообмежувальним реактором. Середня точка реактора підключена до обмотки трансформатора. Реактор є трифазною індуктивною котушкою зі сталевим осердям, що має зазори. Він розташовується всередині бака трансформатора на верхніх або нижніх консолях ярма.

На рис. 1.4 показана принципова схема вбудованої системи РПН для обмоток вищої напруги (35 кВ) однієї фази трансформатора.

Спочатку відбувається відключення контактора  $K_2$ , після чого знеструмлюється гілка і перемикачем  $\Pi_2$  переводиться на контакт  $A_7$ . Після цього контактор  $K_2$  знову включається, що призводить до замикання секції, яка перемикається, через контакти  $A_6$  і  $A_7$ . Для обмеження струму в цій секції використовується реактор  $R$ . Потім відбувається відключення контактора  $K_1$  верхньої паралельної гілки, і знеструмлюється перемикач  $\Pi_1$ , який також переводиться на контакт  $A_7$ . Після цього включається контактор  $K_1$ , і процес перемикання одного ступеня завершується.

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
						17
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

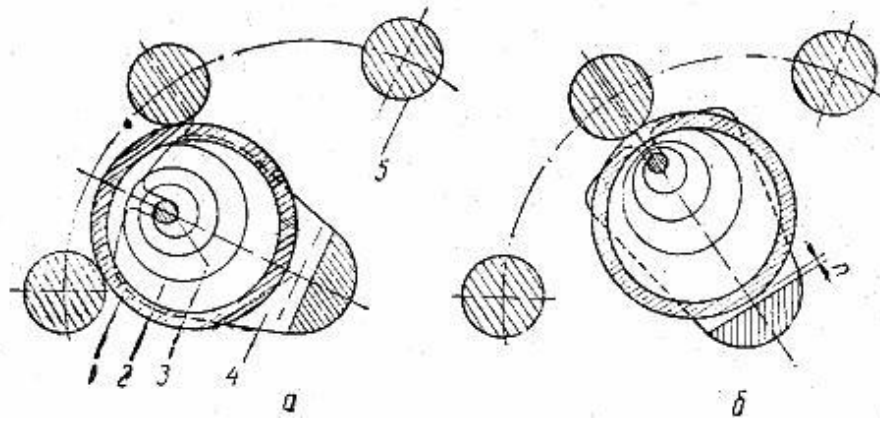


Рисунок 1.4 – Кільцевий контакт: а – робоче положення, б – проміжне положення, 1 – контактне кільце, 2 – спіральна стрічкова пружина, 3 – вісь пружини, 4 – колінчастий вал, 5 – контактний стрижень

На рис. 1.5 показана послідовність перемикавання з одного відгалуження на інше (від контакту А<sub>6</sub> до контакту А<sub>7</sub>) без переривання живлення мережі.

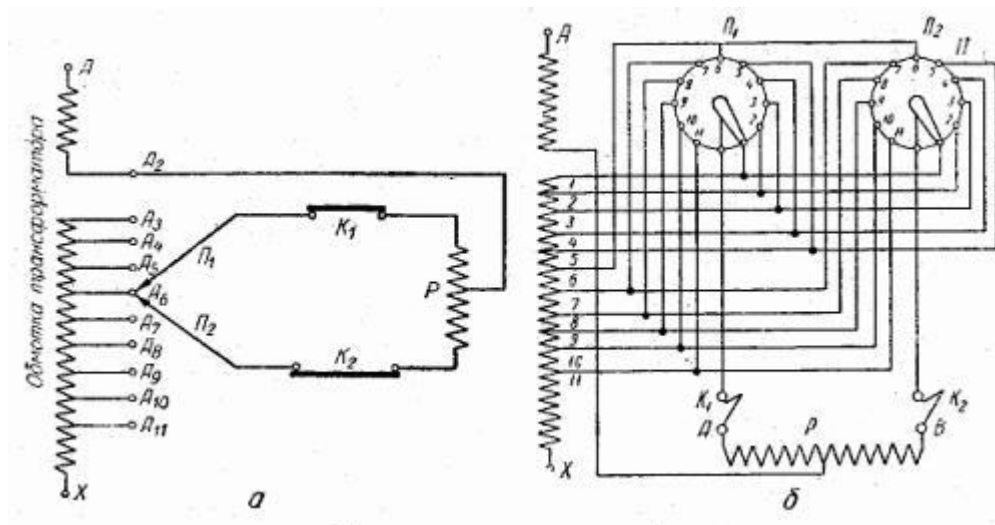


Рисунок 1.5 – Схема і робота вбудованого пристрою РПН: а – принципова схема, б – схема з'єднань, П<sub>1</sub>, П<sub>2</sub> – перемикачі, К<sub>1</sub>, К<sub>2</sub> – контактори, Р – реактор, А-А<sub>11</sub> – відгалуження від регульовальних котушок

Три подвійні перемикачі П<sub>1</sub>-П<sub>6</sub> розташовані всередині бака трансформатора, оскільки вони працюють без струму. Контактори К<sub>1</sub>-К<sub>6</sub> розміщуються в окре-

мому баку з маслом, який закріплений на бічній стінці бака трансформатора. Кожна група з трьох перемикачів і контакторів одночасно активується за допомогою загального вала. Перемикання здійснюється одночасно для трьох фаз.

Приводний механізм пристроїв РПН працює за допомогою електродвигунів постійного або змінного струму.

Перемикання рівнів РПН може бути здійснене дистанційно зі щита керування, а також може бути автоматизованим за допомогою реле напруги. Крім того, передбачається можливість ручного керування за допомогою важеля у разі відмови моторного приводу або відсутності електроживлення [10].

### 1.3.2 Застосування мережевих дроселів

У колах змінного струму для зниження рівня напруги можна використовувати реактивний опір, який слугуватиме додатковим навантаженням на недовантажених ділянках мережі.

Для цього можна використовувати мережеві дроселі, реактивний опір яких залежить від частоти змінного струму (50 Гц для побутової електромережі) та індуктивності. Його значення можна розрахувати за наступною формулою:

$$X_L = \omega \cdot L, \quad (1.1)$$

де  $\omega$  – кутова частота, рад/с,  $L$  – індуктивність, Гн [11].

Трифазні мережеві дроселі використовуються у приводних системах, які живляться та регулюються за допомогою інверторів. Дроселі встановлюються на живленні інвертора. Опір дроселя, у поєднанні з опором мережі в точці підключення інвертора, допомагає знизити амплітуди гармонік струму, що споживається з мережі [12].

Мережевий дросель змінного струму також відомий як вхідний або лінійний дросель.

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
						19
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вхідні дроселі використовуються при некоректній або нестабільній роботі мережі, коли порушується баланс напруги основного живлення, якщо вона перевищує 2-3%, або при швидкій зміні (стрибках) напруги живлення.

Крім того, мережевий дросель допомагає оптимізувати коефіцієнт потужності.

### 1.3.3 Регулювання коефіцієнта потужності інвертора

Управління реактивною потужністю є невід'ємною складовою контролю рівня напруги в енергосистемі. При низькому навантаженні система генерує реактивну потужність, яку слід поглинути. У той же час при значних навантаженнях система споживає велику кількість реактивної енергії, яку потрібно згенерувати.

У складі СЕС працює інвертор, який може як поглинати реактивну складову, перешкоджаючи підвищенню напруги в точці підключення, так і генерувати її, борючись з провалами напруги.

При регулюванні на рівні інвертора він програмується на зміну режимів роботи в залежності від рівня генерації та напруги на клемах. Сучасні інвертори можуть мати різні вбудовані функції, які дозволяють виконувати такі стратегії:

1. Підтримка сталого коефіцієнта потужності: зазвичай інвертори працюють з коефіцієнтом потужності, рівним одиниці, але їх можна налаштувати на менший коефіцієнт (якщо це відповідає діапазону параметрів моделі) [13].
2. Підтримка сталої реактивної потужності незалежно від рівня активної потужності, що генерується системою.
3. Зворотний зв'язок за напругою: у цьому режимі контролер змінює коефіцієнти активної та реактивної енергії, враховуючи поточні вимірювання датчиків напруги.
4. Динамічне керування уставкою: інвертор коригує уставку коефіцієнта потужності або рівня реактивної потужності в залежності від отриманого сигналу [14].

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
						20
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 1.4 Висновки до розділу

1. В Україні в наступні десятиліття буде спостерігатися ще більш стрімкий розвиток сонячної енергетики, особливо дСЕС, що має як переваги, так і недоліки.
2. Було проаналізовано проблеми, що виникають під час підключення ДРГ до РЕМ. Ці проблеми включають перевищення допустимих рівнів напруги у вузлах мережі та збільшення втрат потужності в РЕМ.
3. На підставі описаних вище проблем можна зробити висновок, що ДРГ повинні мати засоби регулювання напруги, які забезпечуватимуть виконання нормативних вимог до якості ЕЕ. Було запропоновано три можливі заходи для покращення рівня напруги в РЕМ, які включають в себе застосування понижувальних трансформаторів з пристроями РПН, мережевих дроселів, а також регулювання коефіцієнта потужності інвертора.

Про ефективність кожного з цих методів більш детально буде описано у наступному розділі бакалаврської роботи.

					<i>БР 3.6.141.392 ПЗ</i>	Арк.
						21
<i>Змін.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

## 2 Створення моделі розподільної мережі з СЕС у MATLAB-Simulink

### 2.1 Програмне середовище MATLAB-Simulink

Simulink є програмним динамічним середовищем, яке дозволяє моделювати складні технічні системи, та є основним інструментом для модельно-орієнтованого проєктування. Його головним інтерфейсом є графічний інструмент для створення діаграм і набір блоків, що можуть налаштовуватися. Simulink має глибоку інтеграцію з іншим середовищем MATLAB і може використовувати MATLAB або генерувати сценарії з нього. Це програмне забезпечення широко використовується в автоматичному керуванні та цифровій обробці сигналів для моделювання та проєктування багатодомених систем на основі моделей.

MATLAB є інтегрованим середовищем та мовою технічних обчислень, призначених для вирішення широкого спектру інженерних та наукових завдань будь-якої складності в різних галузях. Це одночасно:

- мова інженерних розрахунків;
- графічні програми (додатки з графічним інтерфейсом);
- засоби розробки програмного забезпечення;
- прикладні програми (toolboxes) – професійні розширення системи та її адаптації під вирішення певних науково-технічних завдань [15].

### 2.2 Розробка моделі для дослідження стану напруги в мережі

Для дослідження рівня напруги в розподільчій мережі НН у програмному середовищі MATLAB/Simulink була створена спрощена модель трифазної мережі. Було змодельовано вулицю, на якій розташовуються десять котеджних будинків, з відстанню 50 м один від одного.

					<b>БР 3.6.141.392 ПЗ</b>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
Розроб.		Чупрун А. О.			<i>Компенсація втрат потужності в радіальній електричній мережі з фотоелектричною генерацією</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
Перевір.		Дяговченко І. М.					22	80
Реценз.						СумДУ, гр. ЕТ-91		
Н. Контр.								
Затверд.		Лебединський І.						

Для забезпечення електропостачання будинків було обрано провід СІП-1 перерізом 50 мм<sup>2</sup>, погонні опори якого наведені у табл. 2.1 [16].

Таблиця 2.1 – Активний та індуктивний опори проводу СІП-1 на одиницю довжини

Переріз проводу СІП-1, мм <sup>2</sup>	Активний опір $r_0$ , Ом/км	Індуктивний опір $x_0$ , Ом/км
50	0,822	0,0782

Якщо відстань між кожним будинком становить  $l = 50$  м, то опір проводу на кожній ділянці:

$$Z = R + jX = (r_0 \cdot l) + j(x_0 \cdot l) = (0,822 \cdot 0,05) + j(0,0782 \cdot 0,05) = 0,0411 + j0,00391 \text{ Ом.} \quad (2.1)$$

Самонесучий ізольований провід (СІП) використовується для постачання ЕЕ в силових мережах до 1 кВ. Його особливістю є те, що всі провідники, окрім нульової жили, мають ізоляцію зі спеціального поліетилену. СІП-1 призначений для мереж напругою 380/400 В. Цей кабель має чотири провідники з алюмінію або алюмінієвого сплаву, при цьому три жили вкриті світлостійким поліетиленом, що забезпечує стійкість до ультрафіолетового випромінювання. Четвертий провідник (без сталевого обплетення) виконує роль несучого елемента та нейтрального провідника [17].

Для дослідження візьмемо денний час (13:00), коли споживання у будинках невелике (2 кВт – на холодильні та водонагрівальні установки), та вечірній пік навантаження (18:00), коли споживання у будинках максимальне (10 кВт – на освітлення, роботу побутових приладів, холодильних та водонагрівальних установок, систем кондиціонування тощо). Прийmemo дані значення однаковими для всіх споживачів. Так як окрім активного навантаження у будинках є прилади, які споживають реактивну потужність (люмінесцентні лампи, холодильники, блоки живлення сучасної побутової техніки [18]), то прийmemo, що  $\cos\varphi$  становитиме 0,9. Занесемо дані про потужність навантаження споживачів до табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Навантаження побутових споживачів

$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Час доби	Активне навантаження $P$ , кВт	Реактивне навантаження $Q$ , кВАр	Повне навантаження $S$ , кВА
0,9	0,436	День (13:00)	2	0,97	2,22
		Вечір (18:00)	10	4,84	11,11

### 2.2.1 Мережа без встановлених дСЕС

Для початку промодельємо ситуацію, коли в дослідженій мережі жоден зі споживачів не має СЕС, при максимальному та мінімальному навантаженнях. Для цього зобразимо спрощену схему РЕМ:

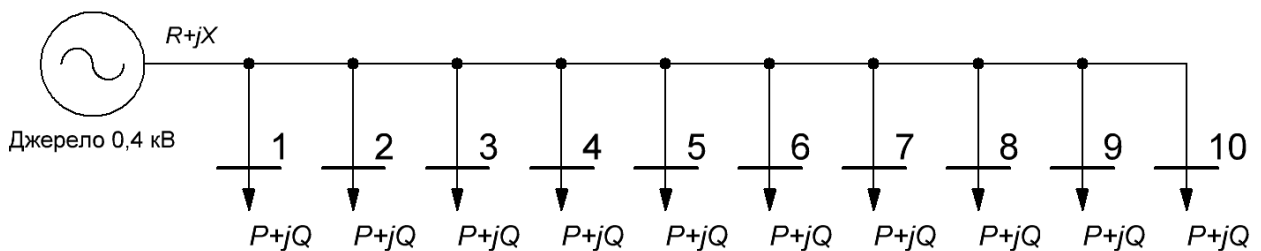


Рисунок 2.1 – Схема заміщення мережі без СЕС

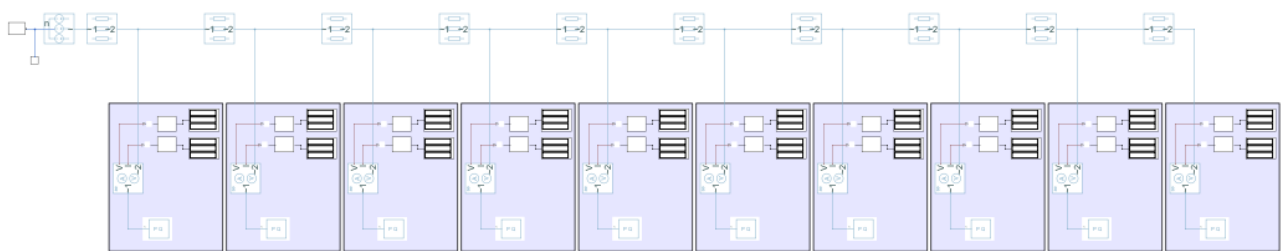


Рисунок 2.2 – Схема мережі без СЕС у системі Simulink

Як видно, на початку фідера знаходиться джерело 0,4 кВ (блок «Voltage Source (Three-Phase)» (рис. 2.4)), від якого відходять 10 ліній (блок «RLC (Three-Phase)» (рис. 2.5)) з навантаженням (блок «Constant Power Load» (рис. 2.6)).









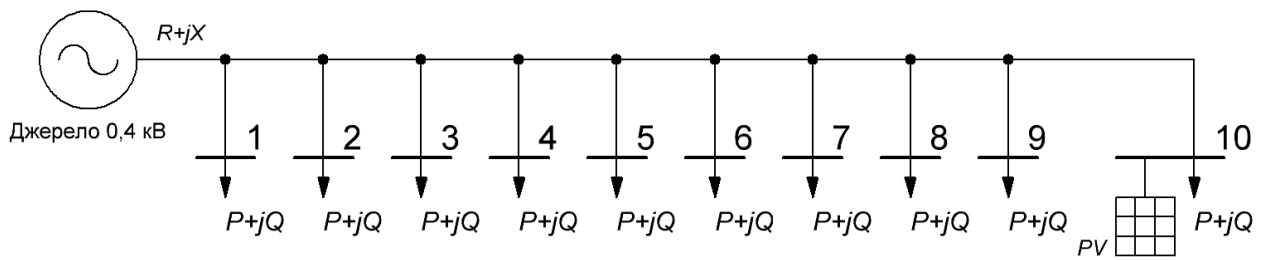


Рисунок 2.8 – Схема заміщення мережі з СЕС у споживача № 10

3. У першого та останнього споживачів.

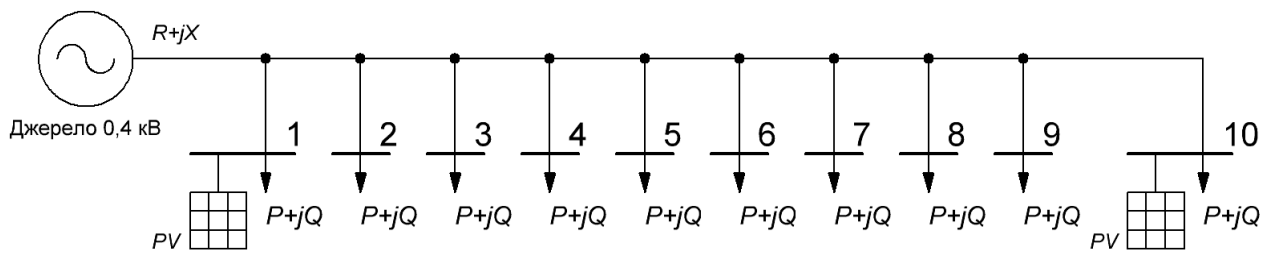


Рисунок 2.9 – Схема заміщення мережі з СЕС у споживачів № 1 та № 10

4. Через одного споживача (№ 1, № 3, № 5, № 7 та № 9).

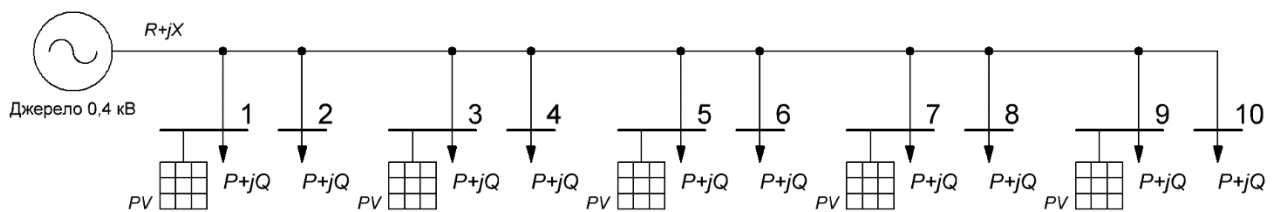


Рисунок 2.10 – Схема заміщення мережі з СЕС через одного споживача

5. У кожному будинку.

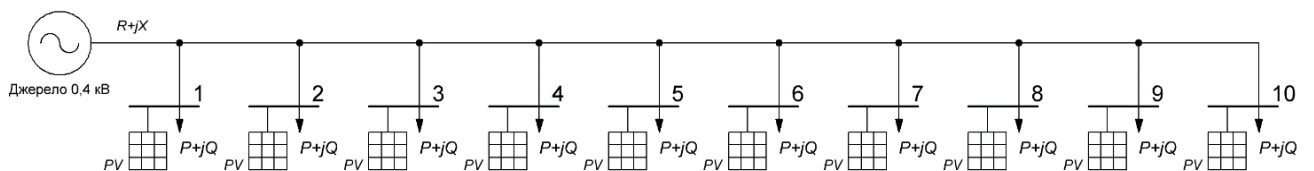


Рисунок 2.11 – Схема заміщення мережі з СЕС у кожному будинку

Вигляд лінії, до якої підключений будинок із СЕС зображено на рис. 2.12. Інвертор у даному випадку являє собою джерело трифазного струму (блок «Controlled Current Source (Three-Phase)»), що дозволяє задавати параметри СЕС, а саме  $\cos\phi$  інвертора (порт «ph») та струм фотоелектричної установки (порт «I»).

Для того, щоб правильно задати струм СЕС, скористаємося формулою:

$$I = P \cdot \frac{1}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (2.2)$$

де  $P$  – потужність СЕС, В;  $U$  – напруга мережі (400 В).

Також передбачені блоки для відображення струму («Current Sensor (Three-Phase)») та потужностей фотоелектричної установки («Power Sensor (Three-Phase)»).

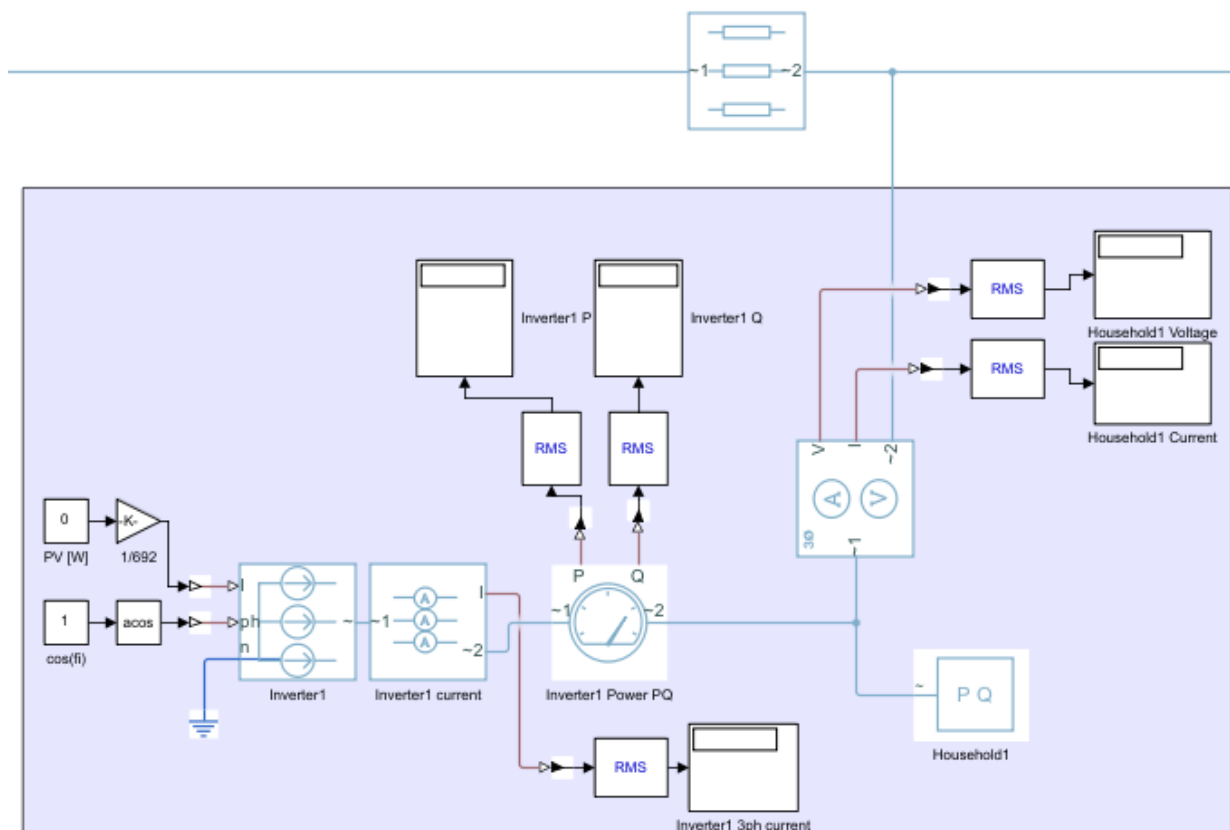


Рисунок 2.12 – Розширений вигляд лінії, до якої підключений споживач з СЕС

Для моделювання візьмемо СЕС потужністю 30 кВт, адже, відповідно до чинного закону про «зелений» тариф, сонячна електростанція, що приєднується до загальної енергомережі, має обмеження на потужність, яка становить максимум 30 кВт [19]. Також такі потужні дСЕС слугуватимуть для опалення будинку у зимовий період року.

Так як моделювання буде здійснюватися для денного та вечірнього літнього часу, варто зважати на те, що рівень випромінювання впродовж дня буде значно відрізнятися.

Приймемо, що вдень СЕС будуть видавати до 100 % своєї максимальної потужності, тоді як ввечері цей відсоток суттєво зменшується (рис. 2.13).

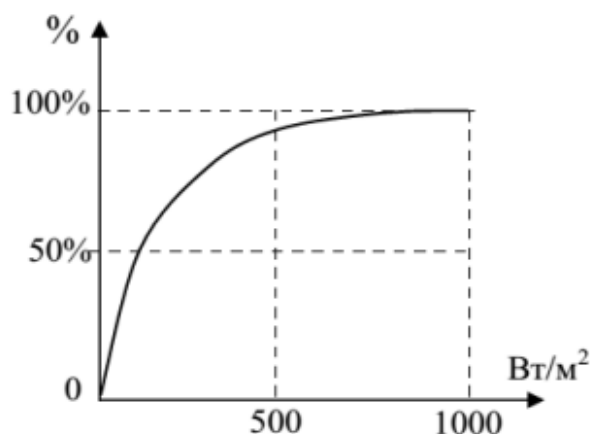


Рисунок 2.13 – Залежність ефективності СЕС від інтенсивності сонячного випромінювання

Для того, щоб встановити відсоток зменшення випромінювання у вечірній час доби, розглянемо дані щодо розподілу сонячної радіації в ясні дні для міст України з різними географічними координатами – табл. 2.3 [20].

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

Таблиця 2.3 – Дані щодо розподілу глобальної  $G_0$ , прямої  $G_b$  та розсіяної  $G_d$  складових сонячної радіації в ясні дні для міст України з різними географічними координатами, Вт/м<sup>2</sup>

Час	$G_0$	$G_b$	$G_d$	$G_0$	$G_b$	$G_d$	$G_0$	$G_b$	$G_d$
	Чернігів (6 червня 2015 р.)			Київ (5 червня 2015 р.)			Одеса (7 червня 2015 р.)		
05.00	0	0	0	0	0	0	1,55	0	1,55
06.00	41,12	0	41,12	54,3	0	54,3	52,75	0	52,75
07.00	98,9	37,52	61,38	127,65	36,74	90,91	133,13	61,22	71,91
08.00	298,57	215,02	83,55	317,49	204,92	112,57	338,7	243,49	95,21
09.00	515,8	418,45	97,35	530,94	397	133,94	553,73	433,57	120,16
10.00	704,09	585,36	118,73	726,9	583,59	143,31	736,59	586,92	149,67
11.00	846,66	714,32	132,34	873,84	718,51	155,33	880,02	717,12	162,90
12.00	932,61	796,77	135,84	965,12	812,94	152,18	962,43	793,19	169,24
13.00	950,25	812,91	137,34	968,01	788,07	179,94	977,33	806,48	170,85
14.00	892,02	748,09	143,93	925,61	767,32	158,29	926,62	769,34	157,28
15.00	777,64	647,47	130,17	804,26	646,45	157,81	806,11	657,61	148,50
16.00	605,26	486,17	119,09	643,24	519,54	123,7	627,63	483,1	144,53
17.00	399,98	298,48	101,5	431,89	319,48	112,41	422,19	300,59	121,60
18.00	189,15	116,45	72,7	218,59	138,51	80,08	213,37	129,22	84,15
19.00	52,75	0	52,75	60,51	0	60,51	62,84	0	62,84
20.00	17,84	0	17,84	28,07	0	28,07	28,70	0	28,70

Розглянемо географічне розташування міста Чернігів. Пік сонячної активності припадає на 13:00 і становить  $G_0 = 950,25$  Вт/м<sup>2</sup>. Тоді ж як о 18:00 рівень випромінювання падає до  $G_0 = 189,15$  Вт/м<sup>2</sup>. На основі цих даних розрахуємо відсоток падіння рівня сонячного випромінювання у регіоні:

$$\delta = \frac{G_{0max} - G_{0min}}{G_{0max}} * 100\% = \frac{950,25 - 189,15}{950,25} * 100\% = 80,095 \%. \quad (2.3)$$

Отже, приймемо, що ввечері рівень сонячного випромінювання падає у середньому на 80 %. Тоді для денного часу вважатимемо, що  $P = 30000$  Вт, а для вечірнього – 6000 Вт.

### 2.3 Результати моделювання

Спершу проаналізуємо рівень напруги в мережі без дСЕС при мінімальному та максимальному навантаженнях. Усі результати зводяться до таблиць 2.5-2.9, а також представлені у вигляді графіків рис. 2.14-2.19.

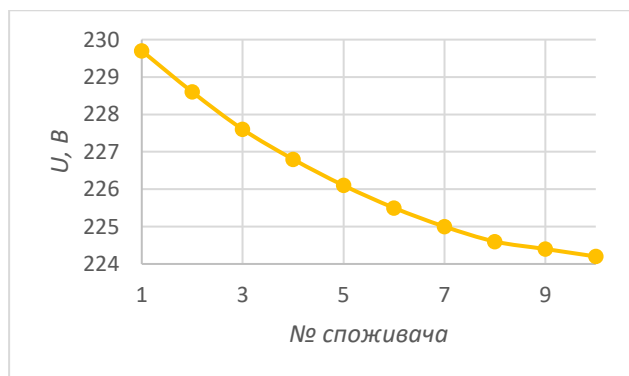
Таблиця 2.4 – Значення напруг без наявності СЕС у споживачів

№ Споживача	День (навантаження 2 кВт)		Вечір (навантаження 10 кВт)	
	$U_{\phi}, \text{В}$	$\delta U, \%$	$U_{\phi}, \text{В}$	$\delta U, \%$
1	229,7	-0,13	225,2	-2,09
2	228,6	-0,61	220,2	-4,26
3	227,6	-1,04	215,7	-6,22
4	226,8	-1,39	211,8	-7,91
5	226,1	-1,70	208,5	-9,35
6	225,5	-1,96	205,8	-10,52
7	225	-2,17	203,5	-11,52
8	224,6	-2,35	201,9	-12,22
9	224,4	-2,43	200,9	-12,65
10	224,2	-2,52	200,3	-12,91
Розмах між макс. та мін. значеннями	$\Delta U, \text{В}$	$\delta U, \%$	$\Delta U, \text{В}$	$\delta U, \%$
	5,5	2,45	24,9	12,43

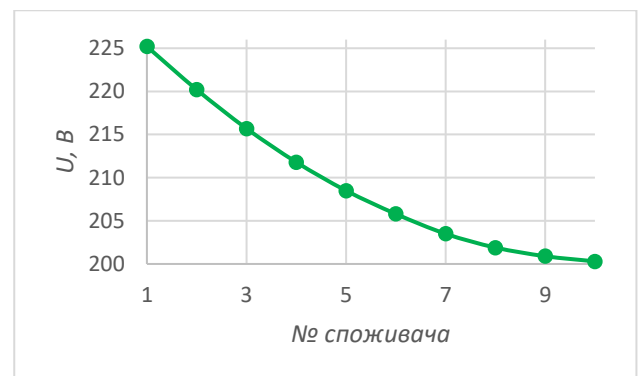
Отже, як можна побачити, при денному навантаженні спостерігається незначна просадка напруги, на відміну від вечірнього часу, де в останнього споживача можна побачити значний відсоток відхилення напруги (12,91 %), який перевищує гранично допустиме значення.

Також можна помітити, що в обох випадках навантаження у мережі без дСЕС напруга біля джерела найбільша, а потім поступово зменшується.

Далі розглянемо сценарії, коли в мережі присутні дСЕС.



а)



б)

Рисунок 2.14 – Графіки зміни напруг без наявності СЕС у споживачів: а) при денному навантаженні, б) при вечірньому навантаженні



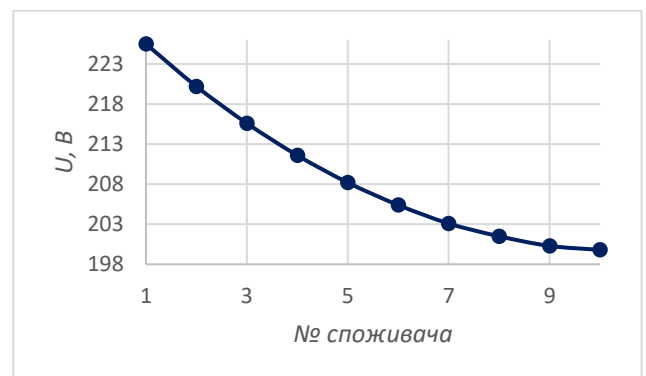
Таблиця 2.5 – Значення напруг за наявності СЕС у першого споживача

№ Споживача	День (навантаження 2 кВт), $G_0 = 30000$ Вт		Вечір (навантаження 10 кВт), $G_0 = 6000$ Вт	
	$U_{\phi}$ , В	$\delta U$ , %	$U_{\phi}$ , В	$\delta U$ , %
1	231,5	0,65	225,5	-1,96
2	230,4	0,17	220,2	-4,26
3	229,4	-0,26	215,6	-6,26
4	228,6	-0,61	211,6	-8,00
5	227,8	-0,96	208,2	-9,48
6	227,2	-1,22	205,4	-10,70
7	226,7	-1,43	203,1	-11,70
8	226,4	-1,57	201,5	-12,39
9	226,1	-1,70	200,3	-12,91
10	226	-1,74	199,8	-13,13
Розмах між макс. та мін. значеннями	$\Delta U$ , В	$\delta U$ , %	$\Delta U$ , В	$\delta U$ , %
	5,5	2,43	25,7	12,86

Отже, можна помітити, що при наявності СЕС тільки у першого споживача показники напруги значно не змінилися, порівняно з ситуацією без експлуатації сонячних установок (табл. 2.4). За малого навантаження лише у першого споживача спостерігається незначне підвищення напруги, яке знаходиться у допустимих межах.



а)



б)

Рисунок 2.15 – Графіки зміни напруг за наявності СЕС у першого споживача: а) при денному навантаженні, б) при вечірньому навантаженні

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Таблиця 2.6 – Значення напруг за наявності СЕС в останнього споживача

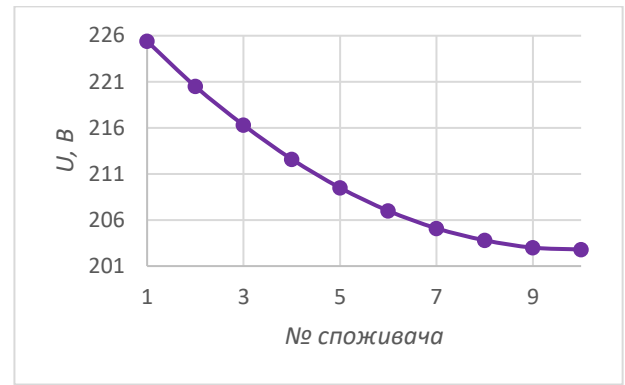
№ Споживача	День (навантаження 2 кВт), $G_0 = 30000$ Вт		Вечір (навантаження 10 кВт), $G_0 = 6000$ Вт	
	$U_{\phi}$ , В	$\delta U$ , %	$U_{\phi}$ , В	$\delta U$ , %
1	231,5	0,65	225,4	-2,00
2	232,3	1,00	220,5	-4,13
3	233,1	1,35	216,3	-5,96
4	234	1,74	212,6	-7,57
5	235,1	2,22	209,5	-8,91
6	236,3	2,74	207	-10,00
7	237,6	3,30	205,1	-10,83
8	239,1	3,96	203,8	-11,39
9	240,7	4,65	203	-11,74
10	242,3	5,35	202,8	-11,83
Розмах між макс. та мін. значеннями	$\Delta U$ , В	$\delta U$ , %	$\Delta U$ , В	$\delta U$ , %
	10,8	4,66	22,6	11,14

Отже, за наявності СЕС лише в останнього споживача можна помітити, що за мінімального навантаження у кінці лінії спостерігатиметься підвищення напруги на 5,35 % від номінальної, що перевищує нормально допустиме значення.

Натомість при максимальному навантаженні можна спостерігати незначне покращення ситуації з рівнем напруги: завдяки тому, що випромінювання ввечері незначне, воно дещо покриває велике споживання ЕЕ.



а)



б)

Рисунок 2.16– Графіки зміни напруг за наявності СЕС в останнього споживача:

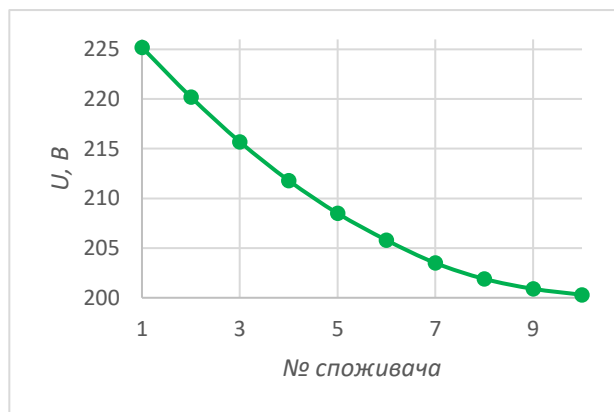
а) при денному навантаженні, б) при вечірньому навантаженні

Таблиця 2.7 – Значення напруг за наявності СЕС у першого та останнього споживачів

№ Споживача	День (навантаження 2 кВт), $G_0 = 30000$ Вт		Вечір (навантаження 10 кВт), $G_0 = 6000$ Вт	
	$U_{\phi}$ , В	$\delta U$ , %	$U_{\phi}$ , В	$\delta U$ , %
1	233,3	1,43	225,8	-1,83
2	234,1	1,78	220,9	-3,96
3	234,9	2,13	216,6	-5,83
4	235,9	2,57	213	-7,39
5	236,9	3,00	209,9	-8,74
6	238,2	3,57	207,4	-9,83
7	239,5	4,13	205,5	-10,65
8	240,9	4,74	204,1	-11,26
9	242,5	5,43	203,3	-11,61
10	244,2	6,17	203,1	-11,70
Розмах між макс. та мін. значеннями	$\Delta U$ , В	$\delta U$ , %	$\Delta U$ , В	$\delta U$ , %
	10,9	4,67	22,7	11,18

Отже, якщо встановити фотоелектричні установки доволі великої потужності на початку та на кінці лінії, то при мінімальному навантаженні можна спостерігати підвищення напруги на 6,17 % від номінальної.

При максимальному навантаженні ситуація аналогічна з табл. 2.6: можна спостерігати незначне покращення ситуації з рівнем напруги через низьке вечірнє випромінювання, яке дещо покриває велике споживання ЕЕ.



а)

б)

Рисунок 2.17 – Графіки зміни напруг за наявності СЕС у першого та останнього споживачів: а) при денному навантаженні, б) при вечірньому навантаженні

Таблиця 2.8 – Значення напруг за наявності СЕС через одного споживача

№ Споживача	День (навантаження 2 кВт), $G_0 = 30000$ Вт		Вечір (навантаження 10 кВт), $G_0 = 6000$ Вт	
	$U_{\phi}$ , В	$\delta U$ , %	$U_{\phi}$ , В	$\delta U$ , %
1	238,9	3,87	226,8	-1,39
2	245,1	6,57	222,9	-3,09
3	251,4	9,30	219,7	-4,48
4	256,1	11,35	216,7	-5,78
5	260,9	13,43	214,2	-6,87
6	264	14,78	212,1	-7,78
7	267,1	16,13	210,5	-8,48
8	268,6	16,78	209,1	-9,09
9	270,2	17,48	208,3	-9,43
10	270,1	17,43	207,7	-9,70
Розмах між макс. та мін. значеннями	$\Delta U$ , В	$\delta U$ , %	$\Delta U$ , В	$\delta U$ , %
	31,3	13,10	19,1	9,20

Отже, коли сонячні електростанції встановлені через один будинок, за малого навантаження можна спостерігати на кінці лінії критичне значення напруги, яке абсолютно недопустиме та не відповідає стандартам якості ЕЕ.

На противагу цьому, при максимальному навантаженні спостерігається поступове підвищення рівня напруги до номінального значення.

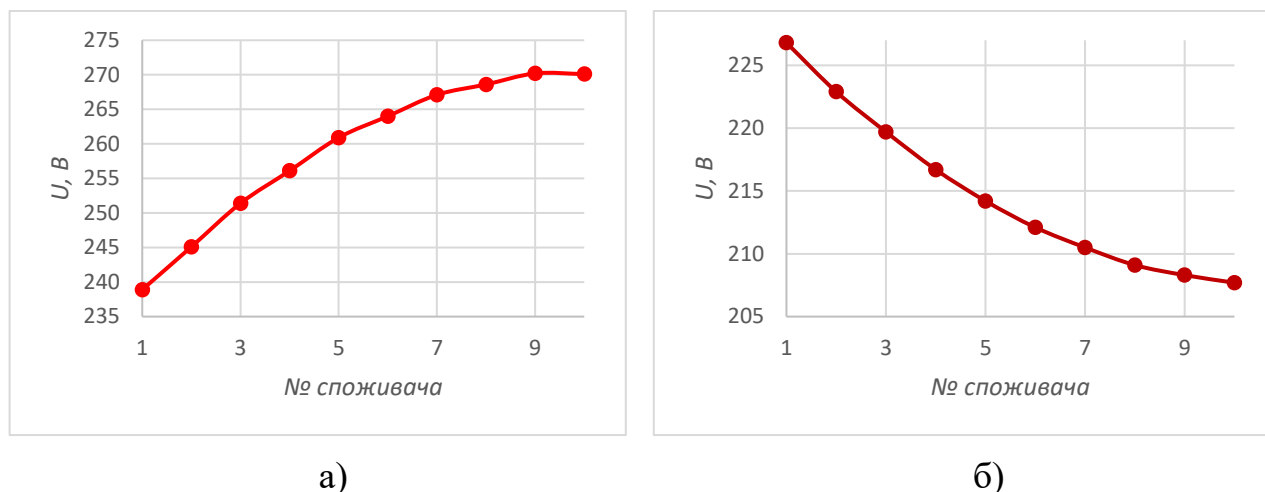


Рисунок 2.18 – Графіки зміни напруг за наявності СЕС через одного споживача:

а) при денному навантаженні, б) при вечірньому навантаженні

Таблиця 2.9 – Значення напруг за наявності СЕС у всіх споживачів

№ Споживача	Вечір (навантаження 10 кВт), $G_0 = 6000$ Вт	
	$U_{\phi}$ , В	$\delta U$ , %
1	228,5	-0,65
2	226,4	-1,57
3	224,5	-2,39
4	222,8	-3,13
5	221,4	-3,74
6	220,3	-4,22
7	219,4	-4,61
8	218,7	-4,91
9	218,2	-5,13
10	218	-5,22
Розмах між макс. та мін. значеннями	$\Delta U$ , В	$\delta U$ , %
	10,50	4,82

Для цього випадку розміщення дСЕС досліджувався лише варіант вечірнього навантаження, адже у денний час, коли усі десять СЕС генерують в мережу таку велику потужність, то при мінімальному споживанні буде спостерігатися аномально високий рівень напруги в мережі.

При максимальному споживанні можна спостерігати значне покращення рівня напруги: на кінці лінії відсоток відхилення напруги складає 5,22 %, що хоч і виходить за межі нормально допустимого значення, проте вже знаходиться в діапазоні гранично допустимих показників.

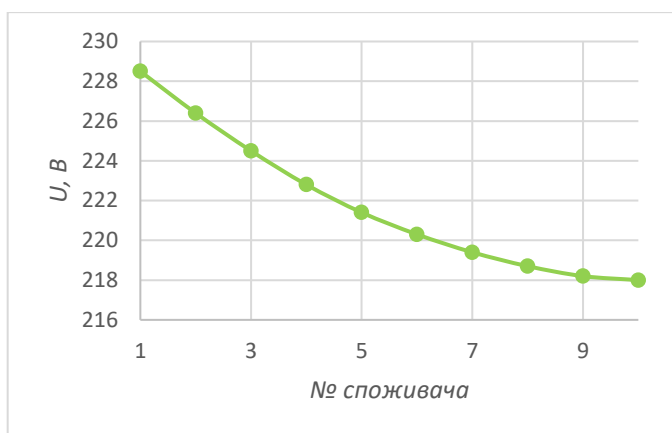


Рисунок 2.19 – Графік зміни напруг за наявності СЕС у всіх споживачів при вечірньому навантаженні

## 2.4 Моделювання електричної мережі з компенсуючими пристроями у MATLAB-Simulink

### 2.4.1 Застосування трансформаторів з пристроями РПН

Для реалізації моделі з понижувальним трансформатором з пристроєм РПН було використано три блоки «Tap Changing Transformer», які були встановлено пофазно; а також блок «Signal Generator» та два блоки «Phase Splitter». Вигляд моделі трансформатора з пристроєм РПН та вікно його параметрів зображені на рис. 2.20 та 2.22.

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
						38
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

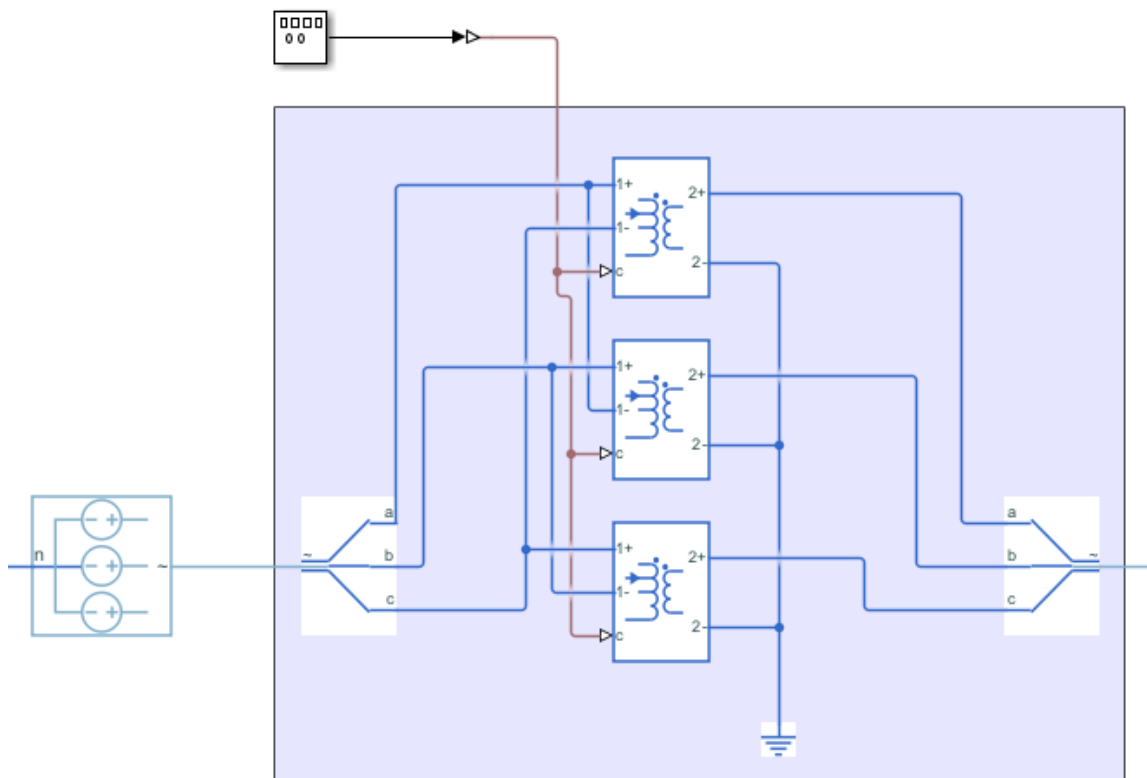


Рисунок 2.20 – Вигляд моделі трифазного трансформатора з пристроєм РПН

Block Parameters: Tap-Changing Transformer

Tap-Changing Transformer  Auto Apply

Settings Description

NAME	VALUE
<b>Nominal</b>	
> Turns ratio (primary/secondary)	$\sqrt{3} \cdot 87.5$ 151.55
> Primary leakage inductance	1e-6 H
> Secondary leakage inductance	1e-6 H
> Core-loss resistance	1e6 Ohm
> Magnetization inductance	100e-6 H
> Primary series resistance	0 Ohm
> Secondary series resistance	0 Ohm
> Primary leakage conductance	0 1/Ohm
> Secondary leakage conductance	0 1/Ohm
<b>Tap</b>	
Tap-changer location	Primary
> Minimum tap index (nominal=0)	-6
> Maximum tap index (nominal=0)	6
> Change per tap (%)	1.5
> Control threshold	0.5

Рисунок 2.21 – Вікно блоку «Tap Changing Transformer»

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Для моделювання візьмемо трансформатор ТМН-400/35/0,4, паспортні дані якого наведені в табл. 2.10 [21].



Рисунок 2.22 – Зовнішній вигляд трансформатора ТМН-400/35/0,4 кВ [22]

Таблиця 2.10 – Паспортні дані ТМН-400/35/0,4

Назва	$S_{ном}$ , МВА	Межі регулювання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$U_k$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$P_x$ , кВт	$I_x$ , %	$R_m$ , Ом	$X_m$ , ом	$\Delta Q_x$ , кВАр
			ВН	НН							
ТМН-400/35	0,4	$\pm 6 * 1,5\%$	35	0,4	6,5	7,6	1,9	2,0	23,5	126	12,6

Даний трансформатор зі сторони високої напруги (ВН) має пристрій РПН з межами регулювання  $\pm 6 * 1,5\%$ , тобто 13 ступенів по 1,5 %.

Дані про значення напруги на стороні ВН трансформатора на кожному ступені регулювання занесемо до табл. 2.11.

Таблиця 2.11 – Значення напруги ВН на кожному ступені регулювання

Ступінь регулювання	Відсоток регулювання, %	$\Delta U_{ВН}$ , В	$U_{ВН}$ , В
1	9	3150	38150
2	7,5	2625	37625
3	6	2100	37100
4	4,5	1575	36575



Продовження таблиці 2.11

Ступінь регулювання	Відсоток регулювання, %	$\Delta U_{ВН}$ , В	$U_{ВН}$ , В
5	3	1050	36050
6	1,5	525	35525
7	0	0	35000
8	-1,5	-525	34475
9	-3	-1050	33950
10	-4,5	-1575	33425
11	-6	-2100	32900
12	-7,5	-2625	32375
13	-9	-3150	31850

Суть роботи моделі полягає в тому, що на джерелі напруга становить 35 кВ, яка подається на обмотку ВН трансформатора з пристроєм РПН. Так як у нас встановлені три однофазних трансформатора, то коефіцієнт трансформації у даному випадку становитиме:

$$K_T = \frac{U_1}{\sqrt{3} \cdot U_{2\phi}} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 0,23} = 87,5, \quad (2.4)$$

де  $U_1$  – номінальна напруга первинної обмотки, кВ;  $U_{2\phi}$  – фазна напруга мережі НН, кВ. Результати моделювання показано у табл. 2.12-2.20.

Таблиця 2.12 – Значення напруг при денному навантаженні за наявності СЕС тільки у першого споживача

№ споживача	Напруга в мережі $U_{\phi}$ , В		Відхилення від номінальної напруги, %
	Ступінь регулювання РПН		
	7	8	$\Delta U_8$
1	231,5	235	2,17
2	230,4	233,9	1,70
3	229,4	232,9	1,26
4	228,6	232	0,87
5	227,8	231,3	0,57
6	227,2	230,7	0,30

Продовження таблиці 2.12

№ споживача	Напруга в мережі $U_{\phi}$ , В		Відхилення від номінальної напруги, %
	Ступінь регулювання РПН		
	7	8	$\Delta U_8$
7	226,7	230,2	0,09
8	226,4	229,8	-0,09
9	226,1	229,6	-0,17
10	226	229,4	-0,26

У даному випадку спостерігалось лише незначне зниження рівня напруги. Через це підняття рівня напруги шляхом переведення пристрою РПН у 8 положення є недоцільним, оскільки після цього спостерігається незначне підвищення.

Таблиця 2.13 – Значення напруг при денному навантаженні за наявності СЕС тільки в останнього споживача

№ споживача	Напруга в мережі $U_{\phi}$ , В			Відхилення від номінальної напруги, %
	Ступінь регулювання РПН			
	7	6	5	$\Delta U_5$
1	231,5	228,1	224,8	-2,26
2	232,3	228,8	225,5	-1,96
3	233,1	229,6	226,3	-1,61
4	234	230,6	227,2	-1,22
5	235,1	231,6	228,3	-0,74
6	236,3	232,8	229,5	-0,22
7	237,6	234,2	230,8	0,35
8	239,1	235,6	232,2	0,96
9	240,7	237,2	233,8	1,65
10	242,3	238,8	235,5	2,39

Отже, як видно, переведення пристрою РПН у 6 положення не дало бажаного результату, на відміну від 5 положення – тепер рівень напруги в мережі не перевищує нормально допустимого значення.

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

Таблиця 2.14 – Значення напруг при денному навантаженні за наявності СЕС у першого та останнього споживачів

№ споживача	Напруга в мережі $U_{\phi}$ , В				Відхилення від номінальної напруги, %	
	Ступінь регулювання РПН				$\Delta U_5$	$\Delta U_4$
	7	6	5	4		
1	233,3	229,9	226,6	223,4	-1,48	-2,87
2	234,1	230,6	227,3	224,1	-1,17	-2,57
3	234,9	231,4	228,1	224,9	-0,83	-2,22
4	235,9	232,4	229,1	225,8	-0,39	-1,83
5	236,9	233,5	230,1	226,9	0,04	-1,35
6	238,2	234,7	231,3	228,1	0,57	-0,83
7	239,5	236	232,6	229,4	1,13	-0,26
8	240,9	237,4	234,1	230,9	1,78	0,39
9	242,5	239	235,6	232,4	2,43	1,04
10	244,2	240,7	237,3	234,1	3,17	1,78

Отже, як бачимо, переведення пристрою РПН трансформатора в 4 положення дало змогу врегулювати рівень напруги в мережі до нормально допустимих значень.

Таблиця 2.15 – Значення напруг при денному навантаженні за наявності СЕС через одного споживача

№ споживача	Напруга в мережі $U_{\phi}$ , В		Відхилення від номінальної напруги, %
	Ступінь регулювання РПН		
	7	1	$\Delta U_1$
1	238,9	219,8	-4,43
2	245,1	225,9	-1,78
3	251,4	232,2	0,96
4	256,1	236,8	2,96
5	260,9	241,5	5,00
6	264	244,6	6,35
7	267,1	247,7	7,70
8	268,6	249,2	8,35

Продовження таблиці 2.15

№ споживача	Напруга в мережі $U_{\phi}$ , В		Відхилення від номінальної напруги, %
	Ступінь регулювання РПН		
	7	1	$\Delta U_1$
9	270,2	250,8	9,04
10	270,1	250,6	8,96

Так як без регулювання напруга в мережі сягала критичних значень, то положення РПН було переведено у максимальне. Хоча не вдалося знизити напругу до бажаного рівня, проте тепер вона знаходиться в межах гранично допустимих значень.

Таблиця 2.16 – Значення напруг при вечірньому навантаженні за наявності СЕС тільки у першого споживача

№ споживача	Напруга в мережі $U_{\phi}$ , В			Відхилення від номінальної напруги, %	
	Ступінь регулювання РПН			$\Delta U_{11}$	$\Delta U_{12}$
	7	11	12		
1	225,5	240	243,9	4,35	6,04
2	220,2	234,5	238,4	1,96	3,65
3	215,6	229,7	233,6	-0,13	1,57
4	211,6	225,5	229,3	-1,96	-0,30
5	208,2	222	225,7	-3,48	-1,87
6	205,4	219	222,7	-4,78	-3,17
7	203,1	216,6	220,3	-5,83	-4,22
8	201,5	214,9	218,6	-6,57	-4,96
9	200,3	213,7	217,4	-7,09	-5,48
10	199,8	213,1	216,8	-7,35	-5,74

Отже, як видно з результатів дослідження, переведення пристрою РПН у 11 та 12 положення не змогли підняти напругу до нормально допустимих меж, проте тепер вона щонайменше не перевищує гранично допустимого значення.

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

Таблиця 2.17 – Значення напруг при вечірньому навантаженні за наявності СЕС тільки в останнього споживача

№ спо-живача	Напруга в мережі $U_{\phi}$ , В			Відхилення від номінальної напруги, %	
	Ступінь регулювання РПН			$\Delta U_{11}$	$\Delta U_{12}$
	7	11	12		
1	225,4	239,9	243,9	4,30	6,04
2	220,5	234,8	238,7	2,09	3,78
3	216,3	230,3	234,2	0,13	1,83
4	212,6	226,5	230,3	-1,52	0,13
5	209,5	223,3	227	-2,91	-1,30
6	207	220,6	224,4	-4,09	-2,43
7	205,1	218,6	222,3	-4,96	-3,35
8	203,8	217,2	220,9	-5,57	-3,96
9	203	216,4	220,1	-5,91	-4,30
10	202,8	216,2	219,8	-6,00	-4,43

Аналогічна ситуація спостерігається і у цьому випадку: напругу вдалося підняти лише до гранично допустимих меж.

Таблиця 2.18 – Значення напруг при вечірньому навантаженні за наявності СЕС у першого та останнього споживачів

№ спо-живача	Напруга в мережі $U_{\phi}$ , В			Відхилення від номінальної напруги, %	
	Ступінь регулювання РПН			$\Delta U_{10}$	$\Delta U_{11}$
	7	10	11		
1	225,8	236,5	240,3	2,83	4,48
2	220,9	231,4	235,2	0,61	2,26
3	216,6	227	230,7	-1,30	0,30
4	213	223,2	226,8	-2,96	-1,39
5	209,9	220	223,6	-4,35	-2,78
6	207,4	217,4	221	-5,48	-3,91
7	205,5	215,4	219	-6,35	-4,78
8	204,1	214	217,5	-6,96	-5,43
9	203,3	213,2	216,7	-7,30	-5,78
10	203,1	213	216,5	-7,39	-5,87

Отже, переведення пристрою РПН трансформатора в 11 положення дало змогу підняти рівень напруги до гранично допустимих меж у кінцевих споживачів. Увімкнення 12 та 13 положень не дали б бажано результату, адже тобї можна було спостерігати значне підвищення рівня напруги у першого споживача.

Таблиця 2.19 – Значення напруг при вечірньому навантаженні за наявності СЕС через одного споживача

№ споживача	Напруга в мережі $U_{\phi}$ , В			Відхилення від номінальної напруги, %	
	Ступінь регулювання РПН			$\Delta U_{10}$	$\Delta U_{11}$
	7	10	11		
1	226,8	237,5	241,3	3,26	4,91
2	222,9	233,5	237,2	1,52	3,13
3	219,7	230	233,8	0,00	1,65
4	216,7	226,9	230,6	-1,35	0,26
5	214,2	224,4	228	-2,43	-0,87
6	212,1	222,1	225,7	-3,43	-1,87
7	210,5	220,4	224	-4,17	-2,61
8	209,1	219	222,6	-4,78	-3,22
9	208,3	218,2	221,7	-5,13	-3,61
10	207,7	217,6	221,1	-5,39	-3,87

Отже, у цьому випадку переведення пристрою РПН в 11 положення дало змогу підвищити рівень напруги у споживачів до нормально допустимих меж.

Таблиця 2.20 – Значення напруг при вечірньому навантаженні за наявності СЕС у кожного споживача

№ споживача	Напруга в мережі $U_{\phi}$ , В			Відхилення від номінальної напруги, %	
	Ступінь регулювання РПН			$\Delta U_8$	$\Delta U_9$
	7	8	9		
1	228,5	231,9	235,5	0,83	2,39
2	226,4	229,7	233,2	-0,13	1,39
3	224,5	227,7	231,2	-1,00	0,52

Продовження таблиці 2.20

№ споживача	Напруга в мережі $U_{\phi}$ , В			Відхилення від номінальної напруги, %	
	Ступінь регулювання РПН			$\Delta U_8$	$\Delta U_9$
	7	8	9		
4	222,8	226	229,4	-1,74	-0,26
5	221,4	224,6	227,9	-2,35	-0,91
6	220,3	223,4	226,7	-2,87	-1,43
7	219,4	222,5	225,7	-3,26	-1,87
8	218,7	221,7	225	-3,61	-2,17
9	218,2	221,3	224,5	-3,78	-2,39
10	218	221	224,2	-3,91	-2,52

Отже, що переключення на 8, що на 9 положення пристрою РПН трансформатора дали змогу підняти рівень напруги в мережі до нормально допустимих меж.

Даний метод регулювання є доволі ефективним, адже дозволяє не тільки боротися із підвищенням рівня напруги, а і з його зменшенням.

#### 2.4.2 Застосування мережевих дроселів

Так як мережеві дроселі слугують джерелом додаткового реактивного навантаження, то його моделювання можна здійснити за допомогою блоку «Constant Power Load», який включений послідовно з основним навантаженням споживача.

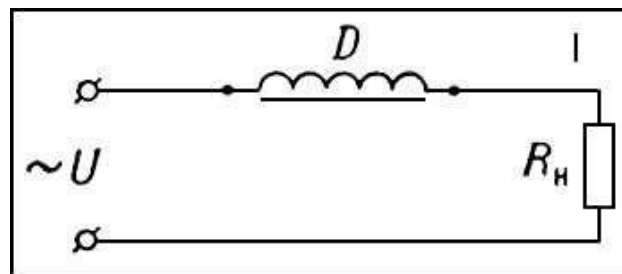


Рисунок 2.23 – Схема приєднання дроселя в електричне коло [23]

За формулою 2.2 при мінімальній навантаженні струм СЕС становитиме:

$$I = P \cdot \frac{1}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{30000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 43,3 \text{ A}, \quad (2.5)$$

саме тому для моделювання візьмемо мережевий трифазний дросель серії ACL-0050, паспортні дані якого наведені в табл. 2.21 [24].

Таблиця 2.21 – Паспортні дані мережевого дроселя ACL-0050

Серія	Номінальна напруга, В	Номінальний струм, А	Габаритна потужність, кВар	Індуктивність, мГн
ACL-0050	400	50	18,5	0,28



Рисунок 2.24 – Зовнішній вигляд вхідного дроселя ACL-0050

Слід розрізняти дві потужності дроселів – габаритну  $Q_{op}$  та розрахункову реактивну потужність  $Q$  [25]. Для звичайних дроселів ці дві величини відрізняються незначно, тому при моделюванні у параметри блоку «Constant Power Load» будемо задавати номінальну реактивну потужність – 18,5 кВАр.

Вхідні дроселі будуть встановлені лише на споживачах із СЕС.

Результати моделювання будуть подаватися у вигляді таблиць (табл. 2.22-2.25) та порівняльних графіків (рис. 2.25-2.28).



Таблиця 2.22 – Значення напруг за наявності СЕС у першого споживача

№ Спожи- вача	$Q_n = 0,97$ кВар		$Q_n = 19,47$ кВар		Порівняння $\Delta U, \%$
	$U_{\phi 1}, \text{В}$	$\delta U, \%$	$U_{\phi 2}, \text{В}$	$\delta U, \%$	
1	231,5	0,65	231,4	0,61	0,04
2	230,4	0,17	230,3	0,13	0,04
3	229,4	-0,26	229,3	-0,30	0,04
4	228,6	-0,61	228,5	-0,65	0,04
5	227,8	-0,96	227,7	-1,00	0,04
6	227,2	-1,22	227,1	-1,26	0,04
7	226,7	-1,43	226,6	-1,48	0,04
8	226,4	-1,57	226,3	-1,61	0,04
9	226,1	-1,70	226,0	-1,74	0,04
10	226	-1,74	225,9	-1,78	0,04

Отже, у даному випадку спостерігалось незначне підвищення напруги лише у першого споживача. Так як відсоток відхилення незначний, то й ефективність застосування вхідного дроселя є низькою, адже напруга знизилася лише на 0,04 %.

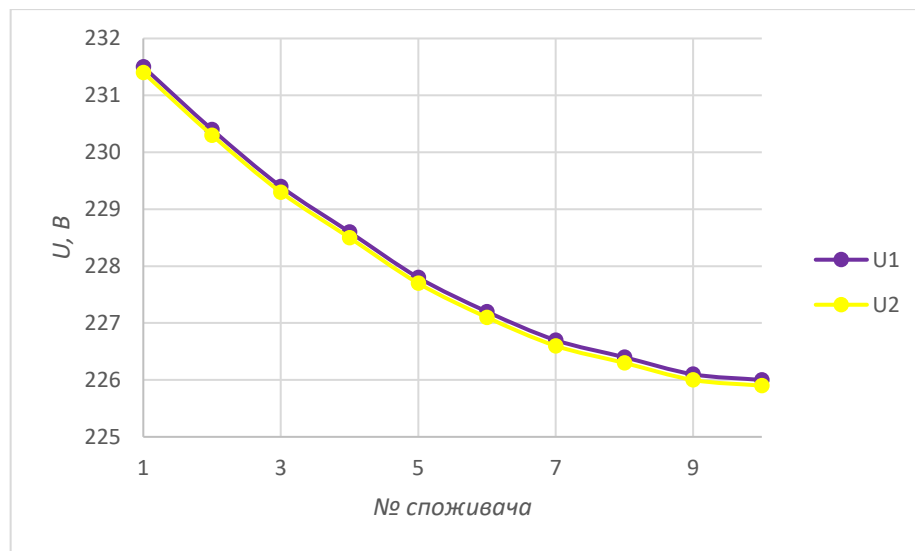


Рисунок 2.25 – Графік зміни напруг за наявності СЕС та мережевого дроселя у першого споживача

Таблиця 2.23 – Значення напруг за наявності СЕС в останнього споживача

№ Спожи- вача	$Q_n = 0,97$ кВар		$Q_n = 19,47$ кВар		Порівняння $\Delta U, \%$
	$U_{\phi 1}, \text{В}$	$\delta U, \%$	$U_{\phi 2}, \text{В}$	$\delta U, \%$	
1	231,5	0,65	231,4	0,61	0,04
2	232,3	1,00	231,9	0,83	0,17
3	233,1	1,35	232,6	1,13	0,22
4	234	1,74	233,4	1,48	0,26
5	235,1	2,22	234,4	1,91	0,30
6	236,3	2,74	235,4	2,35	0,39
7	237,6	3,30	236,6	2,87	0,43
8	239,1	3,96	238,0	3,48	0,48
9	240,7	4,65	239,4	4,09	0,57
10	242,3	5,35	241,0	4,78	0,57

Отже, як можна побачити, у останнього споживача спостерігається найбільший відсоток покращення напруги – 0,57 %. Застосування мережевого дроселя у останнього споживача допомогло змістити рівень напруги у нормально допустимі межі.

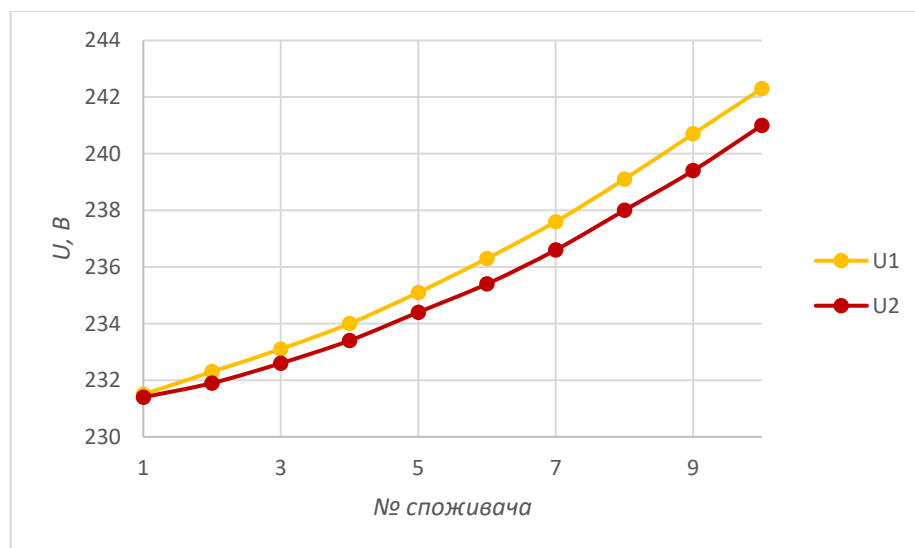


Рисунок 2.26 – Графік зміни напруг за наявності СЕС та мережевого дроселя в останнього споживача

Таблиця 2.24 – Значення напруг за наявності СЕС у першого та останнього споживачів

№ Спожи- вача	$Q_n = 0,97$ кВар		$Q_n = 19,47$ кВар		Порівняння $\Delta U, \%$
	$U_{\phi 1}, \text{В}$	$\delta U, \%$	$U_{\phi 2}, \text{В}$	$\delta U, \%$	
1	233,3	1,43	233,1	1,35	0,09
2	234,1	1,78	233,6	1,57	0,22
3	234,9	2,13	234,3	1,87	0,26
4	235,9	2,57	235,1	2,22	0,35
5	236,9	3,00	236,1	2,65	0,35
6	238,2	3,57	237,2	3,13	0,43
7	239,5	4,13	238,4	3,65	0,48
8	240,9	4,74	239,7	4,22	0,52
9	242,5	5,43	241,2	4,87	0,57
10	244,2	6,17	242,8	5,57	0,61

Отже, можна побачити, що у даному випадку застосування дроселів не допомогло знизити напругу в останнього споживача до нормально допустимих значень, на відміну від споживача № 9.

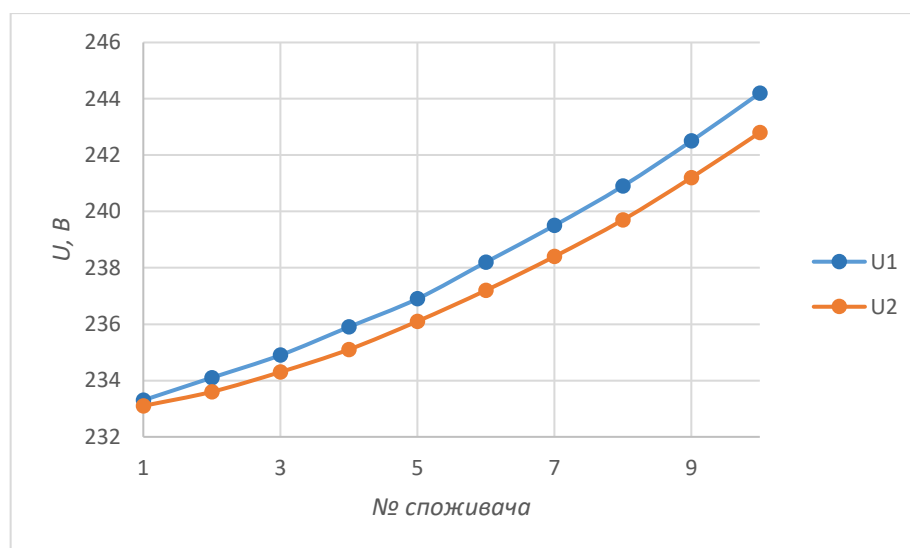


Рисунок 2.27 – Графік зміни напруг за наявності СЕС та мережевого дроселя у першого та останнього споживачів

Таблиця 2.25 – Значення напруг за наявності СЕС у першого та останнього споживачів

№ Спожи- вача	$Q_n = 0,97$ кВар		$Q_n = 19,47$ кВар		Порівняння $\Delta U, \%$
	$U_{\phi 1}, \text{В}$	$\delta U, \%$	$U_{\phi 2}, \text{В}$	$\delta U, \%$	
1	238,9	3,87	238,1	3,52	0,35
2	245,1	6,57	243,7	5,96	0,61
3	251,4	9,30	249,5	8,48	0,83
4	256,1	11,35	253,8	10,35	1,00
5	260,9	13,43	258,3	12,30	1,13
6	264	14,78	261,2	13,57	1,22
7	267,1	16,13	264,2	14,87	1,26
8	268,6	16,78	265,6	15,48	1,30
9	270,2	17,48	267,1	16,13	1,35
10	270,1	17,43	267,0	16,09	1,35

Як видно, при такому значному підвищенні напруги на кінці фідера значно зросла й ефективність застосування компенсаційних котушок. Не дивлячись на це, зниження напруги на 1,35 % для споживачів № 9 та № 10 не дає бажаного результату.

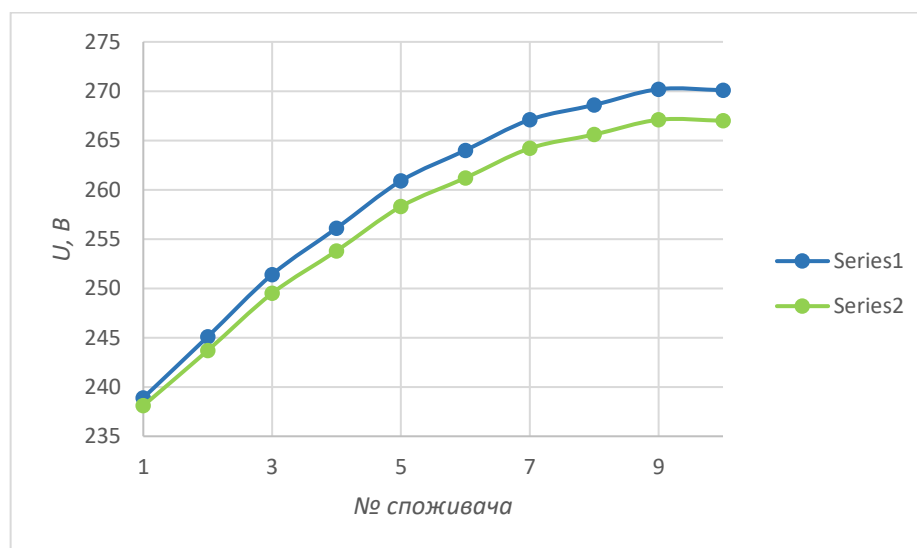


Рисунок 2.28 – Графік зміни напруг за наявності СЕС та мережевого дроселя через одного споживача

Можна зробити висновок, що даний метод боротьби з підвищенням напруги у мережі показує свою ефективність лише у випадках, коли напруга незначно виходить за межі нормально допустимого значення. У середньому лінійні дрo-селі змогли знизити підвищення напруги лише на 0,05 – 1,4 %.

### 2.4.3 Регулювання коефіцієнта потужності інвертора

Для того, щоб підтримувати коефіцієнт потужності на рівні 0,9, сонячний інвертор повинен подавати реактивну потужність. Отже, СЕС має працювати з коефіцієнтом потужності 0,9 випередження, а не з одиницею, щоб підтримувати  $\cos\varphi$  на стороні мережі.

Моделювання зі зміною значення коефіцієнта потужності інвертора проводилося лише для випадку денного навантаження, адже за максимального навантаження не було виявлено випадків значного підвищення напруги в мережі. Результати наведено в табл. 2.26-2.29 та на рис. 2.29-2.32.

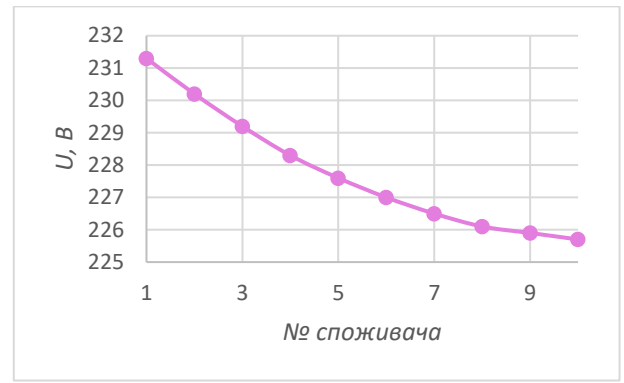
Таблиця 2.26 – Значення напруг за наявності СЕС у першого споживача

№ Спожи- вача	$\cos\varphi = 1$		$\cos\varphi = 0,9$		Порівняння $\Delta U, В$
	$U_{\phi}, В$	$\delta U, \%$	$U_{\phi}, В$	$\delta U, \%$	
1	231,5	0,65	231,3	0,57	0,2
2	230,4	0,17	230,2	0,09	0,2
3	229,4	-0,26	229,2	-0,35	0,2
4	228,6	-0,61	228,3	-0,74	0,3
5	227,8	-0,96	227,6	-1,04	0,2
6	227,2	-1,22	227	-1,30	0,2
7	226,7	-1,43	226,5	-1,52	0,2
8	226,4	-1,57	226,1	-1,70	0,3
9	226,1	-1,70	225,9	-1,78	0,2
10	226	-1,74	225,7	-1,87	0,3

Отже, як бачимо, регулювання коефіцієнта потужності у даному випадку не дало значних результатів, адже до цих змін незначне підвищення напруги спостерігалось лише у першого споживача.



а)



б)

Рисунок 2.29 – Графіки зміни напруг за наявності СЕС у першого споживача: а) при  $\cos\varphi = 1$ , б) при  $\cos\varphi = 0,9$

Таблиця 2.27 – Значення напруг за наявності СЕС в останнього споживача

№ Спожи- вача	$\cos\varphi = 1$		$\cos\varphi = 0,9$		Порівняння $\Delta U, В$
	$U_{\phi}, В$	$\delta U, \%$	$U_{\phi}, В$	$\delta U, \%$	
1	231,5	0,65	231,3	0,57	0,2
2	232,3	1,00	231,7	0,74	0,6
3	233,1	1,35	232,3	1,00	0,8
4	234	1,74	233	1,30	1
5	235,1	2,22	233,8	1,65	1,3
6	236,3	2,74	234,8	2,09	1,5
7	237,6	3,30	235,9	2,57	1,7
8	239,1	3,96	237,1	3,09	2
9	240,7	4,65	238,5	3,70	2,2
10	242,3	5,35	240	4,35	2,3

Можна побачити, що чим вищою була напруга у споживача, тим більше її вдалося зменшити завдяки регулюванню інвертора.



а)



б)

Рисунок 2.30 – Графіки зміни напруг за наявності СЕС в останнього споживача:

а) при  $\cos\varphi = 1$ , б) при  $\cos\varphi = 0,9$ 

Таблиця 2.28 – Значення напруг за наявності СЕС у першого та останнього споживачів

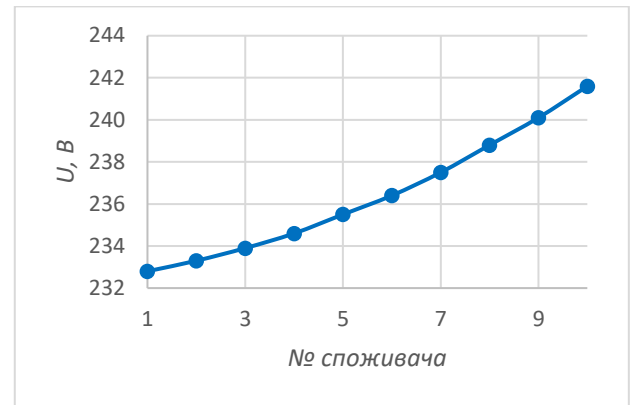
№ Спожи- вача	$\cos\varphi = 1$		$\cos\varphi = 0,9$		Порівняння $\Delta U, В$
	$U_{\phi}, В$	$\delta U, \%$	$U_{\phi}, В$	$\delta U, \%$	
1	233,3	1,43	232,8	1,22	0,5
2	234,1	1,78	233,3	1,43	0,8
3	234,9	2,13	233,9	1,70	1
4	235,9	2,57	234,6	2,00	1,3
5	236,9	3,00	235,5	2,39	1,4
6	238,2	3,57	236,4	2,78	1,8
7	239,5	4,13	237,5	3,26	2
8	240,9	4,74	238,8	3,83	2,1
9	242,5	5,43	240,1	4,39	2,4
10	244,2	6,17	241,6	5,04	2,6

Отже, можна побачити, що завдяки налаштуванню коефіцієнта потужності інвертора для споживача № 10 вдалося зменшити напругу до меж нормально допустимого значення (знизити на 2,6 В).

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата



а)



б)

Рисунок 2.31 – Графіки зміни напруг за наявності СЕС у першого та останнього споживачів: а) при  $\cos\varphi = 1$ , б) при  $\cos\varphi = 0,9$

Таблиця 2.29 – Значення напруг за наявності СЕС через одного споживача

№ Спожи- вача	$\cos\varphi = 1$		$\cos\varphi = 0,9$		Порівняння $\Delta U, В$
	$U_{\phi}, В$	$\delta U, \%$	$U_{\phi}, В$	$\delta U, \%$	
1	238,9	3,87	237,6	3,30	1,3
2	245,1	6,57	242,9	5,61	2,2
3	251,4	9,30	248,4	8,00	3
4	256,1	11,35	252,4	9,74	3,7
5	260,9	13,43	256,6	11,57	4,3
6	264	14,78	259,3	12,74	4,7
7	267,1	16,13	262,1	13,96	5
8	268,6	16,78	263,4	14,52	5,2
9	270,2	17,48	264,8	15,13	5,4
10	270,1	17,43	264,7	15,09	5,4

Можна зробити висновок, що для такого значного рівня підвищення напруги недостатньо лише одного регулювання коефіцієнта потужності інвертора. Даний метод найкраще себе показав у випадку, коли напругу необхідно знизити до меж нормально допустимих значень.

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата





а)



б)

Рисунок 2.32 – Графіки зміни напруг за наявності СЕС через одного споживача:  
а) при  $\cos\varphi = 1$ , б) при  $\cos\varphi = 0,9$

## 2.5 Техніко-економічне порівняння запропонованих рішень

### 2.5.1 Основні поняття

Співставлення техніко-економічних показників (ТЕП) розроблених у п. 1.3 варіантів буде проводитися за методикою економічного обґрунтування для розробок з різним значенням основного технічного показника [26].

Серед основних ТЕП виділимо наступні:

1. Величина капітальних вкладень  $K$  (грн.):

$$K = B \cdot Ц, \quad (2.6)$$

де  $B$  – коефіцієнт, що враховує витрати на розробку, придбання, транспортування, монтаж і налагодження нової розробки та інших витрат, пов'язаних з нею,  $B = 1,2 \dots 2$ ;  $Ц$  – ціна реалізації нової розробки, якщо вона була відома або визначена раніше, грн./шт.;

2. Величина експлуатаційних витрат  $E$  (грн./рік):

$$E = k \cdot Ц, \quad (2.7)$$

де  $k$  – коефіцієнт, який враховує річні витрати на амортизацію, обслуговування, ремонти тощо,  $k = 0,2 \dots 0,4$ .

									Арк.
									57
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.392 ПЗ				



Продовження таблиці 2.30

Співвідношення між капітальними вкладеннями та експлуатаційними витратами		Формули для розрахунку економічних показників	Висновки щодо економічної ефективності
$\frac{K_1}{Q_1} < \frac{K_2}{Q_2}$	$\frac{E_1}{Q_1} > \frac{E_2}{Q_2}$	<p>Термін окупності додаткових питомих капітальних вкладень за рахунок економії на питомих експлуатаційних витратах:</p> $T_{\text{ок2/1}} = \frac{\frac{K_2}{Q_2} - \frac{K_1}{Q_1}}{\frac{E_1}{Q_1} - \frac{E_2}{Q_2}}$	Варіант № 2 буде кращим за умови, коли термін окупності додаткових питомих капітальних вкладень буде меншим за нормативний, тобто, $T_{\text{ок2/1}} < 3 \dots 5$ років.
$\frac{K_1}{Q_1} > \frac{K_2}{Q_2}$	$\frac{E_1}{Q_1} < \frac{E_2}{Q_2}$	<p>Термін поглинання економії на питомих капітальних вкладеннях додатковими експлуатаційними витратами:</p> $T_{\text{погл1/2}} = \frac{\frac{K_1}{Q_1} - \frac{K_2}{Q_2}}{\frac{E_2}{Q_2} - \frac{E_1}{Q_1}}$	Варіант № 2 буде кращим за умови, коли термін поглинання економії на капітальних вкладеннях додатковими питомими експлуатаційними витратами буде більшим за нормативний, тобто, $T_{\text{погл1/2}} > 3 \dots 5$ років.

### 2.5.2 Вибір моделей компенсуючих пристроїв

1. Варіант № 1 – силовий трансформатор з пристроєм РПН марки ТМН-400/35/0,4 кВ. Зовнішній вигляд трансформатора зображений на рис. 2.22, а паспортні дані наведені в табл. 2.10.

Ціна даного трансформатора складає  $C = 180000$  грн. Так як точні дані щодо вартості послуг, наприклад, з транспортування та монтажу трансформатора невідомі, то умовно приймемо, що коефіцієнт  $B = 1,3$ , тобто, складає 30 % від вартості самого трансформатора. Відповідно коефіцієнт  $k$  для розрахунку експлуатаційних витрат на рік становитиме приблизно  $k = 0,3$ .

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

2. Варіант № 2 – мережевий дросель ACL-0050. Зовнішній вигляд дроселя зображений на рис. 2.24, а паспортні дані наведені в табл. 2.21.

Ціна одного дроселя складає 14000 грн. Так як для випадку, коли СЕС встановлені через один будинок, на всю мережу встановлено 5 таких дроселів, то загальна вартість  $C = 14000 \cdot 5 = 70000$  грн. Як і з варіантом № 1, через нестачу точних даних щодо вартості послуг з транспортування і монтажу обладнання приймемо коефіцієнт  $B$  мінімальним, тобто,  $B = 1,2$ , а коефіцієнт  $k = 0,2$ .

3. Варіант № 3 – інвертор з можливістю регулювання коефіцієнта потужності.

Так як у дослідженні потужність фотоелектричних установок була прийнятою 30 кВт, то скористаємося готовим комплектом СЕС на 30 кВт [27]. Цей комплект призначений для підключення до 3-фазної електромережі по "зеленому" тарифу і має максимальну вихідну потужність 30 кВт. Він складається з наступних компонентів: сонячної батареї, мережевого інвертора, лічильника, системи безпеки, комплекту кріплення на наземну конструкцію, спеціального кабелю для сонячних систем та конекторів для кабелю. Комплектація розрахована для монтажу на конструкції з оптимальним кутом нахилу від 30° до 35°.

Таблиця 2.31 – Комплектація СЕС

Позиція	К-сть, од.
Сонячний модуль Trina Solar Vertex TSM-DE18M (II) 495W	60
Мережевий інвертор ZS3-30000TL-G2-S3	1
Лічильник ACE 6000	1
Система безпеки	1
Монтажна конструкція на 60 фотоелектричних модулів (ФЕМ)	1
Сонячний всесезонний кабель та конектори MC-4 (комплект на 60 ФЕМ)	1

У складі комплекту СЕС передбачений інвертор ZS3-30000TL-G2-S3, який має дистанційне керування граничним значенням активної/реактивної потужності, яка може подаватися [28]. Вартість даного інвертора становить  $C = 100000$

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

грн. Зовнішній вигляд інвертора зображений на рис. 2.33. Паспортні наведено у табл. 2.32.



Рисунок 2.33 – Зовнішній вигляд інвертора ZS3-30000TL-G2-S3

Таблиця 2.32 – Паспортні дані інвертора ZS3-30000TL-G2-S3

АС номінальна потужність, Вт	30000
АС номінальна напруга, В	400
АС максимальний струм, А	48
АС частота, діапазон, Гц	50-60
DC максимальна потужність входу, Вт	39000
DC номінальна напруга, В	620
DC максимальний струм входу, А	30/30
ККД інвертора, %	98
Стандарт захисту	IP65
Діапазон робочих температур, °С	-25...+60°С
Захист полярності DC/ Захист від короткого замикання АС	Є

Так як для функціонування дСЕС встановлення інвертора є обов'язковим, то для цього варіанту економічні показники не будуть розраховуватися, адже капітальних вкладень та експлуатаційних витрат на окремі компенсаційні пристрої немає.

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

### 2.5.3 Розрахунки ТЕП для розроблених методів

1. Для варіанту № 1:

– Величина капітальних вкладень:

$$K_1 = B_1 \cdot Ц_1 = 1,3 \cdot 180000 = 234000 \text{ грн.} \quad (2.8)$$

– Величина експлуатаційних витрат:

$$E_1 = k_1 \cdot Ц_1 = 0,3 \cdot 180000 = 54000 \text{ грн. рік,} \quad (2.9)$$

– Величина основного технічного показника:

$$Q_1 = 17,43 \% - 8,96 \% = 8,47 \% \quad (2.10)$$

2. Для варіанту № 2:

– Величина капітальних вкладень:

$$K_2 = B_2 \cdot Ц_2 = 1,2 \cdot 70000 = 84000 \text{ грн.} \quad (2.11)$$

– Величина експлуатаційних витрат:

$$E_2 = k_2 \cdot Ц_2 = 0,2 \cdot 70000 = 14000 \text{ грн. рік,} \quad (2.12)$$

– Величина основного технічного показника:

$$Q_2 = 17,43 \% - 16,09 \% = 1,35 \% \quad (2.13)$$

3. Для варіанту № 3:

– Величина основного технічного показника:

$$Q_3 = 17,43 \% - 15,09 \% = 2,35 \% \quad (2.14)$$

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
						62
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Порівняння варіантів № 1 та № 2:

$$\frac{K_1}{Q_1} = \frac{234000}{8,47} = 27626,919 \text{ грн./\%}; \quad (2.15)$$

$$\frac{K_2}{Q_2} = \frac{84000}{1,35} = 62222,222 \text{ грн./\%}; \quad (2.16)$$

$$\frac{E_1}{Q_1} = \frac{54000}{8,47} = 6375,444 \text{ грн./\% рік}; \quad (2.17)$$

$$\frac{E_2}{Q_2} = \frac{14000}{1,35} = 10370,370 \text{ грн./\% рік}. \quad (2.18)$$

Отже, як бачимо:

$$\frac{K_1}{Q_1} < \frac{K_2}{Q_2}, \quad \frac{E_1}{Q_1} < \frac{E_2}{Q_2}.$$

Це означає, що варіант № 1 буде кращим.

Абсолютна економія як на капітальних вкладеннях, так і на питомих експлуатаційних витратах:

$$K_{\text{ек}} = \frac{K_2}{Q_2} - \frac{K_1}{Q_1} = 62222,222 - 27626,919 = 34598,303 \text{ грн./\%}; \quad (2.19)$$

$$E_{\text{ек}} = \frac{E_2}{Q_2} - \frac{E_1}{Q_1} = 10370,370 - 6375,444 = 3994,926 \text{ грн./\% рік}. \quad (2.20)$$

Отже, варіант № 2 (застосування мережевих дроселів) виявився менш ефективним у порівнянні з варіантом № 1 (застосування трансформаторів з пристроєм РПН).

Якщо порівнювати варіант № 1 та варіант № 3, то, звичайно, для регулювання коефіцієнта потужності інвертора немає необхідності робити додаткові вкладення, проте й ефективність даного методу не є високою для запобігання аварійних ситуацій. Застосування трансформаторів з пристроєм РПН допомагає ефективно боротися з проблемами не тільки підвищення, а й пониження напруги

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
						63
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

в мережі, що допомагає тримати відсоток відхилення напруги у нормально допустимих або гранично допустимих межах. Вибір найбільш оптимально варіанту (між № 1 та № 3) залежить від кількості споживачів із СЕС та рівнем навантаження для конкретної мережі.

## 2.6 Висновки до розділу

Отже, у ході даного розділу було проведено детальний аналіз стану напруги в мережах як з дСЕС, так і без них. Було помічено, що у випадку великих навантажень домогосподарств встановлення сонячних панелей є раціональним рішенням, адже вони частково здатні перекрити просадку напруги в мережі, чого не можна сказати у випадку мінімальних навантажень: при генерації великих потужностей в мережу, які значно вищі за потреби в ЕЕ вдень, спострігається значне підвищення напруги в мережі, що негативно може вплинути як на роботу самої мережі, так і на термін служби електричного обладнання домогосподарств.

При впровадженні заходів з покращення рівня напруги в мережі найбільшу ефективність показало застосування силового трансформатора з пристроєм РПН – завдяки ньому вдалося ефективно боротися не лише з підвищенням, а й з просадкою напруги у споживачів. Зі свого боку регулювання коефіцієнта потужності та застосування лінійних дроселів показали значно меншу ефективність у порівнянні з першим методом регулювання.

Під час порівняння розроблених варіантів за техніко-економічними показниками було встановлено, що застосування силових трансформаторів з пристроєм РПН має значно більшу економічну доцільність, аніж застосування мережових дроселів. З порівняння силових трансформаторів з пристроєм РПН та методу регулювання коефіцієнту потужності інвертора можна зробити висновок, що вибір найбільш оптимального варіанту залежатиме від конфігурації та кількості споживачів із СЕС – за незначного підвищення напруги більш доцільно використовувати варіант № 3, а при значних відхиленнях напруги рекомендовано застосовувати варіант № 1.

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
						64
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



### 3 Охорона праці в електромережах з фотоелектричними установками

Електроустановки з сонячними панелями мають свої особливості та ризики, які повинні бути враховані при плануванні, проектуванні та експлуатації. У цьому розділі розглянуто питання ОП (охорони праці) при роботі як з СЕС, так і зі звичайними електроустановками, включаючи вимоги до заземлення та захисту від перенапруг, захист від небезпек внаслідок ураження електричним струмом, а також заходи безпеки при монтажу, обслуговуванні та ремонті.

Так як найчастіше монтаж СЕС (сонячних панелей, інверторів, контроллерів, акумуляторів тощо), а також компенсувальних пристроїв здійснюється кваліфікованим електротехнічним персоналом (електромонтерами), то значна частина даного розділу буде спиратися на «Інструкцію з охорони праці для електрика при виконанні робіт з ремонту та обслуговування електроустаткування» [29].

#### 3.1 Загальні положення

Усі вимоги з ОП застосовуються до електриків, які виконують роботи з ремонту та обслуговування електроустаткування СЕС та розподільних мереж.

Згідно з Інструкцією, до виконання робіт з ремонту та обслуговування електричного обладнання допускаються особи не молодше 18 років, які мають фахову освіту та:

- пройшли медичний огляд і не мають медичних протипоказань до виконання робіт;
- пройшли вступний і первинний на робочому місці інструктажі з ОП;
- пройшли навчання щодо безпечних методів та прийомів праці;

Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.392 ПЗ			
Розроб.		Чупрун А. О.			Компенсація втрат потужності в радіальній електричній мережі з фотоелектричною генерацією	Лит.	Лист	Листів
Перевір.		Дяговченко І. М.					65	80
Реценз.						СумДУ, гр. ЕТ-91		
Н. Контр.								
Затверд.		Лебединський І.						

- пройшли перевірку знань правил улаштування електроустановок, правил безпеки при експлуатації електроустановок та вимог з ОП;
- для робіт з ремонту та обслуговування електрообладнання напругою до 1000 В мають групу з електробезпеки не менше III, а для напруги понад 1000 В – не менше IV.

Під час виконання ремонтних та обслуговувальних робіт електрики можуть піддаватися впливу низки шкідливих та небезпечних виробничих факторів, зокрема:

- падінню з висоти;
- ураженню електричним струмом;
- підвищеній напруженості електричного поля;
- підвищеній запиленості повітря робочої зони;
- підвищеному рівню вібрації;
- недостатній освітленості робочої зони;
- фізичним та нервово-психічним перевантаженням.

З метою забезпечення безпеки при виконанні ремонтних та обслуговувальних робіт на електроустаткуванні електрик повинен використовувати вказані нижче засоби індивідуального захисту (ЗІЗ):

- напівкомбінезон бавовняний – на 12 місяців;
- рукавички – на 3 місяці;
- черевики шкіряні – на 24 місяці;
- калоші діелектричні – чергові;
- рукавиці діелектричні – чергові;
- килимки діелектричні – чергові.

Під час ремонту та обслуговування електрообладнання електрик повинен:

- дотримуватися Правил внутрішнього трудового розпорядку та всіх вимог нормативних актів ОП, правил протипожежного захисту та виробничої санітарії;
- тримати робоче місце у чистоті та порядку;

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

- використовувати ЗІЗ та засоби колективного захисту;
- знати, як надавати першу допомогу потерпілим від нещасних випадків;
- негайно повідомляти своєму безпосередньому керівнику про будь-які нещасні випадки, професійні захворювання та ситуації, що створюють загрозу для життя та здоров'я людей;
- знати терміни випробування захисних засобів та пристосувань;
- виконувати тільки доручену роботу;
- дотримуватися вимог інструкцій з експлуатації обладнання;
- знати, де знаходяться засоби надання допомоги, первинні засоби пожежогашіння, головний та запасні виходи та шляхи евакуації в разі аварії або пожежі, а також номери телефонів медичної установи та пожежної охорони.

У разі виробничої ситуації, яка загрожує життю та здоров'ю оточуючих або навколишньому середовищу, електрик може відмовитися від виконання дорученої роботи та повинен про це доповісти своєму керівнику.

На робочому місці заборонено курити, вживати алкогольні напої та інші психоактивні речовини.

Для того, щоб уникнути травм та травмонебезпечних ситуацій, потрібно дотримуватися наступних вимог:

- не залучати до роботи сторонніх осіб;
- не розпочинати роботу без наявності умов для її безпечного виконання;
- виконувати роботу тільки на справному обладнанні, зі справними пристроями та інструментом;
- негайно повідомляти безпосереднього керівника про будь-яку несправність та усувати її, якщо це входить до посадових обов'язків;
- уникати контакту з неізольованими або пошкодженими проводами;
- не виконувати роботу, яка не входить до професійних обов'язків;
- знати, як надавати першу допомогу при кровотечах, переломах, опіках, ураженнях електричним струмом, раптовому захворюванні або отруєнні;

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		67

- дотримуватися правил особистої гігієни: залишати верхній одяг, головний убір та інші особисті речі в гардеробі, працювати в чистому спецодязі та приймати їжу в призначеному для цього місці;
- правильно користуватися ЗІЗ та засобами колективного захисту, первинними засобами пожежогасіння, протипожежним інвентарем, та знати, де вони знаходяться.

Ті, хто не дотримуються Інструкції, несуть дисциплінарну, адміністративну, матеріальну та кримінальну відповідальність відповідно до чинного законодавства України.

### 3.2 Вимоги безпеки перед початком робіт

Перед початком роботи потрібно виконати наступні вимоги безпеки:

1. Одягнути спецодяг, підготувати робоче місце та прибрати зайві речі.
2. Видалити сторонніх осіб із зони робіт, звільнити робоче місце від сторонніх матеріалів та предметів, обгородити робочу зону та встановити знаки безпеки.
3. Переконатися в достатньому освітленні робочого місця, відсутності електричної напруги на відремонтованому обладнанні.
4. Перевірити на справність вимикачі, розетки електричної мережі, електричні проводи та з'єднувальні кабелі.
5. Переконатися в наявності та справності ЗІЗ та попереджувальних пристроїв, таких як діелектричні рукавички, захисні окуляри, калоші, килимки тощо.
6. Перед виконанням робіт інструментом переконатися в його справності, відсутності механічних пошкоджень ізоляційного покриття та в своєчасності проходження випробувань.
7. Перевірити робоче місце на відповідність вимогам пожежної безпеки та достатність освітлення.

					<b>БР 3.6.141.392 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

8. У випадку виявлення порушень електричної та пожежної безпеки необхідно негайно повідомити про це безпосереднього керівника.

### 3.3 Вимоги безпеки під час виконання робіт

Щоб отримати допуск до роботи, електрик повинен мати при собі посвідчення перевірки знань з питань ОП. Якщо посвідчення відсутнє або його термін закінчився, то працівник не може приступити до роботи.

Роботи в електричних установках розподіляються на категорії (в залежності від того, чи знімається напруга на струмопровідних частинах).

Якщо працівник виконує спеціальні види робіт, до яких висуваються додаткові вимоги безпеки, то він повинен бути навчений безпечному проведенню цих робіт і мати відповідний запис у своєму посвідченні. Якщо працівник обслуговує електричні установки напругою до 1000 В одноосібно, то йому потрібно мати III групу з електробезпеки. Під час виконання робіт в електричних установках потрібно проводити організаційні заходи для забезпечення безпеки робіт, такі як:

- оформлення наряду-допуску;
- підготовку робочих місць;
- контроль за виконанням і перерв у роботі.

Для підготовки робочого місця до роботи, яка вимагає зняття напруги, потрібно виконати такі технічні заходи в певному порядку:

1. Виконати необхідні відключення та всі заходи, що виключають помилкове або самовільне включення комутаційної апаратури.
2. Розвісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційною апаратурою.
3. Перевірити на відсутність напруги струмопровідні частини, які повинні бути заземлені для захисту людей від ураження електричним струмом.
4. Встановити заземлення, включити заземлювальні ножі, застосувати переносні заземлення.

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

5. Встановити огорожі, якщо необхідно, біля робочих місць або струмоведучих частин, що залишилися під напругою, а також вивісити на даних огорожах плакати безпеки.

6. Залежно від місцевих умов обгородити струмопровідні частини до чи після їх заземлення.

Під час роботи без зняття напруги на струмопровідних частинах або поблизу них слід мати як мінімум двох працівників, один з яких повинен бути керівником робіт з групою IV, а інший – групою III з оформленням роботи нарядом-допуском або розпорядженням.

Якщо необхідно зняти або встановити запобіжники в електроустановках з напругою до 1000 В, слід спочатку відключити всі приєднані до них навантаження. При роботі з запобіжниками, що містять відкриті плавкі вставки, необхідно носити захисні окуляри та використовувати ізолюючі кліщі або діелектричні рукавички.

При використанні драбин необхідно працювати вдвох, один працівник повинен залишатися на землі. Використання ящиків або інших предметів для підвищення висоти заборонено. При установці приставних драбин на балках, металевих конструкціях тощо, необхідно надійно закріпити верхню і нижню частину драбини на конструкціях.

Металеві драбини заборонено використовувати під час обслуговування та ремонту електричних установок.

### **3.4 Правила безпеки після виконання ремонтних та технічних робіт на електроустаткуванні**

Після виконання усіх ремонтних робіт необхідно:

1. Відключити необхідне електрообладнання та інструмент від мережі.
2. Прибрати робоче місце, розмістивши деталі, матеріали, сміття та відходи в спеціальні контейнери.
3. Прибрати весь інструмент та обладнання у відведене місце.

					<i>БР 3.6.141.392 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		70

4. Зняти спецодяг і ЗІЗ, ретельно помити руки.
5. Перевірити робоче місце на відповідність протипожежним вимогам.
6. Повідомити свого безпосереднього керівника про виявлені недоліки та несправності під час виконання роботи; занести їх до оперативного журналу.

### 3.5 Вимоги до безпеки у разі виникнення аварійних ситуацій

Під час пожежі необхідно виконати наступні дії:

1. Вимкнути електричне обладнання та витяжну вентиляцію.
2. Повідомити пожежну частину за номером 101 та повідомити про це своєму керівнику, або іншій посадовій особі, якщо керівник відсутній.
3. Розпочати ліквідацію осередку загоряння, використовуючи при цьому пожежогасні засоби, які передбачені для такої ситуації. При гасінні електричного обладнання, яке знаходиться під напругою, необхідно використовувати вуглекислотні вогнегасники ОУ або пісок, але не воду або пінний вогнегасник.

Крім того, електрик повинен пам'ятати, що при раптовому відключенні напруги вона може бути подана знову без попередження. Тому в разі раптового відключення ЕЕ, або якщо подальша робота механізмів та пристроїв загрожує безпеці працівників, слід швидко їх відключити.

Необхідно відключити механізми та пристрої у разі:

- відчуття дії електричного струму при дотику металевих частин пускової апаратури;
- іскріння;
- найменших ознаках загоряння, появі диму, запаху гару;
- появи незнайомого шуму.

У випадку короткого замикання в мережі електроживлення необхідно відключити електричне обладнання та проінформувати про це свого безпосереднього керівника.

					<i>БР 3.6.141.392 ПЗ</i>	Арк.
						71
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Якщо сталося ураження електричним струмом, потерпілого необхідно негайно звільнити від дії електричного струму. Це можна зробити, відключивши електричну мережу або від'єднавши потерпілого від струмопровідних частин за допомогою діелектричних захисних засобів та інших ізолюючих речей і предметів, наприклад, сухого одягу, сухої жердини, прогумованого матеріалу тощо, або перерізавши провід будь-яким інструментом з ізолюючою рукояткою обережно, без додаткового нанесення травм потерпілому. До прибуття медичних працівників необхідно надати потерпілому першу допомогу.

У випадку травмування людини необхідно негайно повідомити про це свого безпосереднього керівника.

### **3.6 Безпека під час монтажу та експлуатації сонячних панелей**

Для безпечного використання та монтажу сонячних батарей (СБ) необхідно дотримуватися правил та норм безпеки, а також вимог безпеки для монтажу інших компонентів системи. Не дозволяється вносити будь-які технічні зміни до конструкції батарей. Під час експлуатації потрібно уникати виникнення небезпечних ситуацій та виконувати певні правила, зокрема:

- не відключати батареї під навантаженням;
- використовувати лише справні проводки необхідного перетину;
- переконатися в тому, що контакти та роз'єми батарей чисті та сухі.

Також варто пам'ятати, що при розриві струмового кола може виникнути небезпечна електрична дуга, тому необхідно дотримуватися відповідної техніки безпеки під час роботи з СБ.

Існує ризик ураження струмом під час роботи з СБ, оскільки напруга може з'являтися на їх виводах навіть за мінімального зовнішнього освітлення. Тому для безпечного відключення СБ від системи рекомендується встановити автоматичний вимикач або коробку запобіжників в легкодоступному місці. При підключенні СБ до системи слід враховувати полярність: позитивний вивід повинен бути підключений до позитивного, а негативний – до відповідного

					<b>БР 3.6.141.392 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		72



негативного виводу. Некоректне підключення кабелів постійного струму може призвести до пошкодження обладнання.

При експлуатації СБ треба дотримуватися максимально допустимих механічних навантажень. Перед установкою необхідно перевірити, щоб погодні умови не завдали шкоди СБ.

Для зменшення ризику виникнення ураження електричним струмом або пожежі ФЕМ сонячних панелей повинні бути заземлені відповідно до правил безпеки.

### **3.7 Правила техніки безпеки при монтажу та експлуатації перетворювачів напруги**

Щоб забезпечити безпеку людей при експлуатації інверторів і захистити електрообладнання від різних перенапруг, необхідно спорудити заземлювальні пристрої та заземлити корпуси електрообладнання на всіх об'єктах. При цьому варто використовувати природні заземлювачі, такі як металеві конструкції і арматуру залізобетонних конструкцій, які мають надійне з'єднання з землею.

Для кількох перетворювачів з різною напругою допускається використовувати один спільний заземлювальний пристрій, проте його опір повинен задовольняти вимогам заземлення того перетворювача, для якого необхідний найменший опір заземлювального пристрою.

Підлягають заземленню наступні елементи:

- корпуси шаф напівпровідникових перетворювачів;
- силові трансформатори;
- автоматичні вимикачі типу ВАТ;
- вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів.

Для приєднання заземлювальних провідників до заземлених конструкцій має бути застосовано зварювання, а до корпусів – зварювання або контактне з'єднання. Кожен заземлений елемент перетворювача повинен бути приєднаний до заземлювача окремим відгалуженням. Послідовне з'єднання декількох

					<i>БР 3.6.141.392 ПЗ</i>	Арк.
						73
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

заземлювальних елементів забороняється. Усі заземлювальні провідники всередині будівлі, де розташовуються перетворювачі, повинні бути пофарбовані у чорний колір. Заземлювальні провідники, як правило, прокладаються по стінах на відстані 50-100 мм від їх поверхні.

Хоча можна прокладати провідники впритул до стіни, описані вимоги до техніки безпеки є загальними для кожної частини обладнання, яка входить до складу перетворювача. Однак, також існують специфічні вимоги безпеки, які повинні дотримуватися при роботі з конкретним електрообладнанням залежно від його призначення та функціональної спрямованості.

Ось декілька прикладів вимог щодо техніки безпеки для конкретних частин електрообладнання.

Для інверторних секцій:

- блоки можна висувати, встановлювати їх на місце, усувати несправності та підключати контрольно-вимірювальну апаратуру лише при вимкненому перетворювачі;
- під час роботи перетворювача дверцята шафи повинні бути замкнені та заблоковані.

Для автоматичних вимикачів типу ВАТ:

- вимикач, якщо він не встановлений в шафі, повинен мати огороження або бути встановлений так, щоб ймовірність дотику до нього була виключена;
- візок вимикача має бути заземленим;
- будь-яку роботу з вимикачем слід виконувати при повністю знятій напрузі;
- налаштування або регулювання вимикача при знятому ізоляційному екрані є недопустимим, якщо при цьому ланцюг управління вимикача знаходиться під напругою.

Трансформатори також потребують додаткових заходів з техніки безпеки, зокрема:

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
						74
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- трансформатор має бути надійно заземлений з використанням заземлювача, розташованого поруч з ним;
- нульова шина має бути використана для підключення нейтральних виводів до щита з провідністю не менше 50% фазної;
- опір заземлювального пристрою не повинен перевищувати 4 Ом;
- частини, які повинні бути заземлені, мають бути надійно з'єднані з нейтраллю трансформатора.

### 3.8 Висновки до розділу

Розділ "Охорона праці в електромережах з фотоелектричними установками" мав на меті наголосити на важливості безпеки під час робіт з фотоелектричними установками в електромережах. Оскільки в роботі з електроустаткуванням існує певна кількість потенційних небезпек, необхідно дотримуватись встановлених правил та процедур для забезпечення безпеки персоналу.

Зазначена "Інструкція з охорони праці для електрика при виконанні робіт з ремонту та обслуговування електроустаткування" надає вичерпну інформацію та рекомендації з питань безпеки під час роботи з фотоелектричними установками. Вона включає в себе правила техніки безпеки, процедури роботи з електрообладнанням, вимоги до особистого захисту та інші важливі вказівки.

					<b>БР 3.6.141.392 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		75

## Висновки

У ході проведення дослідження для бакалаврської роботи були виконані усі поставлені задачі, а саме:

- описано основні проблеми, що виникають при інтеграції дСЕС у мережу;
- розроблено основні компенсуючі засоби, які включають заміну силових трансформаторів відповідними з пристроєм РПН, а також метод регулювання  $\cos\varphi$  інверторів;
- створено модель РЕМ для моделювання у системі MATLAB/Simulink;
- промодельовано усі випадки конфігурації дСЕС у мережі з вищевказаними компенсуючими заходами;
- проведено порівняння техніко-економічних показників для усіх трьох розроблених варіантів компенсуючих методів.

Під час моделювання було встановлено, що за надто високого/низького рівня навантаження в мережі можуть виникати суттєві відхилення напруги, що може вкрай негативно сказатися на роботі електроустаткування та спричинити аварійні ситуації. У ході інтеграції різних за вартістю та складністю методів компенсації втрат потужності і напруги було виявлено, що найбільш ефективним методом є впровадження силових трансформаторів з пристроєм РПН, який дозволяє регулювати напругу в РЕМ у діапазоні  $\pm 9\%$  від  $U_{ном}$ .

За техніко-економічними показниками значну перевагу також має трансформатор з пристроєм РПН. Натомість застосування мережевих дроселів не показало значної ефективності як за економічними, так і за технічними показниками. Після порівняння методу регулювання коефіцієнта потужності інверторів та застосування трансформаторів з РПН можна зробити висновок, що вибір конкретного методу залежить від рівня навантаження в мережі – за занадто низького/високого навантаження більш раціонально застосувати перший метод, що допоможе уникнути псування електрообладнання; при невеликому рівні перевищення номінальної напруги в мережі більш оптимальним буде застосування методу регулювання  $\cos\varphi$  інверторів.

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
						76
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## Список використаних джерел

1. Сектор відновлюваної енергетики України до, під час та після війни. Разумков центр: веб-сайт. URL: [https://razumkov.org.ua/statti/sektor-vidnovlyuvanoyi-energetyky-ukrayiny-do-pid-chas-ta-pislya-viyny#\\_ftn42](https://razumkov.org.ua/statti/sektor-vidnovlyuvanoyi-energetyky-ukrayiny-do-pid-chas-ta-pislya-viyny#_ftn42) (дата звернення: 09.05.2023).
2. Сонячна енергетика в Україні. Avenston: веб-сайт. URL: <https://avenston.com/articles/solar-in-ukraine-2019/> (дата звернення: 09.05.2023).
3. Кудря С.О. Стан та перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні. Вісник НАН України. Київ, 2015. № 12. С. 19-26.
4. Про електроенергетику: Закон України від 20 листопада 1997 року.
5. Renewable energy sector: Unlocking sustainable energy potential: веб-сайт. URL: <https://strategy-council.com/files/research/en/38.pdf> (дата звернення: 09.05.2023).
6. Зелений тариф, впровадження проєктів для фізичних та юридичних осіб. Заробіток на альтернативній енергетиці. Екоцентр: веб-сайт. URL: <http://www.ecosvit.net/ua/zeleniy-tarif> (дата звернення: 09.05.2023).
7. “Ukrainian Green Deal” – концепція “зеленого” енергетичного переходу України до 2050 року. Сучасна енергія: веб-сайт. URL: <https://se.net.ua/ukrainian-green-deal-kontseptsiya-zelenogo-energetychnogo-perehodu-ukrayiny-do-2050-roku/> (дата звернення: 09.05.2023).
8. Регулювання напруги в розподільних електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії [текст]: Монографія / О.С. Яндульський, Г.О. Труніна, А.Б.Нестерко - К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021.- 191 с.- Бібліогр.: с.126-140. 50 прим.
9. ДСТУ EN 50160:2014. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності. [Чинний від 2014-05-22]. Київ, 2014, 27 с.

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		77

10. Схема и принцип работы РПН трансформатора. Школа для электрика: веб-сайт. URL: <https://electricalschool.info/main/visokovoltny/1446-skhema-i-princip-raboty-rpn.html> (дата звернення: 26.05.2023).
11. Как понизить напряжение: веб-сайт. URL: [http://spelectric.ucoz.ru/publ/kak\\_ponizit\\_naprjazhenie/1-1-0-158](http://spelectric.ucoz.ru/publ/kak_ponizit_naprjazhenie/1-1-0-158) (дата звернення: 26.05.2023).
12. Трехфазные сетевые дроссели типа 3RTN 4%. Trafeco: веб-сайт. URL: <http://surl.li/hjmvс> (дата звернення: 26.05.2023).
13. Hardik Bhesaniya. Should Solar Grid Tied Inverter be operated at Unity Power Factor?: веб-сайт. URL: <https://www.linkedin.com/pulse/should-solar-grid-tied-inverter-operated-unity-power-factor-hardik/> (дата звернення: 26.05.2023).
14. Контроль потужності для промислових сонячних електростанцій. Avenston: веб-сайт. URL: <https://avenston.com/articles/reactive-power-control-solar/> (дата звернення: 26.05.2023).
15. MATLAB. Экспонента: веб-сайт. URL: <https://exponenta.ru/MATLAB> (дата звернення: 10.05.2023).
16. Удельное сопротивление провода сип таблица. Блог электрика: веб-сайт. URL: <https://lemzspb.ru/udel-noye-soprotivleniye-provoda-sip-tablitsa/> (дата звернення: 16.05.2023).
17. Технические характеристики самонесущего провода СИП. МобилРадио: веб-сайт: <https://mobilradio.ru/mobilradio.ru/mobilradio.htm> (дата звернення: 16.05.2023).
18. Розрахунок геліосистеми з фотоелектричними перетворювачами [Текст]: метод. рек. до викон. розрахункової роботи для студ. спеціальності 144 «Теплоенергетика» /Уклад: В.І Шкляр, В.В. Дубровська, – К.: НТУУ «КПІ», 2015. – 52 с.
19. Скільки потрібно сонячних панелей для будинку 100 м2? Vinur: веб-сайт. URL: <https://vinur.com.ua/ua/aboutus/usefull-info/articles/skilky-potribno->

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		78

sonyachnyh-panelej-dlya-budyunku-100-m2#:~:text= (дата звернення: 16.05.2023).

20. Шведчикова І.О., Кравченко О.П., Романченко Ю.А., Козаков Е.В. Розробка бази даних для прогнозування сонячної генерації в програмно-технічному комплексі управління електроспоживанням локального об'єкта. Наукові праці ДонНТУ. Серія: «Електротехніка і енергетика», 2020, №1(22), С. 55-61. doi:10.31474/2074-2630- 2020-1-55-61.
21. Ананичева С.С., Мызин А.Л., Шелюг С.Н. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Часть I. Электроэнергетические системы и сети. ГОУ ВПО УГТУ-УПИ – 2005. – 52 с.
22. Трансформатор ТМ-400/35/0,4 кВ. НИКА: веб-сайт. URL: <http://www.rustrans.com/?ukey=product&productID=1119> (дата звернення: 24.05.2023);
23. Дроссель электрический: веб-сайт. URL: <https://www.booksite.ru/fulltext/1/001/008/033/754.htm> (дата звернення: 26.05.2023).
24. Входной дроссель ACL-0060 22 кВт 400В. Элэрис: веб-сайт. URL: <http://eleris.ru/id/vhodnoy-drossel-acl-0060-22-kvt-400v-658.html>. (дата звернення: 26.05.2023).
25. Основные сведения о неуправляемых дросселях переменного тока радиоэлектронной аппаратуры. Научная библиотека: веб-сайт. URL: [https://scask.ru/f\\_book\\_dpt.php?id=2](https://scask.ru/f_book_dpt.php?id=2) (дата звернення: 26.05.2023).
26. Козловський В.О. Техніко-економічні обґрунтування та економічні розрахунки в дипломних проектах та роботах. Навчальний посібник. - Вінниця: ВДТУ, 2003. - 75 с.
27. Мережева сонячна електростанція 30 кВт - Зелений тариф. Екоцентр: веб-сайт. URL: <http://www.ecosvit.net/ua/merezheva-sonyachna-elektrostantsiya-30-kwt> (дата звернення: 28.05.2023).

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		79

28.Сетевой инвертор Azzurro ZS3-30000TL-G2-S3. Екотерм: веб-сайт. URL:  
<https://ecoforce.com.ua/ru/photoelectrics/zs3-30000tl-g2-s3/> (дата звернення:  
28.05.2023).

29.Інструкція з охорони праці для електрика при виконанні робіт з ремонту та обслуговування електроустаткування: затв. Наказом Комітету по нагляду за охороною праці М-ва праці та соціальної політики України від 29 січ. 1998 р. № 9 в редакції від 01 вер. 2017 р.

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		80