

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра автоматизації енергосистем

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

_____ Анатолій МАРЧЕНКО

« 13 » _____ червня _____ 2023 р.

Дипломний проєкт

на здобуття ступеня бакалавра

за освітньо-професійною програмою «Управління, захист та автоматизація енергосистем»

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

на тему: «Вплив сонячних та вітрових електростанцій на напругу в розподільній електричній мережі»

Виконав:

студент IV курсу, групи ЕК-91

Польовик Антон Ігорович _____

Керівник:

Ст.викладач, к.т.н.

Труніна Ганна Олексіївна _____

Рецензент: _____

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

Студент _____

Київ – 2023 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра автоматизації енергосистем

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Управління, захист та автоматизація енергосистем»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Анатолій МАРЧЕНКО

« 13 » _____ червня _____ 2023 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проєкт студенту

Польовику Антону Ігоровичу

1. Тема проєкту «Вплив сонячних та вітрових електростанцій на напругу в розподільній електричній мережі», керівник проєкту Труніна Ганна Олексіївна, к.т.н., затверджені наказом по університету від «25» травня 2023 р. № 1969-с
2. Термін подання студентом проєкту 13 червня 2023 р.
3. Вихідні дані до проєкту: Схема розподільної електричної мережі 110/35/10 кВ з вихідною інформацією. Довідникові матеріали . Література.
4. Зміст пояснювальної записки: Опис розподільної електричної мережі 110/35/10 кВ; Аналіз впливу відновлюваних джерел енергії на РЕМ, зокрема на напругу в її вузлах; Огляд засобів регулювання напруги в РЕМ; Моделювання підстанції «Астраханка» 35/10 кВ; Моделювання розподільної електричної мережі 110/35/10 кВ; Розробка моделі сонячної електростанції; Дослідження впливу сонячної електростанції на напругу в РЕМ.
5. Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів, презентацій тощо): Схема розподільної електричної мережі 110/35/10кВ та вплив відновлюваних джерел енергії на роботу електричних мереж; Напруга в РЕМ з ВДЕ та засоби її регулювання; Моделювання розподільної електричної мережі 110/35/10 кВ з СЕС в програмному забезпеченні PowerFactory; Дослідження впливу СЕС на напругу в РЕМ.

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання: «1» березня 2023 р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Термін виконання етапів проекту	Примітка
1.	Опис розподільної електричної мережі 110/35/10 кВ	1.03.2023-15.03.2023	
2.	Аналіз впливу відновлюваних джерел енергії на розподільну електричну мережу, зокрема на напругу в її вузлах	16.03.2023-26.03.2023	
3.	Огляд засобів та методів регулювання напруги в розподільній електричній мережі	27.03.2023-10.04.2023	
4.	Моделювання підстанції «Астраханка» 35/10 кВ	11.04.2023-21.04.2023	
5.	Моделювання розподільної електричної мережі 110/35/10 кВ	22.04.2023-30.04.2023	
6.	Розробка моделі сонячної електростанції	01.05.2023-08.05.2023	
7.	Дослідження впливу сонячної електростанції на напругу в розподільній електричній мережі	09.05.2023-19.05.2023	
8.	Формування висновків по роботі	20.05.2023-25.05.2023	
9.	Оформлення пояснювальної записки проекту та графічної частини	26.05.2023-9.06.2023	

Студент

Антон ПОЛЬОВИК

Керівник

Ганна ТРУНІНА

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЄКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проєкт	2	
2	A4	141.ЕК9122.015.ДБ	Пояснювальна записка	70	
3	A1	141.ЕК9122.015.ТК1	Схема розподільної електричної мережі 110/35/10 кВ та вплив ВДЕ на роботу електричних мереж	1	
4	A1	141.ЕК9122.015.ТК2	Напруга в РЕМ з ВДЕ та засоби її регулювання	1	
5	A1	141.ЕК9122.015.ТК3	Моделювання розподільної електричної мережі 110/35/10 кВ з СЕС в програмному забезпеченні PowerFactory	1	
6	A1	141.ЕК9122.015.ТК4	Дослідження впливу СЕС на напругу в РЕМ	1	

					141.ЕК9122.015.ДБ					
Змін.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Відомість дипломного проєкту					
Розроб.		Польовик А.І.		13.06.2021				Лім.	Лист	Листів
Перевір.		Труніна А.Б.		13.06.2021					3	1
Н. Контр.		Настенко Д.В.		13.06.2021						
Затв.		Марченко А.А.		13.06.2021						

Пояснювальна записка

до дипломного проєкту

на тему: «Вплив сонячних та вітрових електростанцій на напругу
в розподільній електричній мережі»

Київ – 2023 року

РЕФЕРАТ

Дипломний проект був виконаний на 70 аркушах та містить 42 рисунки, 19 таблиць, 4 листи графічної частини та 44 літературних посилання.

Об'єкт дослідження – режими роботи розподільної електричної мережі з відновлюваними джерелами енергії.

Предмет дослідження – регулювання напруги в розподільній електричній мережі на основі залучення систем регулювання під навантаженням трансформаторів.

Мета дослідження – моделювання режиму роботи розподільної електричної мережі, при якому за допомогою систем регулювання під навантаженням трансформаторів досягається регулювання напруги у вузлах мережі, зміна якої спричинена підключенням відновлюваних джерел енергії.

Приведено опис розподільної електричної мережі 110/35/10 кВ. Наведено аналіз впливу відновлюваних джерел енергії на РЕМ, зокрема на напругу в її вузлах. Проведено огляд засобів регулювання напруги в РЕМ. Здійснено моделювання підстанції «Астраханка» 35/10 кВ та моделювання розподільної електричної мережі 110/35/10 кВ. Розроблено модель сонячної електростанції. Проведено дослідження впливу сонячної електростанції на напругу в вузлах РЕМ. Також визначено, що застосування систем РПН трансформаторів дозволяє здійснити ефективне регулювання напруги у вузлах РЕМ.

Ключові слова:

РОЗПОДІЛЬНА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, СОНЯЧНА ЕЛЕКТРИЧНА СТАНЦІЯ, ВІТРОВА ЕЛЕКТРИЧНА СТАНЦІЯ, НАПРУГА, ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ, ОБ'ЄДНАНА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНА СИСТЕМА, ДЖЕРЕЛО РОЗОСЕРЕДЖЕНОГО РЕГУЛЮВАННЯ, РЕГУЛЮВАННЯ ПІД НАВАНТАЖЕННЯМ ТРАНСФОРМАТОРІВ.

					141.ЕК9122.015ДБ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		6

ABSTRACT

The diploma project was presented on 70 sheets and contained 42 drawings, 19 tables, 4 letters of the graphic part and 44 literary publications.

The object of project - Modes of operation of the distribution electric network with renewable energy sources.

The subject of project - Voltage regulation in the distribution network based on the involvement of regulation systems under the load of transformers.

The purpose of project - To model the mode of operation of the distribution electric network, in which the regulation of the voltage in the nodes of the network, the change of which is caused by the connection of renewable energy sources, is achieved with the help of regulation systems under the load of transformers.

A description of the 110/35/10 kV electrical distribution network is given. An analysis of the influence of renewable energy sources on the REM, in particular on the voltage in its nodes, is provided. An overview of the means of voltage regulation in REM was carried out. Modeling of the 35/10 kV Astrakhanka substation and modeling of the 110/35/10 kV electrical distribution network was carried out. A model of a solar power plant has been developed. A study of the influence of the solar power plant on the voltage in the REM nodes was carried out. It is also determined that the use of on-load tap-changer systems of transformers allows for effective regulation of the voltage in REM nodes.

Keywords:

ELECTRICAL DISTRIBUTION NETWORK, SOLAR POWER PLANT, WIND POWER PLANT, VOLTAGE, RENEWABLE ENERGY SOURCES, COMBINED POWER SYSTEM, DISTRIBUTED REGULATION SOURCE, TRANSFORMER LOAD REGULATION TORIV.

					141.ЕК9122.015ДБ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		7

ЗМІСТ

Перелік прийнятих скорочень.....	9
ВСТУП.....	10
1. Розвиток відновлюваних джерел енергії в складі розподільної електричної мережі.....	11
1.1. Опис розподільної електричної мережі 110/35/10 кВ.....	11
1.2. Розвиток відновлюваних джерел енергії в Україні і в світі та їхній вплив на роботу електричної мережі.....	21
Висновки.....	29
2. Засоби та методи регулювання напруги в розподільній електричній мережі з відновлюваними.....	30
2.1. Вплив відновлюваних джерел енергії на напругу в розподільній електричній мережі.....	30
2.2. Огляд засобів та методів регулювання напруги в розподільній електричній мережі з відновлюваними джерелами енергії.....	33
Висновки.....	35
3. Дослідження впливу відновлюваних джерел енергії на напругу в розподільній електричній мережі 110/35/10 кв.....	36
3.1. Моделювання розподільної електричної мережі з відновлюваними джерелами енергії.....	36
3.1.1. Програмне забезпечення PowerFactory.....	36
3.1.2. Моделювання складових електричної мережі.....	38
3.2. Дослідження впливу відновлюваних джерел енергії на напругу в вузлах розподільної електричної мережі.....	58
Висновки.....	64
ВИСНОВКИ.....	65
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	67

					141.ЕК9122.015ДБ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		8

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АГ	-	асинхронний генератор
БСК	-	батареї статичних конденсаторів
ВДЕ	-	відновлювані джерела енергії
ВЕС	-	вітрова електростанція
ДРГ	-	джерело розосередженого генерування
ЕМ	-	електрична мережа
ЛЕП	-	лінії електропередач
ОЕС	-	об'єднана електроенергетична система
ПС	-	електрична підстанція
РЕМ	-	розподільна електрична мережа
РПН	-	регулювання під навантаженням
СЕС	-	сонячна електростанція
СК	-	синхронний компенсатор
СТАТКОМ	-	статичний компенсатор реактивної потужності
СТК	-	статичний тиристорний компенсатор

					141.ЕК9122.015ДБ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		9

ВСТУП

Актуальність досліджуваної теми обумовлена необхідністю розв'язання проблем ресурсозбереження та енергоефективності на фоні глобальних кліматичних змін, викликаних техногенним та антропогенним навантаженням на навколишнє природне середовище, а також сучасними енергетичними проблемами в Україні.

Використання відновлюваних видів ресурсів для забезпечення споживчих потреб відповідає цілям сталого розвитку планети та дозволяє поступово зменшувати негативний вплив від видобування та перетворення традиційних джерел енергії.

Сучасний стан української енергетики, екологічні та економічні проблеми держави загострюються внаслідок військово-політичної ситуації на території України. Відмова від імпортного палива та розвиток відновлюваної енергетики створить сприятливі умови для посилення енергетичної незалежності нашої країни.

Необхідно продовжувати удосконалення методів та засобів керування нормальними режимами електричних мереж України для розвитку відновлювальної енергетики (ВДЕ). Інтеграція відновлюваних джерел енергії в енергосистему має свої переваги, але підключення таких джерел до розподільних електричних мереж (РЕМ) має суттєвий вплив на втрати потужності, рівень напруги в електричній мережі, а також на роботу релейного захисту та автоматики. Враховуючи коливання напруги та порушення її допустимих меж, що виникають внаслідок підключення сонячних електростанцій (СЕС) та вітрових електростанцій (ВЕС), необхідно проводити дослідження існуючих методів регулювання напруги.

					141.ЕК9122.015ДБ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		10

1 РОЗВИТОК ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В СКЛАДІ РОЗПОДІЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Опис розподільної електричної мережі 110/35/10 кВ

Україна має Об'єднану енергетичну систему (ОЕС), що включає в себе електростанції, електричні мережі та інші об'єкти електроенергетики. Ці об'єкти об'єднані в єдину систему виробництва, передачі та розподілу електричної енергії, керовану централізовано.

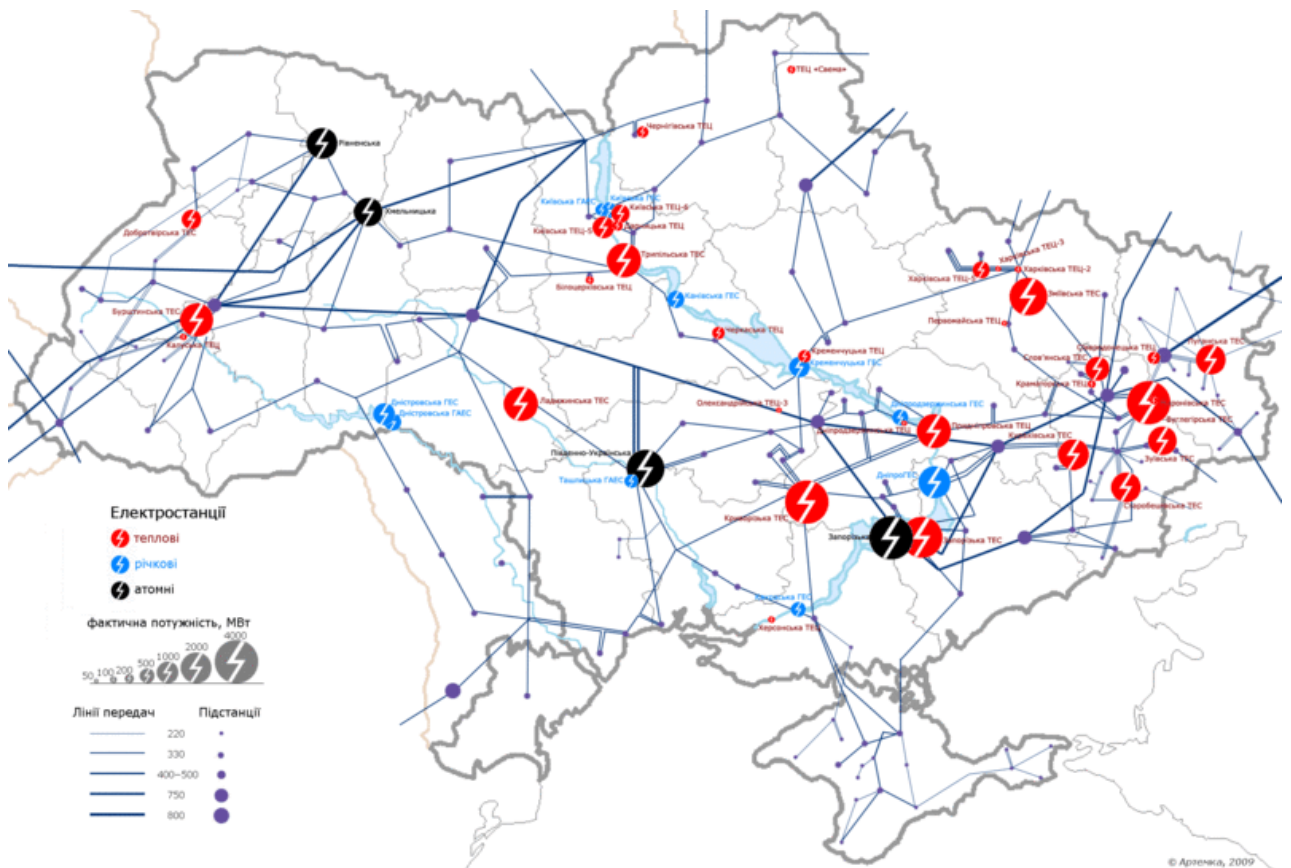


Рисунок 1.1 - Карта-схема ОЕС України. Електростанції фактичною потужністю більше 50 МВт, лінії та підстанції.

Електроенергетична система включає в себе електротехнічне обладнання енергетичної системи та всіх споживачів електричної енергії, які функціонують у єдиному режимі, створюючи єдине функціональне ціле.

					141.ЕК9122.015.ДБ			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Польовик А.І.				РОЗВИТОК ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В СКЛАДІ РОЗПОДІЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевірив	Труніна Г.О.						11	19
Н. Контр.	Настенко Д.В.				ФЕА НТУУ «КПІ» ЕК-91			
Затв.	Марченко А.А.							

Електричні мережі України мають протяжність понад 1 мільйон кілометрів повітряних та кабельних ліній для передачі електроенергії напругою 6—750 кВ. З метою забезпечення енергії для потужних електростанцій було побудовано системоутворювальні мережі, такі як лінії електропередачі напругою 220, 330, 400, 500 та 750 кВ змінного струму, а також лінії напругою 800 кВ постійного струму.

З березня 2022 року, ОЕС України є частиною європейської енергетичної системи ENTSO-E.

ОЕС об'єднує 8 регіональних електроенергетичних систем: Дніпровську, Донбаську, Західну, Кримську, Південну, Південно-Західну, Північну і Центральну. Ці системи пов'язані між собою системоутворювальними і міждержавними високовольтними лініями електропередачі.

Таблиця 1.1 - Південно-Західна електроенергетична система

Оперативно-технологічна зона:	Тернопільська область, Вінницька область, Чернівецька область, Хмельницька область
Площа:	69 000 км ²
Встановлена потужність:	4866,8 МВт.
Найбільші генерувальні потужності:	Хмельницька АЕС, Ладизинська ТЕС, Дністровська ГАЕС, Дністровська ГЕС-1, Дністровська ГЕС-2.
Малі гідроелектростанції (МГЕС):	25 штук від 60 до 7500 кВт
Магістральні лінії електропередач:	2196 км.
Підстанції:	9 шт.
Інше:	У 2009 році закінчено будівництво повітряної лінії 330 кВ Ладизинська ТЕС — Дністровська ГЕС на Дністровську ГАЕС.

Таблиця 1.2 - Західна електроенергетична система

Оперативно-технологічна зона:	Львівська область, Волинська область, Закарпатська область, Рівненська область, Івано-Франківська область
Площа:	88 700 км ²
Встановлена потужність:	6130 МВт.
Найбільші генерувальні потужності:	Рівненська АЕС, Бурштинська ТЕС, Добротвірська ТЕС, Калуська ТЕЦ, Тербле-Ріцька ТЕС.
Малі гідроелектростанції (МГЕС):	10 штук від 300 до 2650 кВт
Магістральні лінії електропередач:	3678,91 км.
Підстанції:	20 шт.
Інше:	Бурштинський енергоострів

Таблиця 1.3 - Центральна електроенергетична система

Оперативно-технологічна зона:	Київська область, Чернігівська область, Житомирська область, Черкаська область
Площа:	111 600 км ²
Встановлена потужність:	4500 МВт.
Найбільші генерувальні потужності:	Трипільська ТЕС, Київська ТЕЦ-5, Київська ТЕЦ-6, Київська ГЕС, Канівська ГЕС, Черкаська ТЕЦ
Малі гідроелектростанції (МГЕС):	21 штука потужністю від 110 до 2850 кВт Магістральні лінії
Магістральні лінії електропередач:	2400 км.
Підстанції:	13 шт.
Інше:	Через вивід з експлуатації енергоблоків Чорнобильської атомної електростанції Центральна енергосистема стала дефіцитною з прийманням активної потужності в часи пікових навантажень. 2012 року очікується добудова Магістральні лінії електропередавання 750 кВ від РАЕС до збудованої у 2009 році Київської підстанції № 6.

Таблиця 1.4 - Північна електроенергетична система

Оперативно-технологічна зона:	Сумська область, Полтавська область, Харківська область
Площа:	84 000 км ²
Встановлена потужність:	3398 МВт.
Найбільші генерувальні потужності:	Зміївська ТЕС, Харківська ТЕЦ-5, Кременчуцька ТЕЦ
Малі гідроелектростанції (МГЕС):	Оскільська, Шишацька, Низівська, Кунцівська, Мало-Ворожбянська, Сухорабівська, Михайлівська
Магістральні лінії електропередач:	2192,91 км.
Підстанції:	14 шт.

Таблиця 1.5 - Донбаська електроенергетична система

Оперативно-технологічна зона:	Донецька область, Луганська область
Площа:	53 000 км ²
Встановлена потужність:	13 600 МВт (1990 рік).
Найбільші генерувальні потужності:	Вуглегірська ТЕС, Луганська ТЕС, Зуївська ТЕС, Зуївська ТЕС, Курахівська ТЕС, Слов'янська ТЕС, Старобешівська ТЕС
Магістральні лінії електропередач:	3 800 км.
Підстанції:	29 шт.
Інше:	Споживання електроенергії (нетто) галузями економіки та населенням даного регіону становить близько 34 млрд кВт·год (понад 25 % від

Таблиця 1.6 - Дніпровська електроенергетична система

Оперативно-технологічна зона:	Кіровоградська область, Дніпропетровська область, Запорізька область
Площа:	83 700 км ²
Встановлена потужність:	17 250 МВт
Найбільші генерувальні потужності:	Запорізька АЕС та ТЕС, Криворізька і Придніпровська ТЕС, Дніпровська і Кременчуцька ГЕС, Каховська ГЕС
Магістральні лінії електропередач:	4307,47 км.
Підстанції:	21 шт.

Таблиця 1.7 - Південна електроенергетична система

Оперативно-технол. зона:	Херсонська , Миколаївська , Одеська область
Площа:	86 100 км ²
Встановлена потужність:	3900 МВт
Найбільші генерувальні потужності:	Південноукраїнська АЕС, Миколаївська ТЕЦ, Одеська ТЕЦ, Херсонська ТЕЦ
Магістральні лінії електропередач:	2420 км
Підстанції:	12 шт.
Інше:	2010 року завершено будівництво ПЛ 330 кВ Аджалик-Усатове-2 з комірками 330 кВ на ПС 330 кВ «Аджалик» та ПС 330 кВ «Усатове».

Таблиця 1.8 - Кримська електроенергетична система

Оперативно-технологічна зона:	Крим
Площа:	26 100 км ²
Встановлена потужність:	340,95 МВт
Найбільші генерувальні потужності:	СЕС «Перово», СЕС «Охотникове», СЕС «Митяєве», ТЕЦ «Севастопольська», ТЕЦ «Сімферопольська», ВЕС «Сакська»
Магістральні лінії:	1353 км.
Підстанції:	17 шт.

Розподільні електричні мережі (РЕМ) включають близько 1 мільйона кілометрів повітряних і кабельних ліній передачі електроенергії з напругою від 0,4 до 150 кВ, близько 200 тисяч трансформаторних підстанцій з напругою від 6 до 110 кВ та загальною встановленою потужністю понад 200 тисяч МВА.

Основним документом, що визначає стратегію розвитку електроенергетичної галузі України, є Енергетична стратегія України на період до 2030 року (схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 15 березня 2006 року №145). Згідно з цим документом передбачається розвиток відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії наступним чином: до 800 МВт до 2015 року, до 1600 МВт до 2020 року та до 2100 МВт до 2030 року.

ПрАТ «Національна енергетична компанія «Укренерго» (ПрАТ «НЕК «Укренерго») виконує функції оператора системи передачі (ОСП), а також адміністратора комерційного обліку та адміністратора розрахунків на ринку електричної енергії України. Компанія забезпечує передачу електроенергії магістральними електромережами від генерації до розподільних мереж та оперативного-технологічного управління системою (рис.1.2).

Компанія займається такими задачами:

- централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління ОЕС України для забезпечення балансу виробництва та споживання електроенергії і потужності в енергосистемі в режимі реального часу з дотриманням вимог операційної безпеки;
- забезпечення функціонування балансуючого ринку та ринку допоміжних послуг для дотримання операційної безпеки;
- передача електроенергії магістральними та міждержавними мережами з дотриманням критеріїв якості електроенергії;
- експлуатація, технічне обслуговування та розвиток мереж;
- забезпечення можливості приєднання до магістральних мереж об'єктів генерації та споживання;

					141.ЕК9122.015ДБ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		16

- забезпечення паралельної роботи з суміжними енергосистемами;
- забезпечення технічної можливості експорту/імпорту електроенергії до 4-х країн Євросоюзу та сусідніх країн;
- інтеграція ОЕС України до ENTSO-E.

Компанія включає 4 територіальні управління обслуговування мережі: Північне, Південне, Східне та Західне. До їх складу входять 15 регіональних центрів обслуговування мереж (РЦОМ). Функції диспетчерського контролю в компанії виконують 6 регіональних диспетчерських центрів.

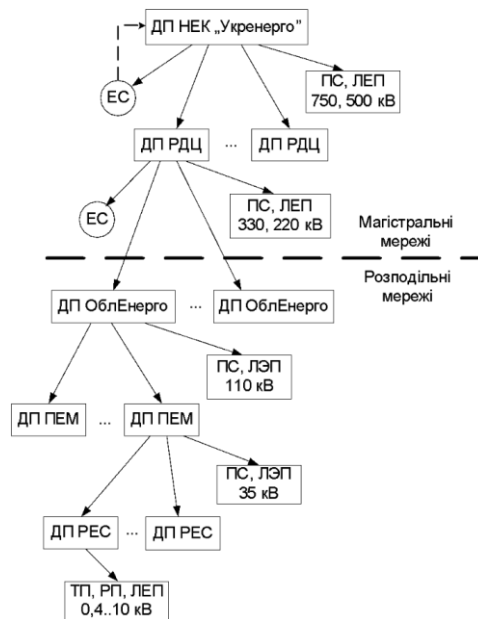


Рисунок 1.2 – Структура керування енергосистемою

У складі НЕК «Укренерго» також функціонують два спеціалізовані відокремлені підрозділи (ВП):

- ВП «Будівництво і ремонт» (Київ), створений у 2019 р., виконує ремонти власними силами.
- ВП «Укренергосервіс» (Київ) відповідає за матеріально-технічне та сервісне забезпечення діяльності Укренерго.
- До складу НЕК «Укренерго» входять також відокремлені підрозділи, що розташовані на тимчасово окупованій території України і не здійснюють господарську діяльність.

Для досліджень в рамках даної бакалаврської роботи була вибрана типова РЕМ напругою 110/35/10 кВ, яка знаходиться у Молочанському районі Запорізької області. Ця РЕМ підключена до головної мережі через підстанцію Федоровка 110 кВ (рис. 1.3).

В схемі присутні: 21 вузол, 8 двообмоткових та 1 триобмотковий трансформатори, а також 6 ліній електропередач (ЛЕП).

Таблиці містять інформацію про типи повітряних ліній, їх довжини та типи трансформаторів, які встановлені у Молочанській РЕМ. Навантаження в схемі мають активну та реактивну складову, які також вказані у таблиці, а саме: Таблиці 1.9 – 1.11.

Таблиця 1.9 – Навантаження в Молочанській РЕМ

Навантаження	Активна потужність, МВт	Реактивна потужність, МВар
Еквівалентне навантаження	17,81	6,72
Н_ Богдановка 1.10	0,55	0,28
Н_ Богдановка 2.10	0,55	0,28
Н_ Астраханка 1.10	0,23	0,12
Н_ Астраханка 2.10	0,23	0,12
Н_ ПЖД-2012 2.10	1,09	0,33
Н_ Терпеніє 1.10	1,83	0,91
Н_ Терпеніє 2.10	1,83	0,91
Н_ Светлодолинская 1.10	0,32	0,16
Н_ Промінь 1.10	0,35	0,17
Н_ Промінь 2.10	0,35	0,17

Таблиця 1.10 – Типи та довжини повітряних ліній в Молочанській РЕМ

Лінія	Напруга, кВ	Тип	Довжина, км
Молочанская 1.150 – Федоровка 2.150	150	АС-240	35,9
Федоровка 2.35 – Н_Богдановка 2.35	35	АС-95	6,49
Н_Богдановка 1.35 – Терпеніє 2.35	35	АС-70	17,3
Н_Богдановка 1.35 – Светлодолінская 1.35	35	АС-70	12
Терпеніє 1.35 – Астраханка 1.35	35	АС-70	20,1
Светлодолінская 2.35 – Промінь 1.35	35	АС-95	12,2

Таблиця 1.11 – Типи трансформаторів в Молочанській РЕМ

Трансформатор	Сторона ВН/НН (ВН/СН/НН)	ВН/НН, кВ (ВН/СН/НН)	Тип
T2 Федоровка	Федоровка 2.150/ Федоровка 2.35/	150/38/11	ТДТГ-15000/150
T1 Н_Богдановка	Н_Богдановка 1.35/ Н_Богдановка 1.10	35/10,5	ТМН-2500/35
T2 Н_Богдановка	Н_Богдановка 2.35/ Н_Богдановка 2.10	35/10,5	ТМН-2500/35
T1 Терпеніє	Терпеніє 1.35/ 1.10	35/11	ТМН-6300/35
T2 Терпеніє	Терпеніє 2.35/ Терпеніє 2.10	35/11	ТМН-6300/35
T1 Астраханка	Астраханка 1.35/ Астраханка 1.10	35/10,5	ТМН-2500/35
T2 Астраханка	Астраханка 1.35/ Астраханка 2.10	35/10,5	ТМН-4000/35
T1 Светлодолінская	Светлодолінская 1.35/ Светлодолінская 1.10	35/10	ТМН-2500/35
T1 Промінь	Промінь 1.35/ Промінь 1.10	35/10	ТМН-2500/35

Всі трансформатори обладнані системами регулювання під навантаженням (РПН), які здатні змінювати напругу на ± 7 ступенів з точністю 1,5%.

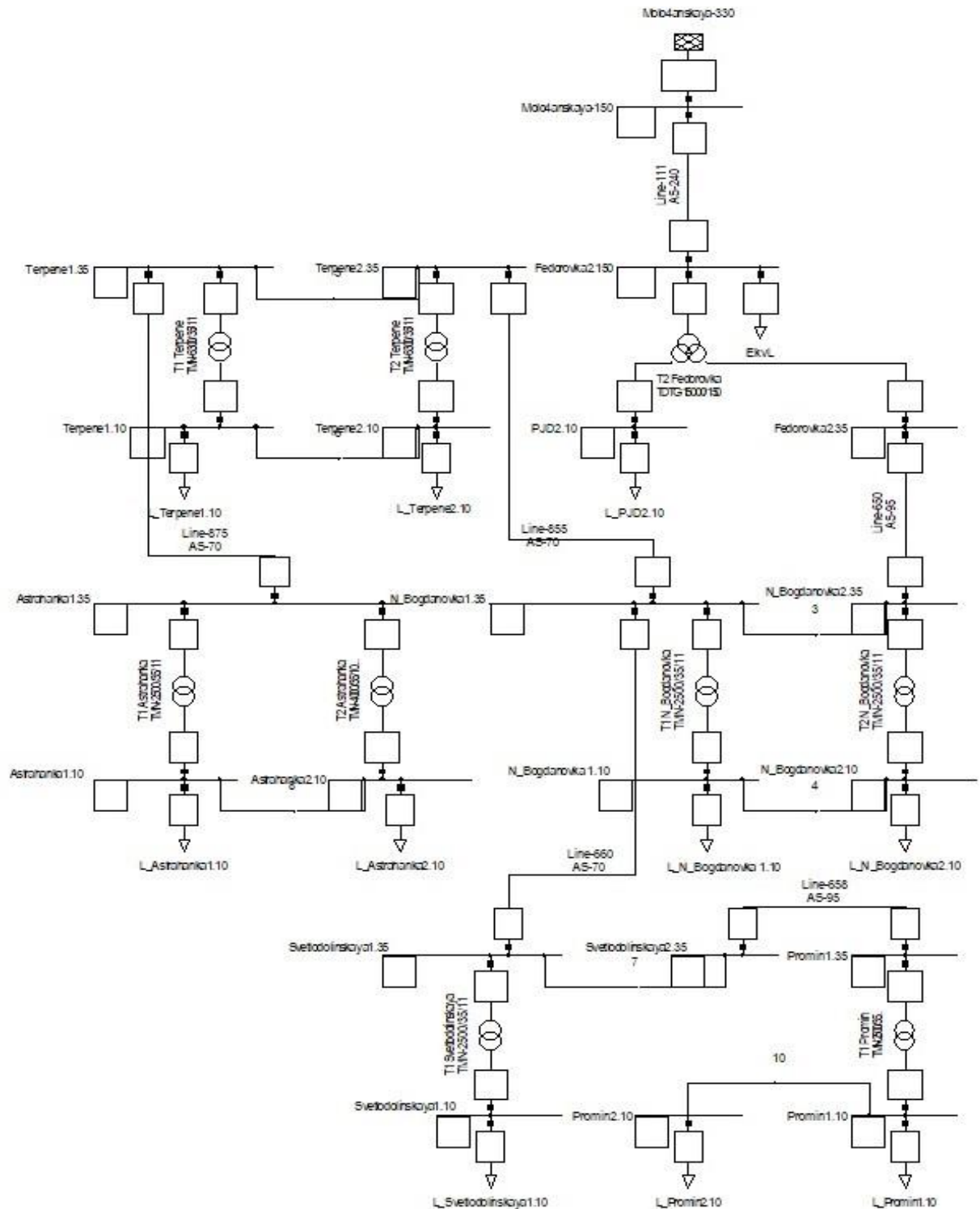


Рисунок 1.3 - Фрагмент розподільної електричної мережі радіального типу Молочанського району Запорізької області 110/35/10 кВ

1.2. Розвиток відновлюваних джерел енергії в Україні і в світі та їхній вплив на роботу електричної мережі

У сучасному суспільстві, що динамічно змінюється, відновлювані джерела енергії викликають інтерес. Цей інтерес є цілком обґрунтованим, оскільки останнім часом дедалі явніше стають проблеми енергетики та екології. Керівництва держав і міжнародних організацій при обговоренні проблем, що виникають, все частіше приходять до висновку, що в майбутньому ці проблеми можна буде вирішити тільки з використанням екологічно чистих відновлюваних джерел енергії.

Відповідно до ст. 3 Державного Закону «Про електроенергетику», до відновлюваних джерел енергії належать такі види: сонячна енергія, енергія вітру, енергія води, енергія хвиль, теплова енергія землі, біомаса і т.п. Також до цієї категорії належать відходи виробництва та споживання, крім відходів, які отримані у процесі використання вуглеводневої сировини та палива. Такими джерелами є також біогаз, газ, який утворюється на вугільних розробках» [1].

Таким чином, у сучасній світовій практиці до відновлюваних джерел енергії відносять: гідроенергію, сонячну енергію, вітрову енергію, геотермальну енергію, гідравлічну енергію, енергію морських течій, хвиль, припливів, тепла Землі, біомасу.

В умовах економіки, що динамічно розвивається, до різних джерел енергії пред'являються такі вимоги: маневреність, доступність, концентрація великих потужностей біля найбільших споживачів енергії, безперервність енергопостачання, можливість прогнозування та планування, показники екологічного та економічного значення.

В таблиці 1.12 наведено різні характеристики різних видів відновлюваних джерел енергії.

					141.ЕК9122.015ДБ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		21

Таблиця 1.12. - Характеристики відновлюваних джерел за видами

Види енергії	Безперервність роботи	Здібності до маневреності	Фактори сезонності	Залежність від природних умов	Передбачувані добові та	Доступність	Технічний потенціал
Хвильова енергія		+				+	+
Біогаз, звалищний газ	+++	+				++	+
Вітрова енергія		+				+++	++
Геотермальна енергія	+++	+				+	++
Фотоелектрична енергія						*	+++
Біопаливо	+++	+				+	+
Сонячна тепла Енергія					*	++	+++
Енергія припливів		+			***		+
Гідроенергія	+	+++				*	+

Примітка: + – перевага; ++ – подвійна перевага; +++ – потрійна перевага; - Недоліки; - Недоліки подвійно; - Недоліки втричі; * – залежність відновлюваних джерел енергії від природних умов; *** – збільшення ступеня залежності.

Китай, США та Німеччина є світовими лідерами із встановленої потужності відновлюваних джерел енергії. За встановленою потужністю Китай посідає перше місце у світі у малій енергетиці. У більш розвинені такі види енергетики, як вітрова, геотермальна, сонячна. Для Німеччини характерний розвиток мережевої фотоелектричної енергетики.

В останнє десятиліття потужність мережевих фотоелектричних установок у світі зростає на 69%. У 2008 р. з використанням потужності сонячних батарей у мережах електропостачання лідером стала Німеччина, наступні позиції займають Японія, США, Китай.

У країнах Євросоюзу частка відновлюваних джерел енергії становила 8,5 %, і при цьому спостерігалася тенденція до зростання цього показника. У Брюсселі була вкотре працювана і прийнята до виконання директива «Про стимулювання використання енергії у відновлюваних джерелах». Відповідно до цієї директиви, у найближчі декілька років необхідно забезпечити:

- досягнення збільшення частки відновлюваних джерел енергії у загальному обсязі споживання енергії до 20%;
- скорочення кількості викидів парникових газів щонайменше на 20%;
- використання біопалива обов'язково на 10 % від загального споживання енергії.

У таких країнах, як Австрія, Латвія, Португалія, Швеція, Фінляндія, частка відновлюваних джерел енергії становила понад 20 %.

За останні 10 років в Україні найбільший розквіт спостерігався у сфері сонячної та вітрової енергетики. Протягом наступних 10 років [3], не зважаючи на змінний характер виробництва, загальна потужність сонячних електростанцій (СЕС) та вітрових електростанцій (ВЕС) становитиме 25% від потужності всіх джерел електроенергії в Україні [4,5].

Термін "джерела розподіленої генерації" (ДРГ) використовується для опису електричних джерел енергії, які безпосередньо підключені до електричної мережі або підключені до неї з боку споживачів [6]. ДРГ можна розподілити на керовані та умовно-керовані джерела залежно від ступеня керованості - див. рис. 1.1. Умовно-керовані джерела розподіленої генерації можуть використовувати різні типи генераторів (див. рис. 1.2), що визначає спосіб підключення та їх вплив на роботу електричної мережі [7]. Слід зауважити, що СЕС та ВЕС є прикладами умовно-керованих джерел розподіленої генерації [8].

Станом на грудень 2020 року загальна потужність вітрових електростанцій України за даними НЕК «Укренерго» складає близько 1314 МВт [10]. Перелік найбільших за потужністю ВЕС України наведено в

					141.ЕК9122.015ДБ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		23

табл.2.1.

За оцінками експертів, загальна потенційна виробнича потужність української вітроенергетики становить 5000 МВт. Узбережжя Чорного та Азовського морів, гірський район Карпат, а також Одеська, Херсонська, Запорізька і Миколаївська області вважаються найбільш відповідними для будівництва вітрових електростанцій.

Станом на 2020 рік загальна потужність сонячних електростанцій України становить близько 4925 МВт [11, 12]. Перелік найбільших за потужністю СЕС України (наявні та ті, що будуються) наведено в табл.1.14

Таблиця 1.13 – Найбільші за потужністю ВЕС України

Назва ВЕС	Розташування	Фактична потужність, МВт	Побудова першої черги
Ботієвська ВЕС	Приморський Посад	200	2012
Приморська ВЕС		200	будується
Дніпро-Бузька ВЕС	Білозерський район	110	
Орлівська ВЕС		100	будується
Новоазовська ВЕС	Безіменне	79,3	1998
Очаківська ВЕС	Дмитрівка	37,5	2012
Дмитрівська ВЕС	Дмитрівка	35	2011
Керченська ВЕС		25	2012
Краснодонська ВЕС	Краснодонський район	25	2013
Лутугинська ВЕС	Лутугіне	25	2013
Останинська ВЕС	Зелений Яр	25	2011
Сакська ВЕС	Криловка	20,8	2004
ВЕС Старий Самбір-2	Старий Самбір	20,7	2017
Тарханкутська ВЕС	Красносільське, Новосільське	20,7	2001

Назва ВЕС	Розташування	Фактична потужність, МВт	Побудова першої черги
Донузлавська ВЕС	Новоозерне	17,2	1992
Овер'янівська ВЕС	Овер'янівка	14,4	2019
ВЕС Старий Самбір-1	Старий Самбір	13,2	2015
Тузлівська ВЕС	Тузли	12,5	2012
Берегова ВЕС	Лазурне	12	2014
Прісноводненська ВЕС	Новомиколаївка	7,39	
Судацька ВЕС	мис Меганом	6,3	2002
Східнокримська ВЕС	Арабатська стрілка	2,8	

Таблиця 1.14 – Встановлені потужні найбільших СЕС України.

Назва	Потужність, МВт
Нікопольська	246
Покровська	240
СЕС Піві Прогресівка	148
Ключі/Перове	100
Чорнобильська	100
Охотникове	82,65
Кам'янець-Подільська	63
Березанка	52,9
Лиманська	43,4
Дунайська	43,14
Старокозача	42,95
Митяєво	31,55
Трифонівська	10

Після прийняття законодавства, яке встановило привабливі ставки "Зеленого тарифу" [23,24] для електроенергії, що генерується з відновлювальних джерел енергії (ВДЕ), багато українських та зарубіжних компаній заявили про свої наміри будувати сонячні електростанції (СЕС) та вітрові електростанції (ВЕС) на території України [25,26].

За даними Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), станом на 31 грудня 2021 року, встановлена потужність сектору відновлюваної енергетики України досягла 9655,9 МВт, включно з сонячними установками для приватних домогосподарств (дСЕС), або 8 450,8 МВт — без дСЕС.

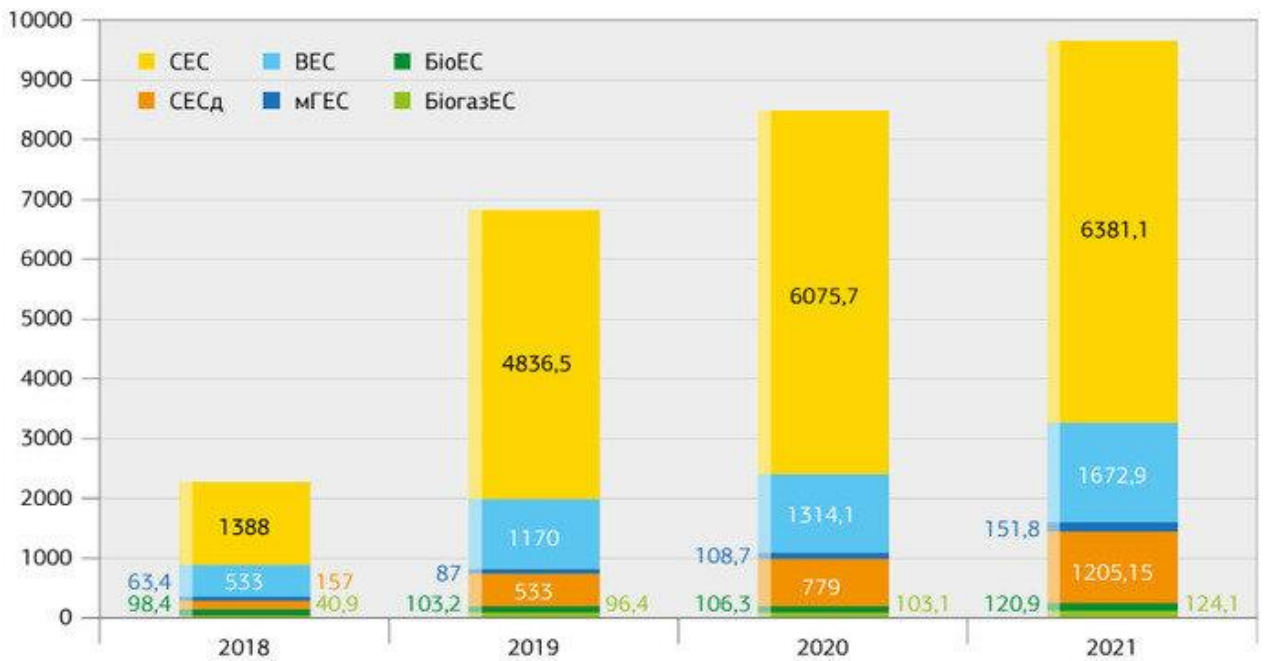


Рисунок 1.4 – Зміна встановлених потужностей ВЕС та СЕС в Україні протягом 2018-2021 років

Аналізуючи особливості сучасної сонячної енергетики, варто відмітити переваги, що спонукають до переходу на сонячну енергію: безкоштовне та необмежене паливне джерело, безшумний та екологічно чистий процес виробництва електроенергії, безпечні та надійні автономні системи енергопостачання, просте обслуговування обладнання, можливість використання у віддалених сільських районах, можливість інтеграції модулів

Крім того, змінність у виробництві електроенергії сонячними та вітровими електростанціями, що залежить від часу доби, пори року та інтенсивності сонячної енергії через хмарність у разі сонячних електростанцій або швидкості вітру для вітрових електростанцій, порушує стабільність роботи та надійність енергосистеми.

Також мережеві ВДЕ можуть збільшувати або зменшувати втрати потужності в електричних мережах, впливати на зміну напруги, коливання напруги, рівень флікера, роботу релейного захисту, надійність роботи та термін експлуатації електричної мережі, тощо [2].

Висновки

Було описано принцип побудови ОЕС України та розглянуто 8 регіональних електроенергетичних систем. Також було проаналізовано структуру керування енергосистемою ПрАТ «НЕК «Укренерго». Описано фрагмент розподільної електричної мережі напругою 110/35/10 кВ, яка є складовою електричної мережі Молочанського району Запорізької області. Наведено основні дані по вказаній РЕМ.

Проаналізовано розвиток відновлюваних джерел енергії в світі та в Україні, зокрема розвиток сонячних та вітрових електростанцій. Визначено, що станом на грудень 2020 року загальна потужність вітрових електростанцій України склала близько 1314 МВт, потужність сонячних електростанцій - близько 4925 МВт (за даними НЕК «Укренерго»). Наведено перелік найбільших ВЕС та СЕС в Україні.

Визначено, що мережеві ВДЕ можуть збільшувати або зменшувати втрати потужності в електричних мережах, впливати на зміну напруги, коливання напруги, рівень флікера, роботу релейного захисту, надійність роботи та термін експлуатації електричної мережі, тощо.

					141.ЕК9122.015ДБ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		29

2 ЗАСОБИ ТА МЕТОДИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В РОЗПОДІЛЬНІЙ ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

2.1. Вплив відновлюваних джерел енергії на напругу в розподільній електричній мережі

Як зазначалося раніше, ВДЕ, які розглядаються в даній роботі мають невелику потужність та розподіляються в мережі, що відповідає поняттю «джерела розподільної генерації».

При розміщенні джерел розподільної генерації (ДРГ) в електричній мережі необхідно з одного боку максимально наблизити їх підключення до споживачів електроенергії, а з другого боку зменшити вплив на принципи побудови та функціонування існуючих мереж [27].

В результаті аналізу проведених досліджень в [28,29] було встановлено відповідність між потужностями ДРГ та рівнями напруги вузлів, до яких вони підключені - див. табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Допустимі встановлені потужності ДРГ для різних рівнів напруги

Вузол приєднання	Максимальна встановлена потужність ДРГ, МВт
Вузол 0,4 кВ (комунальні споживачі)	0,01-1
Підстанція 10 кВ	1-10
Підстанція 35 кВ	10-30
Підстанція 110-150 кВ	30-60

					141.ЕК9122.015.ДБ			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Польовик А.І.			ЗАСОБИ ТА МЕТОДИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В РОЗПОДІЛЬНІЙ ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевірив		Труніна Г.О.					30	6
Н. Контр.		Настенко Д.В.				ФЕА НТУУ «КПІ» ЕК-91		
Затв.		Марченко А.А.						

Традиційно, РЕМ функціонує у пасивному режимі, коли електроенергія генерується великими електростанціями і постачається споживачам через РЕМ. Таким чином, потік потужності відбувається з вищого рівня напруги до нижчого, що було враховано при проектуванні РЕМ [30].

Впровадження ДРГ впливає на роботу РЕМ та перетворює її на активні складові енергетичної системи. Це призводить до необхідності змін у процесі керування та експлуатації мережі.

Впровадження ДРГ має загальні переваги для споживачів, зокрема: підвищення надійності та якості електропостачання; урахування індивідуальних вимог до електропостачання; використання електроенергії та тепла, що виробляються поряд зі споживачем; експлуатаційна гнучкість ДРГ; екологічно чисте виробництво електроенергії.

Переваги використання ДРГ для постачальників електроенергії включають: зменшення втрат через недовідпуск електричної енергії; зниження фінансових ризиків для енергетичних компаній; відстрочка інвестицій в модернізацію мережевого обладнання.

Загальні переваги впровадження ДРГ для держави включають: покращення екологічної ситуації; забезпечення альтернативного шляху постачання електроенергії; підтримка конкуренції на ринку електроенергії.

Поміж переваг, які супроводжують впровадження ДРГ в РЕМ, їх інтеграція може негативно впливати на функціонування мережі. Це пов'язано з проблемами, такими як погіршення якості електроенергії та ускладнення процесів керування режимами РЕМ.

Під час інтеграції ДРГ в мережу, напруга вздовж ліній електропередачі збільшується і в деяких випадках може перевищувати допустимий рівень [32]. Це пояснюється тим, що в РЕМ існує обмеження, що відповідає співвідношенню $X/R \leq 1$, де зміна активної та реактивної потужності в мережі має вплив на напругу в вузлах системи. Тому ДРГ можуть порушувати допустимі межі напруги в вузлах РЕМ, оскільки вони вводять додаткову

потужність в мережу.

Коливання вихідної потужності ДРГ та її несумісність з місцевим навантаженням збільшують коливання напруги в вузлах РЕМ. На основі реальних даних, отриманих з ПС Арциз, розташованої поруч з Дунайською СЕС, проведено аналіз коливань вихідної активної потужності СЕС - рис.2.1.

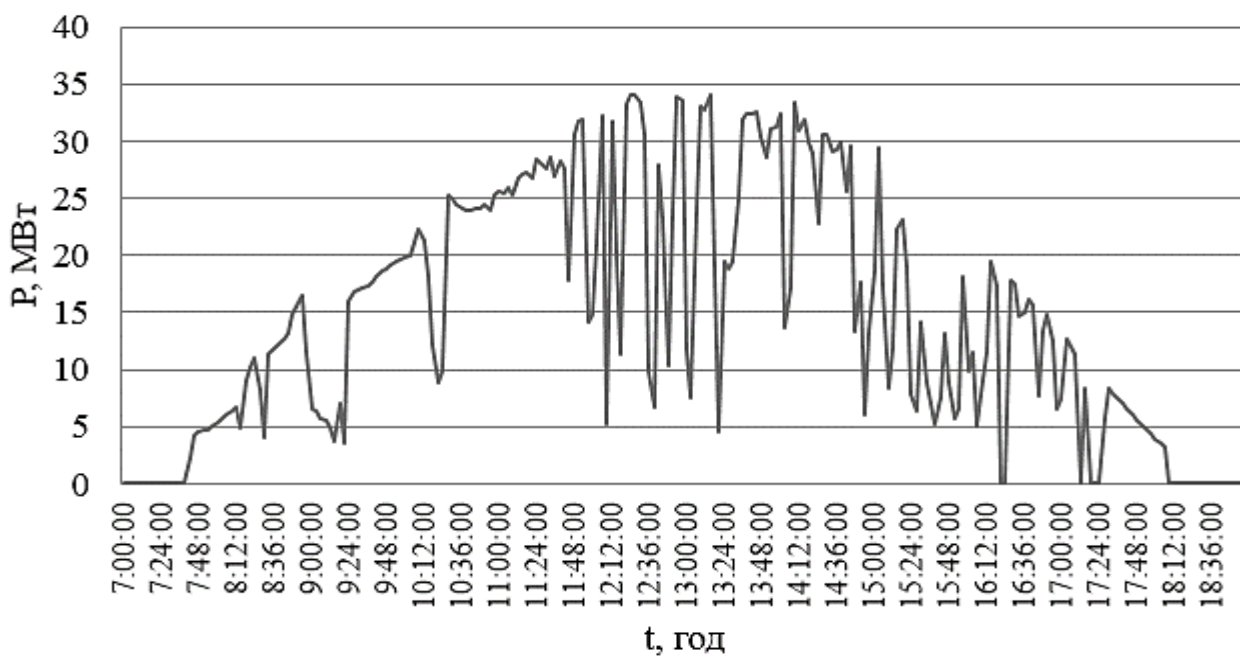


Рисунок 2.1 – Зміна генерації активної потужності СЕС «Дунайська»
Одеської енергосистеми (осінь)

За допомогою аналізу зміни вихідної потужності джерел розподільної генерації (ДРГ) встановлено, що коливання вихідної потужності ДРГ протягом доби можуть досягати 50-60%, що в свою чергу призводить до коливань напруги в мережі. Також варто зазначити, що ці коливання напруги, спричинені змінністю вихідної потужності ДРГ, та мають негативний вплив на роботу регулюючих пристроїв.

Таким чином, інтеграція ДРГ до енергосистеми має як позитивний, так і негативний вплив на роботу РЕМ.

2.2. Огляд засобів регулювання напруги в розподільній електричній мережі з відновлюваними джерелами енергії

Для вирішення питання регулювання напруги в РЕМ з ДРГ застосовують ряд підходів, які мають свої переваги та недоліки.

Так, для зменшення відхилень та коливань напруги в РЕМ з ДРГ застосовують компенсацію реактивної потужності, яка може бути здійснювана статичними компенсаторами реактивної потужності (СТАТКОМ) [13-16]. Ці засоби мають плавне регулювання, проте вони є економічно затратними та можуть збільшувати втрати потужності в РЕМ через додаткове споживання реактивної потужності. Використання СТАТКОМ є ефективним в мережах з напругою 110 кВ і вище.

Для зменшення відхилень напруги в РЕМ з ДРГ більш вигідно встановлення батарей статичних конденсаторів (БСК), проте їх використання дозволяє лише генерувати реактивну потужність, що є доцільним для роботи ДРГ, побудованих на основі асинхронного генератора (АГ) [17, 18]. Одночасно змінність вихідної потужності ДРГ призводить до збільшення перемикачів БСК (до декількох десятків), що спричиняє швидке зменшення терміну служби комутаційної системи. У такому випадку рекомендується використовувати синхронний компенсатор (СК), який має плавне регулювання. Його основна перевага полягає у здатності як генерувати, так і споживати реактивну потужність [19]. Проте через високу вартість СК вони рідко застосовуються на території України. Одночасно, споживання реактивної потужності СК може призвести до збільшення втрат потужності в РЕМ. Обидва засоби встановлюються на напрузі 6-110 кВ і вище.

Статичні тиристорні компенсатори (СТК) можуть як генерувати, так і споживати реактивну потужність [20-22]. Через споживання реактивної потужності СТК можливе збільшення втрат потужності в мережі. При цьому вартість СТК є меншою, ніж у СК. Зазвичай СТК використовують на напрузі 110 кВ, але також можливе їх застосування на напрузі 35 кВ.

					141.ЕК9122.015ДБ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		33

Застосування систем регулювання під навантаженням (РПН) трансформаторів практично не призводить до збільшення втрат потужності в РЕМ. РПН трансформаторів зазвичай встановлюються на трансформаторах 35-110-220 кВ, рідше - 6-10 кВ.

Для більшості силових трансформаторів загального призначення число перемикачів пристрою РПН на добу зазвичай не перевищує 10-20. Але в разі появи в мережі джерел розподільної генерації (ДРГ) зі змінним характером генерування можлива значно вища частота перемикачів (до 30-60 протягом доби), що прискорює зменшення терміну служби системи. Вітчизняні заводські інструкції рекомендують перегляд контакторів пристроїв РПН після 20 тисяч перемикачів. Для більш дорогих систем термін служби контакторів пристроїв РПН може становити до 300-500 тисяч перемикачів. Тому висока вартість і обмежений ресурс перемикачів вважаються суттєвими недоліками трансформаторів з РПН. В звичайних системах РПН, перемикачів відгалуження займає від 5 секунд до 2 хвилин.

Джерела розподільної генерації, які підключені через інвертор, можуть регулювати напругу в точці приєднання в нормальних режимах. Інвертори потужністю вище 10 кВт зазвичай мають трифазне підключення до мережі та можуть працювати в усіх квадрантах площини PQ, що означає їх здатність генерувати та споживати реактивну потужність при видачі активної потужності ДРГ в мережу. Це досягається за допомогою схем керування, що базуються на широтно-імпульсній модуляції[31-33].

Є декілька режимів роботи ДРГ: з фіксованим коефіцієнтом потужності $\cos\phi$, воно має на увазі підтримку співвідношення P/Q постійним; регулювання реактивної потужності ДРГ при зниженому значенні активної потужності станції; з фіксованим значенням реактивної потужності.

Для зниження відхилень та коливань напруги в розподільних електричних мережах з джерелами розподіленого генерування (ДРГ) також використовуються методи акумулювання та накопичення електроенергії.

					141.ЕК9122.015ДБ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		34

Засоби акумулювання підключаються до мережі за допомогою інверторів і можуть споживати або генерувати як активну, так і реактивну потужність [34-36]. Цей підхід має очевидну перевагу в забезпеченні вихідної активної потужності ДРГ, яку неможливо постачати в мережу через порушення допустимих меж напруги. Однак головним недоліком цього підходу є висока вартість необхідного обладнання.

З аналізу засобів регулювання напруги випливає, що найбільш поширеними та простими в використанні є системи РПН трансформаторів. Тому в подальших дослідженнях в рамках даної бакалаврської роботи для регулювання напруги пропонується використовувати РПН трансформаторів.

Висновки

Визначено основний вплив ВДЕ на напругу в РЕМ. Виявлено, що ВДЕ (також ВДЕ малої потужності можна називати джерелами розподіленої генерації - ДРГ) можуть порушувати допустимі межі напруги в вузлах РЕМ, оскільки вони вводять додаткову потужність в мережу. Також коливання вихідної потужності ДРГ та її несумісність з місцевим навантаженням можуть збільшувати коливання напруги в вузлах РЕМ.

Для вирішення питання регулювання напруги в РЕМ з ДРГ застосовують ряд підходів, які мають свої переваги та недоліки. Основними засобами регулювання напруги в РЕМ є: статичні компенсаторами реактивної потужності, батареї статичних конденсаторів, синхронний компенсатор, статичні тиристорні компенсатори, систем регулювання під навантаженням (РПН) трансформаторів.

З аналізу засобів регулювання напруги випливає, що найбільш поширеними та простими в використанні є системи РПН трансформаторів. Тому в подальших дослідженнях в рамках даної бакалаврської роботи для регулювання напруги пропонується використовувати РПН трансформаторів.

					141.ЕК9122.015ДБ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		35

3 ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА НАПРУГУ В РОЗПОДІЛЬНІЙ ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ 110/35/10 кВ

3.1. Моделювання розподільної електричної мережі з відновлюваними джерелами енергії

3.1.1. Програмне забезпечення PowerFactory

PowerFactory - програма розрахунку, розроблена DIgSILENT, є інженерним інструментом для аналізу електричних систем у промисловості, передачі електроенергії та комерційних цілях. Вона була створена як інтегрована та інтерактивна система програмного забезпечення, яка спрямована на аналіз електричних систем та управління з метою досягнення основних завдань планування та оптимізації режимів.

DIgSILENT, що означає "Цифрова програма моделювання та розрахунку електричних мереж", була першою в світі інформаційною системою аналізу з інтегрованим графічним однолінійним інтерфейсом у версії 7. Цей інтерактивний графічний інтерфейс включав функції малювання, редагування і всі необхідні статичні та динамічні розрахункові функції.

Для відповідності сучасним вимогам аналізу електричних систем, програмний пакет DIgSILENT був розроблений як інтегрований інженерний інструмент, що забезпечує простий доступ до всіх доступних функцій, замість використання різних програмних модулів.

Завдяки єдиній базі даних, що містить всю необхідну інформацію про обладнання електричної системи (таку як параметри ЛЕП, генератори, захисні пристрої, колювання, контролери), PowerFactory легко виконує будь-яку або всі доступні функції в одному програмному середовищі. Деякі з цих функцій включають розрахунок режиму роботи, розрахунок струмів короткого

					141.ЕК9122.015.ДБ			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Польовик А.І.			ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА НАПРУГУ В РОЗПОДІЛЬНІЙ ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ 110/35/10 кВ	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевірив		Труніна Г.О.					36	29
Н. Контр.		Настенко Д.В.				ФЕА НТУУ «КПІ» ЕК-91		
Затв.		Марченко А.А.						

замикання, гармонійний аналіз, координацію захисних пристроїв, розрахунок стійкості та модальний аналіз.

Мова програмування DIgSILENT DPL надає користувачу інтерфейс для автоматизації завдань у PowerFactory. За допомогою цієї простої мови програмування, користувач може створювати свої команди (або "скрипти") для виконання ітеративних або регулярних обчислень у досліджуваній енергосистемі. Користувацькі скрипти можуть бути використані в будь-якій області аналізу енергосистеми.

PowerFactory має вражаючий та постійно розширюючийся набір функцій моделювання, який включає:

- Аналіз усталеного режиму та короткого замикання для різних типів електричних мереж, включаючи складнозамкнуті 1-, 2- та 3-фазні системи змінного та постійного струму.

- Аналіз низьковольтних мереж.
- Оптимізацію розподільчих мереж.
- Вибір перерізу кабельних ліній за стандартом ПЕК.
- Моделювання динамічних процесів.
- Моделювання електромагнітних перехідних процесів.
- Аналіз власних чисел.
- Ідентифікацію системи.
- Аналіз захисту.
- Гармонійний аналіз.
- Аналіз надійності.
- Аналіз стійкості за напругою.
- Аналіз аварійних ситуацій.
- Моделювання пристроїв силової електроніки.
- Заземлення.
- Інтерфейси аналогово-цифрового зв'язку.
- Інтеграцію з системами SCADA/GIS/NIS.

					141.ЕК9122.015ДБ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		37

- Сумісність з іншими програмними продуктами, такими як PSS/E та PSS/U.

- Можливість спільної використання бази даних та облікових записів користувачів для багатьох користувачів.

- Оптимізацію усталеного режиму.

В даній роботі РЕМ 110/35/10 кВ було змодельовано в програмі ПФ.

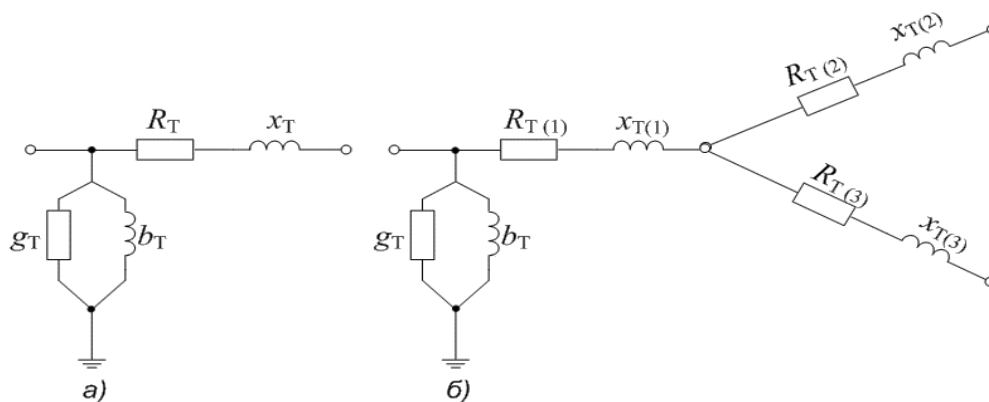
Розглянемо більш детально моделювання складових РЕМ на прикладі Астраханської ПС.

3.1.2. Моделювання складових розподільної електричної мережі

В даній роботі проводилось моделювання підстанції 35/10 кВ «Астраханка», проведено моделювання трансформаторів, навантаження, вузлів та ліній електропередач, які є складовими РЕМ Молочанського району Запорізької області. Дані для моделювання РЕМ бралися з довідникової бази програми РАОТП.

Модель трансформатора

Г-подібна схема заміщення (рис.3.1,а) використовується для представлення двообмоткового трансформатора, тоді як схема трипроменевої зірки (рис.3.1,б) використовується для представлення триобмоткового трансформатора і автотрансформатора. У схемі трипроменевої зірки, до одного з променів, підключена гілка намагнічування.



а - двообмоткового; б – триобмоткового

Рисунок 3.1 – Схеми заміщення трансформаторів:

Параметри схеми заміщення двообмоткових трансформаторів визначаються за наступними формулами (3.1 – 3.4).

Активний опір:

$$R_T = \Delta P_{K3} \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} \cdot 10^{-3} \quad (3.1)$$

Реактивний опір:

$$X_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} \quad (3.2)$$

Активна провідність:

$$g_T = \frac{\Delta P_{XX}}{U_{НОМ}^2} \cdot 10^{-3} \quad (3.3)$$

Реактивна провідність:

$$b_T = \frac{i_{XX}}{100} \cdot \frac{S_{НОМ}}{U_{НОМ}^2} \quad (3.4)$$

де: $U_{НОМ}$ представляє номінальну лінійну напругу трансформатора у кіловольтах; $S_{НОМ}$ вказує номінальну потужність трифазного трансформатора або трифазної групи однофазних трансформаторів у мегавольта-амперах; u_k представляє складову напруги короткого замикання трансформатора у відсотках відносно номінальної напруги; ΔP_{K3} вказує втрати активної потужності короткого замикання, що виникають від втрат у міді, у кіловаттах; ΔP_{XX} представляє втрати активної потужності холостого ходу, що виникають від втрат у сталі, у кіловаттах; i_{XX} представляє струм холостого ходу трансформатора.

Наповнення налаштувань типів моделі трансформаторів на підстанції «Астраханка» 35/10 кВ в програмному забезпеченні PowerFactory проводилось з використанням інформації з довідників [37, 43, 44] та довідникової частини програми РАОТП. Перший трансформатор має тип ТМН 2500/35/11, а другий ТМН– 4000/35/10.5.

Спершу для наповнення трансформатора відкриється вікно зображене на Рис. 3.3 , де ми можемо обрати верхню чи нижню сторону, перейти до вкладки

					141.ЕК9122.015ДБ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		39

Туре і тд, далі переходимо до вікон де перед нами відкриваються вікна для створення, вибору, зміни типу, або обрати інший.

З довідників [37, 43, 44] була взята наступна інформація: потужність трансформаторів, напругу (вища та нижча), напругу короткого замикання, втрати потужності, втрати потужності холостого ходу, струм холостого ходу (%), опори прямої, зворотної та нульової послідовностей. Також на цих трансформаторах створювали РПН від -7 до 7 з кроком у 1,5%, при перемиканні у нас змінюється напруга на нижній стороні чітко за заданими перемиканнями.

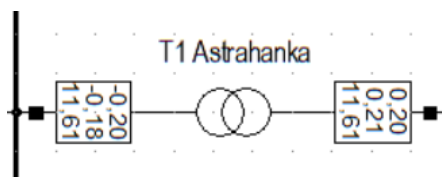


Рисунок 3.2 – Трансформатор 1 Астраханка ТМН-2500/35/11 в програмному забезпеченні PowerFactory

На рис.3.3 – рис.3.11 Наведено налаштування моделей та типів трансформаторів в програмному забезпеченні PowerFactory.

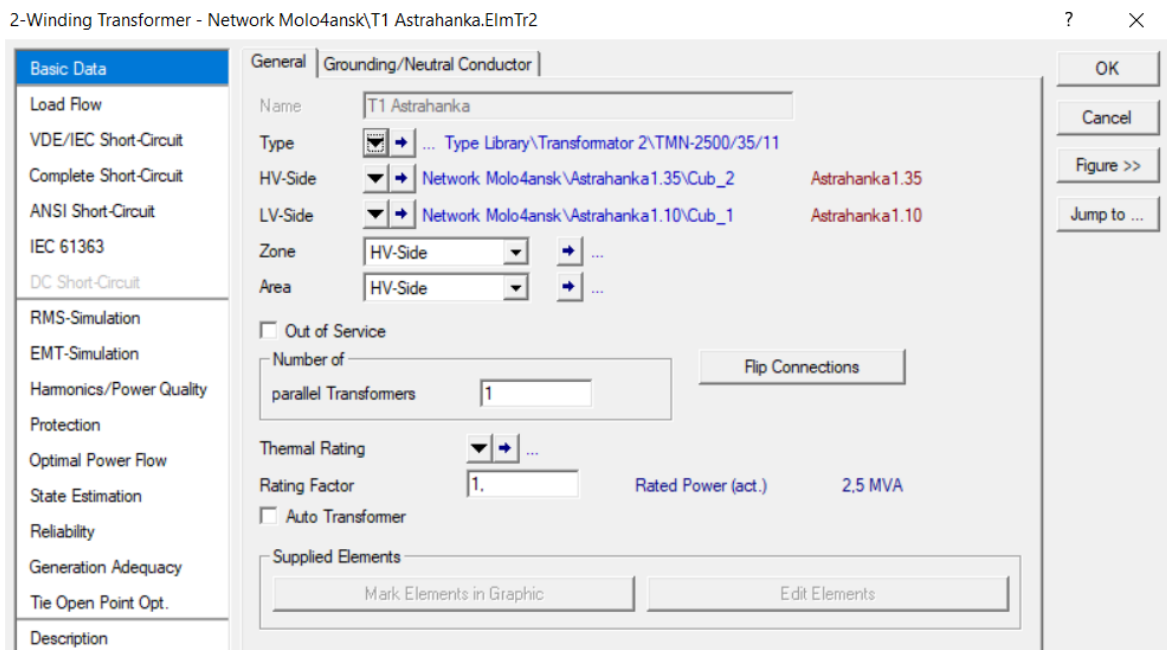


Рисунок 3.3 – Загальна характеристика моделі трансформатора 1 Астраханка ТМН-2500/35/11

2-Winding Transformer Type - Equipment Type Library\Transformator 2\TMN-2500/35/11.TypTr2

Basic Data	Name	TMN-2500/35/11	OK
Load Flow	Technology	Three Phase Transformer	Cancel
VDE/IEC Short-Circuit	Rated Power	2,5 MVA	
Complete Short-Circuit	Nominal Frequency	50. Hz	
ANSI Short-Circuit	Rated Voltage		Vector Group
IEC 61363	HV-Side	35. kV	HV-Side YN
DC Short-Circuit	LV-Side	11. kV	LV-Side YN
RMS-Simulation	Positive Sequence Impedance		<input type="checkbox"/> Internal Delta Winding
EMT-Simulation	Short-Circuit Voltage uk	6,5 %	Phase Shift 0. *30deg
Hammonics/Power Quality	Copper Losses	26. kW	Name YNyn0
Protection	Zero Sequence Impedance		
Optimal Power Flow	Short-Circuit Voltage uk0	3. %	
Reliability	SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r	0. %	
Generation Adequacy			
Description			

Рисунок 3.4 – Основні налаштування типу трансформатора 1 Астраханка ТМН-2500/35/11

2-Winding Transformer Type - Equipment Type Library\Transformator 2\TMN-2500/35/11.TypTr2

Basic Data	General	Tap Changer	Saturation	Advanced	OK
Load Flow	Magnetizing Impedance	No Load Current	1,1 %	Zero Sequence Magnetizing Impedance	Mag. Impedance/uk0
VDE/IEC Short-Circuit	No Load Losses	5,1 kW		Mag. R/X	0.
Complete Short-Circuit	Distribution of Leakage Reactances (p.u.)	x, Pos. Seq. HV-Side	0,5	Distribution of Zero Sequ. Leakage-Impedances	z, Zero Sequ. HV-Side
ANSI Short-Circuit	x, Pos. Seq. LV-Side	0,5		z, Zero Sequ. LV-Side	0,1
IEC 61363	Distribution of Leakage Resistances (p.u.)	r, Pos. Seq. HV-Side	0,5		
DC Short-Circuit	r, Pos. Seq. LV-Side	0,5			
RMS-Simulation					
EMT-Simulation					
Hammonics/Power Quality					
Protection					
Optimal Power Flow					
Reliability					
Generation Adequacy					
Description					

Рисунок 3.5 – Додаткові налаштування типу трансформатора 1 Астраханка ТМН-2500/35/11

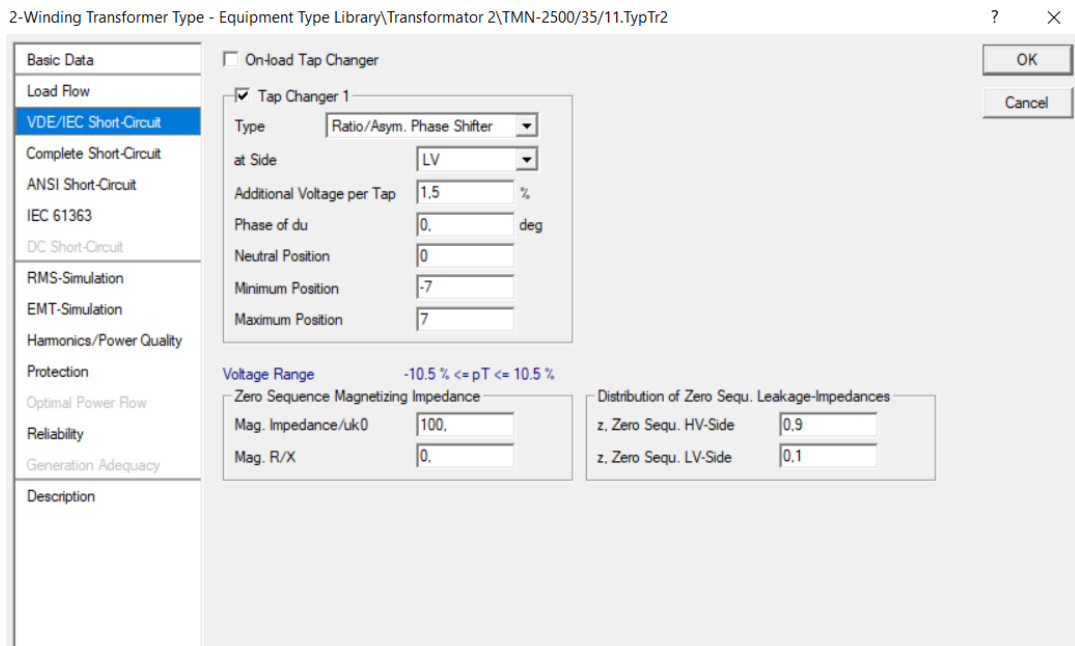


Рисунок 3.6 – Налаштування системи РПН трансформатора 1 Астраханка ТМН-2500/35/11

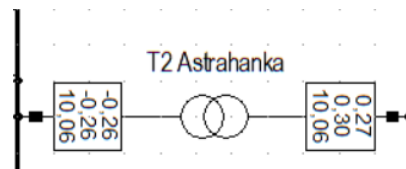


Рисунок 3.7 – Трансформатор 2 Астраханка ТМН-4000/35/10.5 в програмному забезпеченні PowerFactory

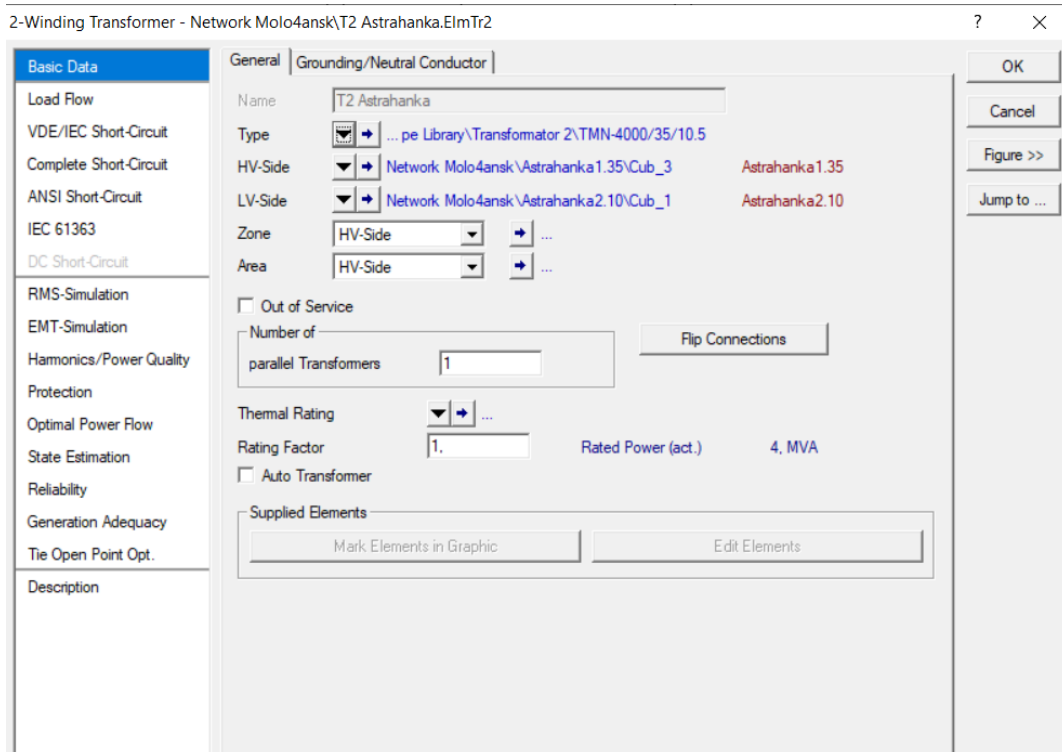


Рисунок 3.8 – Загальна характеристика Трансформатор 2 Астраханка ТМН-4000/35/10.5

2-Winding Transformer Type - Equipment Type Library\Transformator 2\TMN-4000/35/10.5.TypTr2

Basic Data	Name	TMN-4000/35/10.5
Load Flow	Technology	Three Phase Transformer
VDE/IEC Short-Circuit	Rated Power	4. MVA
Complete Short-Circuit	Nominal Frequency	50. Hz
ANSI Short-Circuit	Rated Voltage	
IEC 61363	HV-Side	35. kV
DC Short-Circuit	LV-Side	11. kV
RMS-Simulation	Vector Group	
EMT-Simulation	HV-Side	YN
Harmonics/Power Quality	LV-Side	YN
Protection	<input type="checkbox"/> Internal Delta Winding	
Optimal Power Flow	Phase Shift	0. *30deg
Reliability	Name	YNyn0
Generation Adequacy	Positive Sequence Impedance	
Description	Short-Circuit Voltage uk	7.5 %
	Copper Losses	33.5 kW
	Zero Sequence Impedance	
	Short-Circuit Voltage uk0	3. %
	SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r	0. %

Рисунок 3.9 – Налаштування типу Трансформатор 2 Астраханка ТМН-4000/35/10.5

2-Winding Transformer Type - Equipment Type Library\Transformator 2\TMN-4000/35/10.5.TypTr2

Basic Data Load Flow VDE/IEC Short-Circuit Complete Short-Circuit ANSI Short-Circuit IEC 61363 DC Short-Circuit RMS-Simulation EMT-Simulation Harmonics/Power Quality Protection Optimal Power Flow Reliability Generation Adequacy Description	General Tap Changer Saturation Advanced	
	Magnetizing Impedance	
	No Load Current	1. %
	No Load Losses	6.7 kW
	Zero Sequence Magnetizing Impedance	
	Mag. Impedance/uk0	100.
	Mag. R/X	0.
	Distribution of Leakage Reactances (p.u.)	
	x.Pos.Seq. HV-Side	0.5
	x.Pos.Seq. LV-Side	0.5
Distribution of Zero Sequ. Leakage-Impedances		
z, Zero Sequ. HV-Side	0.9	
z, Zero Sequ. LV-Side	0.1	
Distribution of Leakage Resistances (p.u.)		
r.Pos.Seq. HV-Side	0.5	
r.Pos.Seq. LV-Side	0.5	

Рисунок 3.10 – Додаткові налаштування типу Трансформатор 2 Астраханка ТМН-4000/35/10.5

2-Winding Transformer Type - Equipment Type Library\Transformator 2\TMN-4000/35/10.5.TypTr2

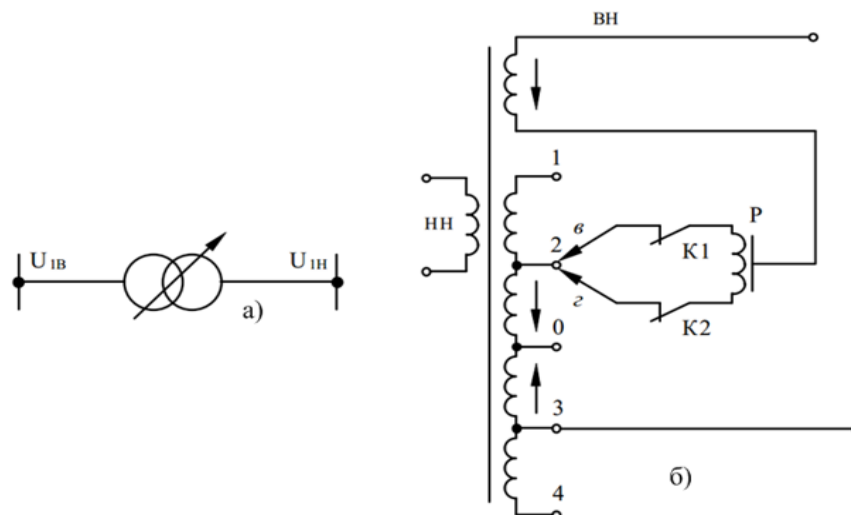
Basic Data Load Flow VDE/IEC Short-Circuit Complete Short-Circuit ANSI Short-Circuit IEC 61363 DC Short-Circuit RMS-Simulation EMT-Simulation Harmonics/Power Quality Protection Optimal Power Flow Reliability Generation Adequacy Description	<input type="checkbox"/> On-load Tap Changer	
	<input checked="" type="checkbox"/> Tap Changer 1	
	Type	Ratio/Asym. Phase Shifter
	at Side	LV
	Additional Voltage per Tap	1.5 %
	Phase of du	0. deg
	Neutral Position	0
	Minimum Position	-7
	Maximum Position	7
	Voltage Range	-10.5 % <= pT <= 10.5 %
Zero Sequence Magnetizing Impedance		
Mag. Impedance/uk0	100.	
Mag. R/X	0.	
Distribution of Zero Sequ. Leakage-Impedances		
z, Zero Sequ. HV-Side	0.9	
z, Zero Sequ. LV-Side	0.1	

Рисунок 3.11 – Додаткові налаштування типу Трансформатор 2 Астраханка ТМН-4000/35/10.5

Модель системи РПН трансформатора

Трансформатори з РПН зазвичай проектуються для контролю напруги в діапазоні 6-10% з точністю в межах 1.25-1.67%. При цьому перехід між різними рівнями напруги повинен здійснюватися без переривання електричного кола.

На рисунку 3.12, б показана схема трансформатора з регульованим повітряним намагніченням, де обмотка високої напруги (ВН) складається з двох частин: регульованої та нерегульованої. Регульована частина має відгалуження до нерухомих контактів 1-4, причому відгалуження 1-2 відповідають частині витків, які з'єднані паралельно з витками основної обмотки. При включенні відгалуження 1-2 коефіцієнт трансформації збільшується. Відгалуження 3-4 відповідають частині витків, які підключено в протифазі до витків основної обмотки. Включення цих відгалужень зменшує коефіцієнт трансформації, оскільки компенсує дію певної частини витків основної обмотки. Точка 0 представляє основний вивід обмотки ВН трансформатора. Кількість витків, які з'єднані паралельно та в протифазі з витками основної обмотки, може бути різною [38, 39].



а – умовне позначення; б – принципова схема; в-є – перемикання відгалужень

Рисунок 3.12 – Трансформатор з РПН

					141.ЕК9122.015ДБ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		44

Переключення РПН займає час від декількох секунд (2-10 с) до 2 хвилин і залежить від заданого часу затримки.

На вузлових підстанціях електричної мережі використовується принцип зустрічного регулювання напруги. Згідно з цим принципом, на шинах підстанції підтримується номінальна напруга $U_{ном}$ при мінімальних навантаженнях. З метою компенсації втрат напруги в елементах мережі при зростанні навантаження, ця напруга підвищується до $1,05U_{ном}$ [40].

Для ступінчатого регулювання пристроями РПН такий закон записується у вигляді [41]:

$$u(t) = K_1((U(t) - U_y) - K_2(I(t) - I_{min}));$$

$$K_T = \begin{cases} \frac{U_{i+1}}{U_{н.н}}, & \text{якщо } u(t) \leq u_{н.з}; \\ \frac{U_i}{U_{н.н}}, & \text{при } u_{н.з} < u(t) < u_{в.з}; \\ \frac{U_{i-1}}{U_{н.н}}, & \text{якщо } u(t) \geq u_{в.з}; \end{cases} \quad (3.5)$$

де: K_T – коефіцієнт трансформації трансформатора з РПН; $u(t)$ – приведена напруга на шинах підстанції з урахуванням струмової компенсації; $u_{н.з}$, $u_{в.з}$ – нижня і верхня границі його зони нечутливості, які задаються з умов надійності; U_y – уставка регулятора, яка відповідає номінальній напрузі $U_{ном}$ на шинах підстанції; $U(t)$ – поточне значення напруги; I_{min} – струм, який знімається з шин підстанції в режимі мінімуму навантаження; $I(t)$ – поточне значення струму; $U_{н.н}$ – напруга на шинах низької напруги (НН) трансформатора;

U_i – напруга, що індукується в обмотці ВН трансформатора при підключенні i -го відгалуження; K_1 – коефіцієнт, який характеризує чутливість регулятора; K_2 – коефіцієнт, який визначає нахил характеристики зустрічного регулювання [38, 40],

$$K_2 = \frac{0,05U_{ном}}{I_{max} - I_{min}}, \quad (3.6)$$

де: I_{max} – струм в режимі максимуму навантаження.

					141.ЕК9122.015ДБ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		45

В експлуатаційних умовах стараються зменшити кількість перемикачів відгалужень трансформатора, що призводить до певного зниження якості регулювання, але збільшує надійність. З цією метою розробляють закон регулювання, який є нечутливим до короткочасних коливань напруги і застосовується тільки для коригування значних відхилень. Це досягається шляхом введення часової затримки τ_3 .

На рисунку 3.13 показано загальний алгоритм роботи трансформатора з регульованим повітряним намагніченням з використанням затримки часу.

Вираз (3.7) набуває вигляду [41]:

$$u(t) = K_1 \left((U(t) - U_y) - K_2 (I(t) - I_{\min}) \right);$$

$$K_T = \begin{cases} \frac{U_{i+1}}{U_{н.н}}, & \text{якщо } \begin{cases} u(t) \leq u_{н.з}; \\ u(t - \tau_3) \leq u_{н.з}; \end{cases} \\ \frac{U_i}{U_{н.н}}, & \text{при } u_{н.з} < u(t) < u_{в.з}; \\ \frac{U_{i-1}}{U_{н.н}}, & \text{якщо } \begin{cases} u(t) \geq u_{в.з}; \\ u(t - \tau_3) \geq u_{в.з}; \end{cases} \end{cases} \quad (3.7)$$

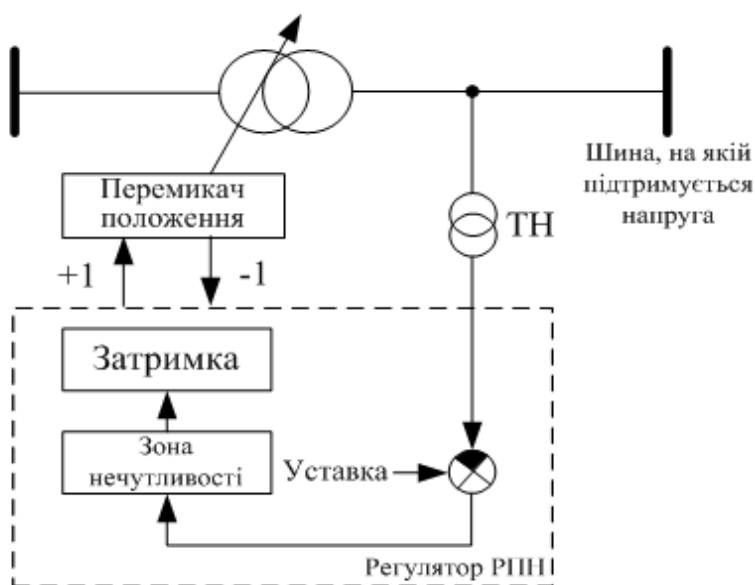


Рисунок 3.13 – Загальний алгоритм роботи РПН трансформатора з затримкою часу

Проте вищезазначений закон не враховує швидку реакцію регулятора на відхилення контрольованої напруги в умовах змінності вихідної потужності генераторної установки. Це призводить до того, що протягом певного часу напруга має ненормоване значення через затримку сигналу керування на проміжок часу t_z . Це, в свою чергу, впливає на режим роботи споживачів, призводячи до недовипуску продукції та зниження її якості [40].

Модель лінії електропередач

Для моделювання лінії електропередачі (ЛЕП) використовуються Т-подібна або П-подібна схеми заміщення. Проведений аналіз досліджень показав, що зазвичай ЛЕП можна представити П-подібною схемою заміщення (рис. 3.14), в якій враховуються як її активні $R_{\text{Л}}$ і реактивні $x_{\text{Л}}$ опори, так і активна $g_{\text{Л}}$ та $b_{\text{Л}}$ реактивна провідності.

Поздовжній повний опір схеми заміщення ЛЕП визначається за формулою, Ом:

$$\dot{Z}_{\text{Л}} = (r_0 + jx_0)l \quad (3.8)$$

де: $\dot{Z}_{\text{Л}}$ - повний опір ЛЕП; r_0 - погонний активний опір ЛЕП, Ом/км; x_0 - погонний індуктивний опір ЛЕП, Ом/км; l - довжина лінії, км.

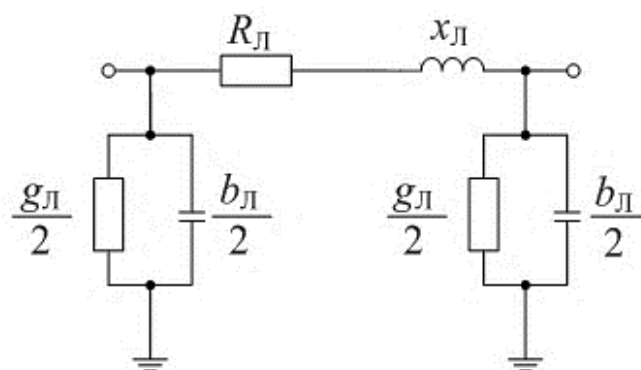


Рисунок 3.14 – П-подібна схема заміщення ЛЕП

Повна провідність ЛЕП визначається за виразом, См:

$$Y_{\text{Л}} = (g_0 - jb_0)l, \quad (3.9)$$

Рисунок 3.17 – Налаштування типу ЛЕП

Рисунок 3.18 – Додаткові налаштування типу ЛЕП

Модель навантаження

В даній роботі для розрахунків нормальних режимів навантаження

заміщено постійною повною потужністю споживання $\dot{S}_H = P_H + jQ_H$ [35].

Значення опору Z_H визначається, враховуючи задану потужність навантаження та напругу вузла. Для проведення аналітичних розрахунків, навантаження приймається в формі послідовно з'єднаних активного опору r_H і реактивного опору x_H (рис. 3.3.1, а), де:

$$\dot{Z}_H = r_H + jx_H = \frac{U^2}{S_H} (\cos \varphi_H + j \sin \varphi_H) \quad (3.10)$$

де: $\cos \varphi_H$ – коефіцієнт потужності; S_H – повна потужність навантаження.

При моделюванні навантаження змінного струму зручніше використовувати паралельно з'єднані активні та реактивні опори (рис. 3.1.19, б), які мають значення, що дорівнює:

$$r_H = \frac{U^2}{P_H} \quad \text{та} \quad x_H = \frac{U^2}{Q_H} \quad (3.8)$$

При розрахунках опорів, базовими величинами слід вважати номінальну напругу живильної мережі і повну потужність навантаження S_H .

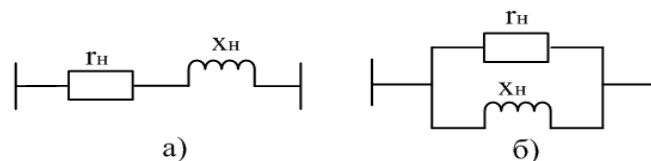


Рисунок 3.19 – Схема заміщення навантаження

Дослідження характеру споживання електроенергії в типових розподільних електричних мережах показало, що переважають комунально-побутові навантаження. Зміна цього навантаження протягом доби [41, 42] відображена на рис. 3.20.

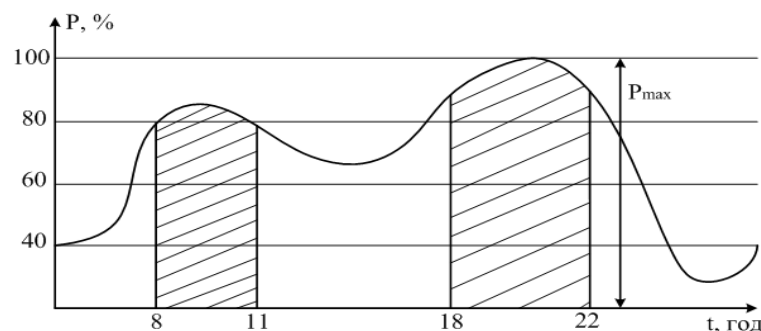


Рисунок 3.20 – Зміна навантаження протягом доби

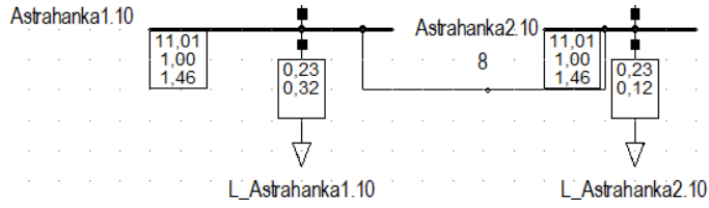


Рисунок 3.21 – Модель навантаження та вузлів на підстанції «Астраханка» 35/10 кВ в програмному забезпеченні PowerFactory

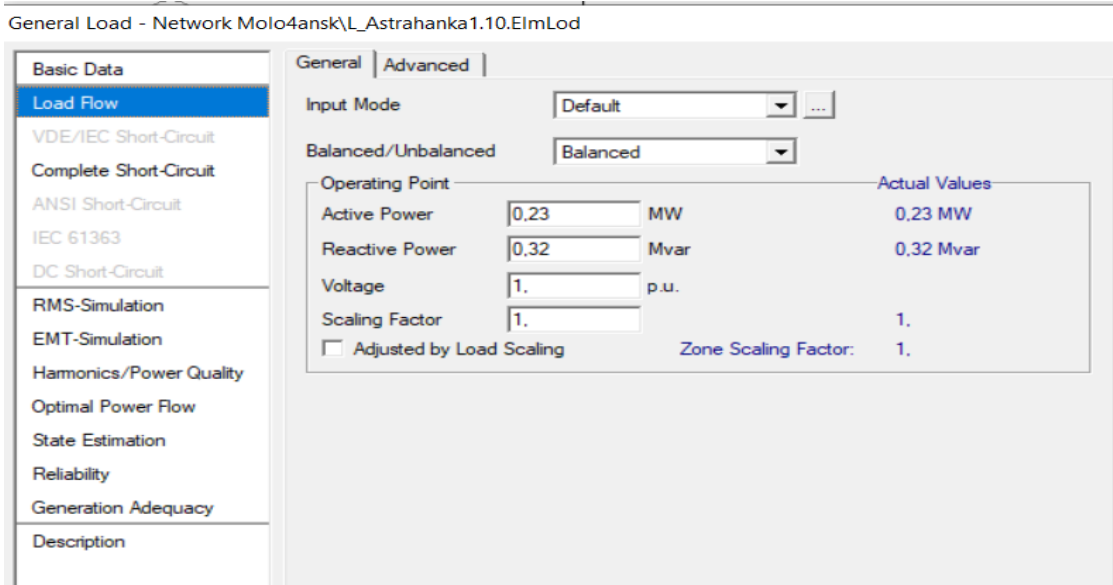


Рисунок 3.22 – Налаштування навантаження Астраханка1.10

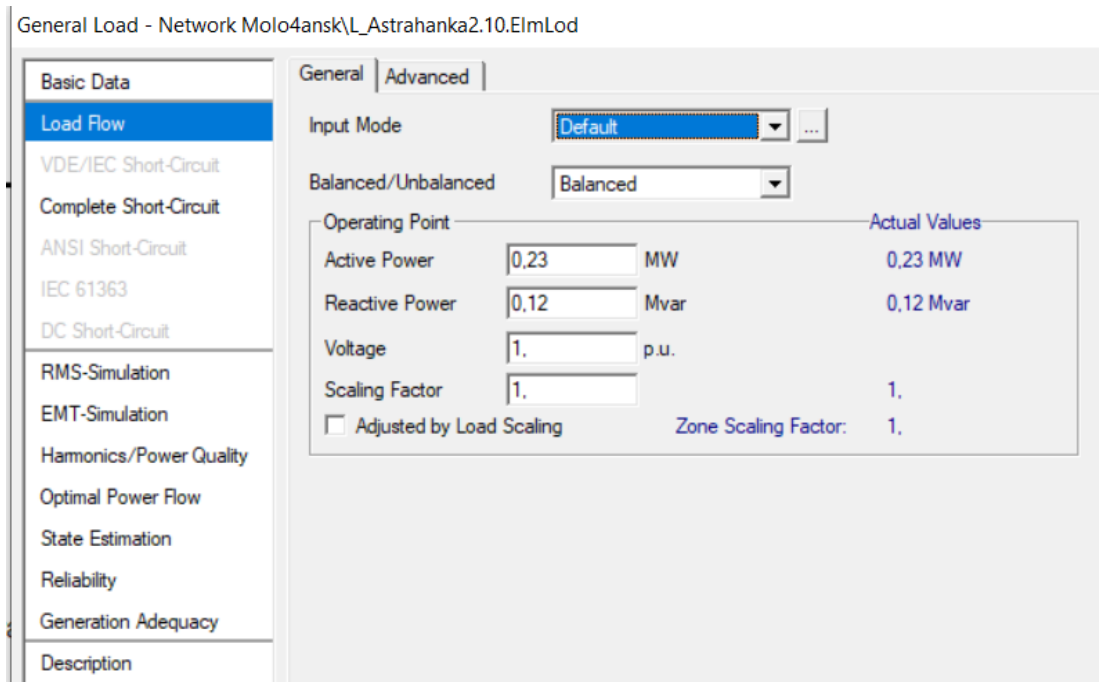


Рисунок 3.23 – Налаштування навантаження Астраханка 2.10

Модель сонячної електростанції

В даній роботі для досліджень впливу ВДЕ на напругу в вузлах РЕМ в якості ВДЕ було обрано СЕС. Модель сонячної електростанції (рис.3.24) та формули для розрахунку її параметрів будуть мати наступний вигляд.

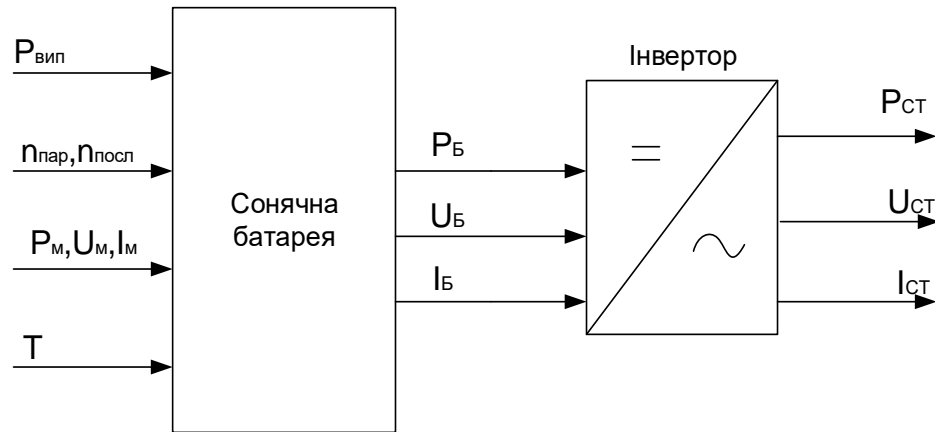


Рисунок 3.24 – Модель модуля сонячної станції

На вході сонячної батареї задаються наступні параметри: $P_{\text{вип}}$ – потужність сонячного випромінювання; $P_{\text{м}}$ – потужність сонячного модуля; T – температура сонячного модуля; $U_{\text{м}}$ – напруга сонячного модуля; $I_{\text{м}}$ – струм сонячного модуля; $n_{\text{пар}}$ – кількість паралельно з’єднаних модулів; $n_{\text{посл}}$ – кількість послідовно з’єднаних модулів.

На рис. 3.25 представлено типову модель фотоелектричної СЕС [34], яка складається з набору фотоелектричних модулів СЕС. В цій моделі n послідовних сонячних модулів з’єднані в n паралельних ланцюгів. Таким чином, набір сонячних модулів формує сонячну батарею, яка підключається до електричної мережі через інвертор та трансформатор.

На вхід СЕС подаються такі параметри: $P_{\text{випр}}$ – потужність сонячного випромінювання; $n_{\text{пар}}$, $n_{\text{посл}}$ – кількість паралельно та послідовно з’єднаних модулів; t – температура сонячної панелі.

Параметри сонячного модуля: $P_{\text{м}}$ – потужність сонячного модуля; $U_{\text{м}}$ – напруга сонячного модуля; $I_{\text{м}}$ – струм сонячного модуля;

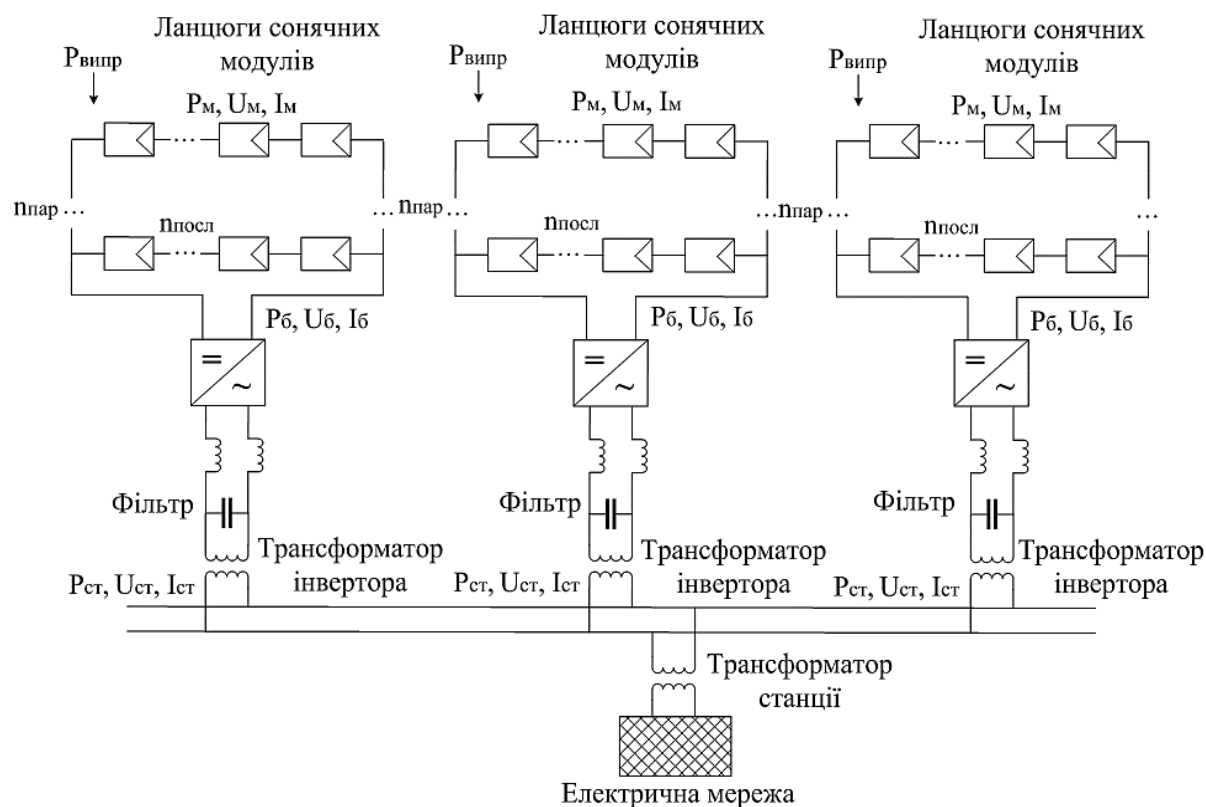


Рисунок 3.25 – Модель фотоелектричної СЕС

На виході сонячної батареї:

Напруга сонячної батареї – залежить від температури та потужності сонячного випромінювання (по ВАХ – рис. 3.26):

$$U_B(t, P_{\text{випр}}) = (U_M(P_{\text{випр}}) - \Delta t \cdot 0,002) \cdot n_{\text{посл}} \quad (3.11)$$

де: $\Delta t = t - t_0$ ($t_0 = 25^\circ\text{C}$); 0,002 – відхилення напруги при зміні температури на 1°C [35].

Струм сонячної батареї:

$$I_B = I_M(P_{\text{випр}}) \cdot n_{\text{пар}} \quad (3.12)$$

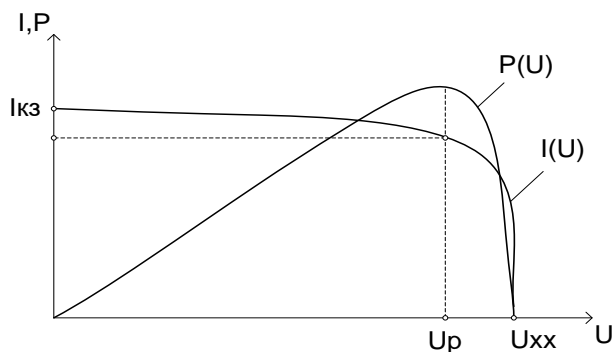


Рисунок 3.26 – Вольт-амперна характеристика фотоелектричного модуля

Потужність сонячної батареї залежить від сонячного випромінювання, яке може варіюватися залежно від часу, року і дня. Тому у наступному рівнянні, що використовується для визначення потужності станції, враховані такі фактори, як температура модуля і потужність сонячного випромінювання:.

$$P_B(P_{\text{випр}}) = I_B \cdot U_B(t, P_{\text{випр}}) \quad (3.13)$$

Ці величини в свою чергу є вхідними параметрами інвертора.

Тоді на виході станції:

Потужність станції підтримується рівною потужності сонячної батареї:

$$P_{\text{ст}} = P_B(P_{\text{випр}}) \quad (3.14)$$

Напруга станції рівна напрузі сонячної батареї (в залежності від того, яка напруга шини, до якої сонячна установка буде підключена):

$$U_{\text{ст}} \approx U_B(t, P_{\text{випр}}) \quad (3.15)$$

Струм станції не буде більшим за значення струму сонячної батареї:

$$I_{\text{ст}} \approx I_B \quad (3.16)$$

Існує кілька варіантів моделей СЕС в програмі PowerFactory. В усіх моделях параметри вказані в наступній послідовності: активна потужність – P, Струм – I, Завантаженість (трансформатора / лінії), Коефіцієнт потужності – cosφ, Напруга – U, Реактивна потужність - Q. Для шин: Напруга на шині – U, Кут – φ, Напруга на шині у відносних одиницях - u.

Варіанти моделей СЕС у програмі PowerFactory наступні:

1) Модель на основі статичного генератора [26].

У моделі вказуються такі дані:

- У статичному генераторі можна виділити такі характеристики: номінальна потужність установки, розрахункова потужність установки, реактивна потужність (коефіцієнт потужності) та категорія генератора, яка у даному випадку є фотогальванічною.

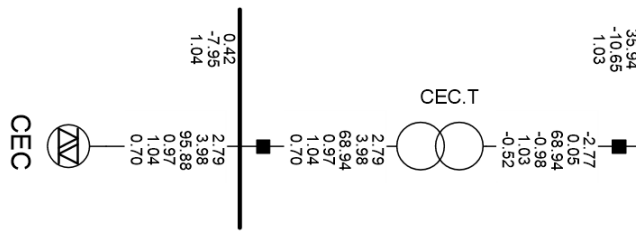


Рисунок 3.27 – 1-й варіант моделі СЕС в програмі PowerFactory

2) Модель з використанням джерела струму та джерела напруги [38].

У моделі необхідно вказати наступні вихідні дані: для джерела струму - номінальний струм, для джерела напруги - номінальна напруга, а для інвертора - активна потужність, реактивна потужність та напруга на шинах.

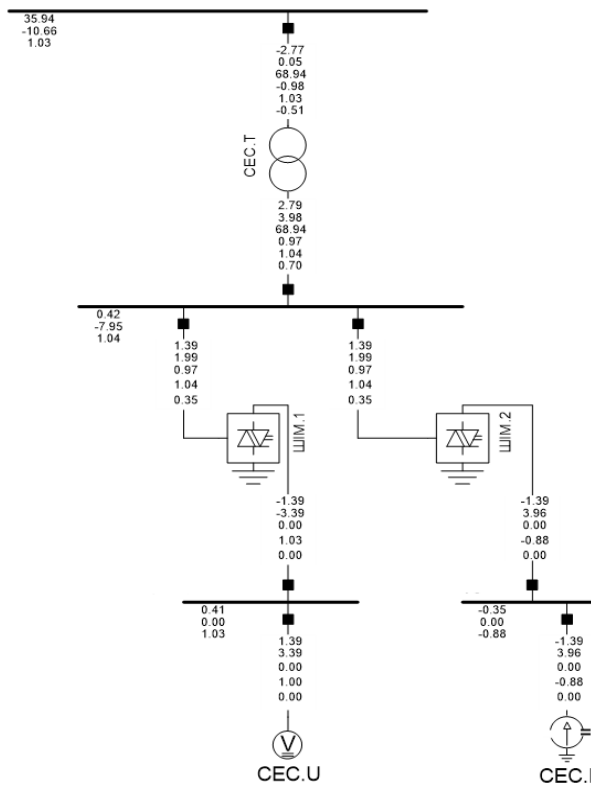


Рисунок 3.28 – 2-й варіант моделі СЕС в програмі PowerFactory

3) Модель на основі джерел струму [38].

У даній моделі необхідно вказати наступні параметри: в джерелі струму - номінальний струм; в ШІМ-інверторах - активна потужність, реактивна потужність та напруги на шинах; а в фільтрі - номінальна напруга та тип шунта.

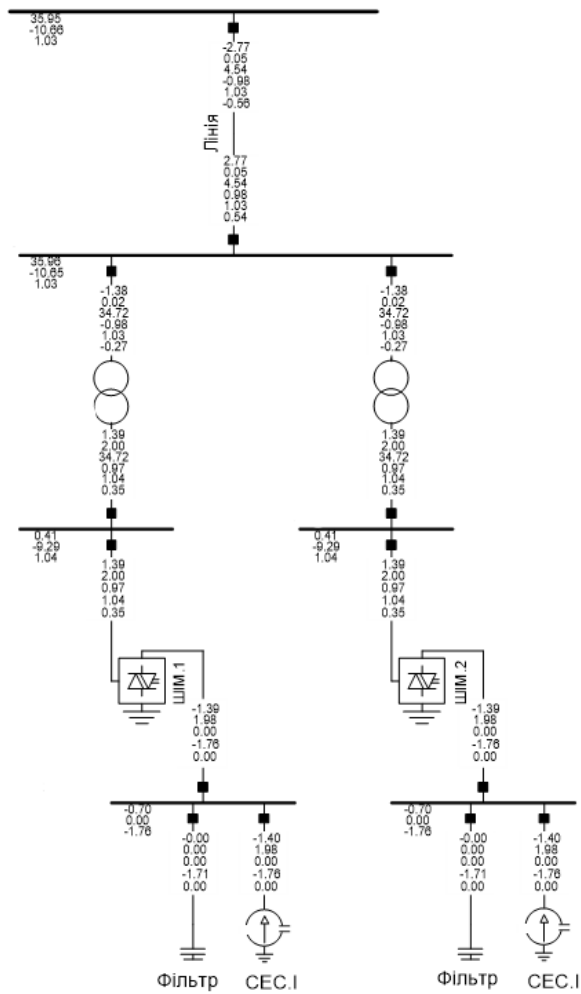


Рисунок 3.29 – 3-й варіант моделі СЕС в програмі PowerFactory

4) Четвертий варіант моделювання СЕС в програмі PowerFactory можливий за рахунок представлення СЕС у вигляді статичного генератора з обраним режимом роботи «фотоелектрична станція» (рис.3.30). При цьому в даній моделі враховується вбудований інвертор і можливість генерування потужності одразу ж на необхідному рівні напруги.

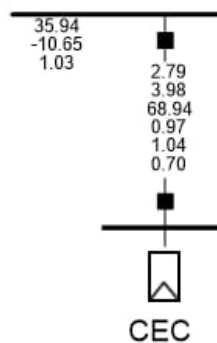


Рисунок 3.30 – 4-й варіант моделі СЕС в програмі PowerFactory

3.2. Дослідження впливу відновлюваних джерел енергії на напругу в вузлах розподільної електричної мережі

В ході моделювання енергетичних об'єктів в попередньому розділі було створено модель фрагменту РЕМ Молочанського району Запорізької області 110/35/10 кВ в програмному забезпеченні PowerFactory (рис.3.34).

Дослідження рівнів напруги у вузлах РЕМ проводилось в трьох випадках: до підключення до мережі СЕС, після підключення двох СЕС по 5 МВт і після регулювання напруги за допомогою РПН трансформаторів в РЕМ з двома СЕС по 5 МВт.

СЕС розташували по географічному критерію. Потужність обирали по таблиці, запропонованій в дослідженнях інших авторів (Яндульський О.С., Денисюк П.Л.). Аналіз проведених в [28,29] досліджень дозволив встановити відповідність потужностей ДРГ рівням напруги вузлів їх підключення (Таблиця 3.1).

Таблиця 3.1 – Допустимі встановлені потужності ДРГ для різних рівнів напруги

Вузол приєднання	Максимальна встановлена потужність ДРГ, МВт
Вузол 0,4 кВ (комунальні споживачі)	0,01-1
Підстанція 10 кВ	1-10
Підстанція 35 кВ	10-30
Підстанція 110-150 кВ	30-60

Змодельована схема фрагменту РЕМ 110/35/10 кВ представлена на рис. 3.34

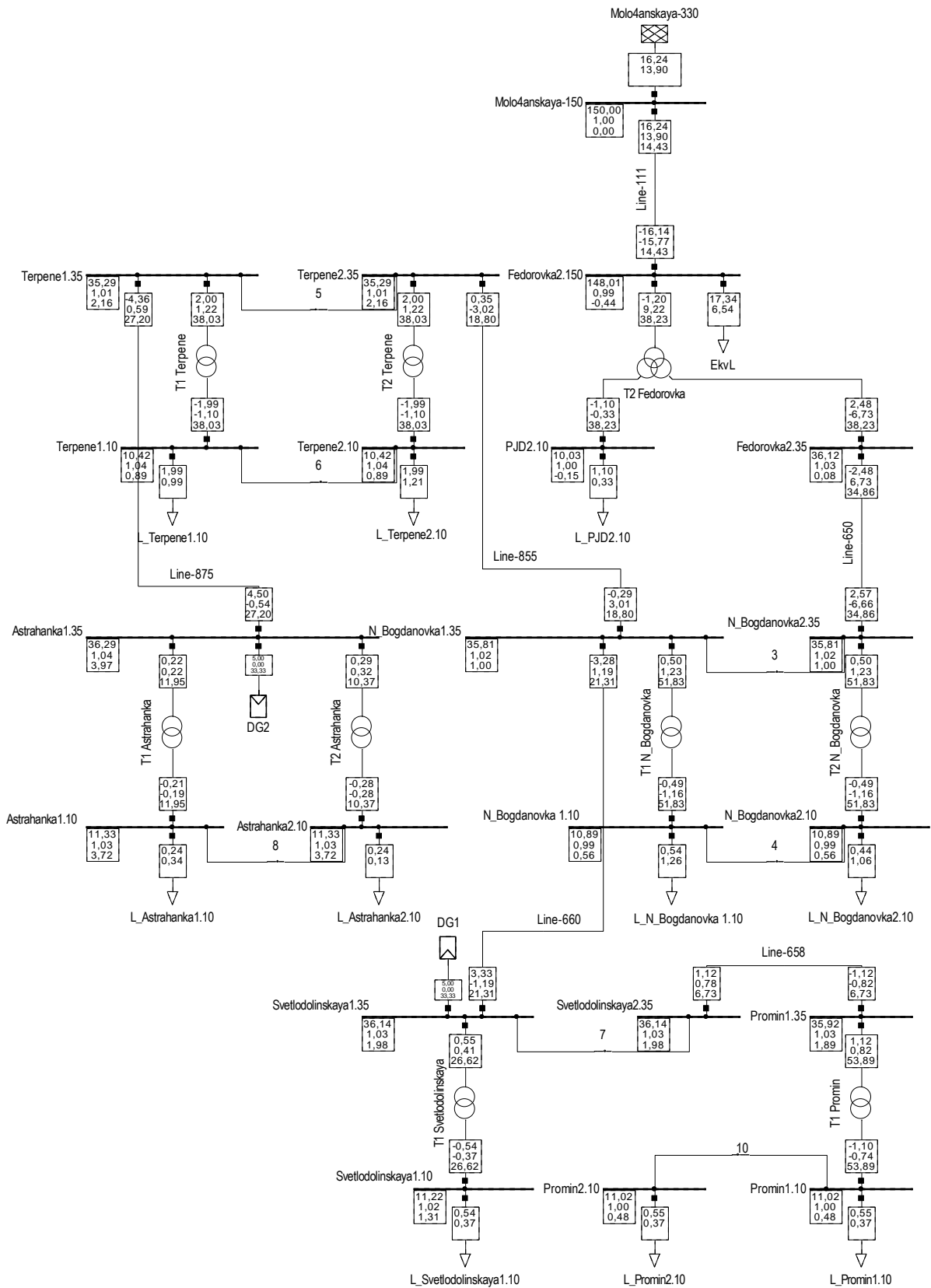


Рисунок 3.34 - Фрагмент РЕМ 110/35/10 кВ Молочанського району
Запорізької області в програмному забезпеченні PowerFactory

Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

141.ЕК9122.015ДБ

Лист

59

Результати розрахунку напруг в мережі наведено в таблицях 3.2 – 3.4, та на рис. 3.35.

Таблиця 3.2 - Напруги до підключення СЕС

Назва лінії	Напруга у відносних одиницях
Астраханка 1.10	0.96
Астраханка 1.35	0.96
Астраханка 2.10	0.96
Федоровка 2.150	0.98
Федоровка 2.35	1.04
Молчановська	1.00
Н_Богдановка 1.10	0.98
Н_Богдановка 1.35	1.01
Н_Богдановка 2.10	0.98
Н_Богдановка 2.35	1.01
СЕС	1.02
Промінь 1.10	0.97
Промінь 1.35	1.00
Промінь 2.10	0.97
Светлодолінська 1.10	0.99
Светлодолінська 1.35	1.00
Светлодолінська 2.35	1.00
Терпеніє 1.10	1.03
Терпеніє 1.35	0.97
Терпеніє 2.10	1.03
Терпеніє 2.35	0.97

Таблиця 3.3 – Значення напруг після підключення двох СЕС по 5 МВт

Назва лінії	Напруга у відносних одиницях
Астраханка 1.10	1.04
Астраханка 1.35	1.05
Астраханка 2.10	1.04
Федоровка 2.150	0.98
Федоровка 2.35	1.05
Молчановська	1
Н_Богдановка 1.10	1.01
Н_Богдановка 1.35	1.04
Н_Богдановка 2.10	1.01
Н_Богдановка 2.35	1.04
СЕС	1.02
Промінь 1.10	1.02
Промінь 1.35	1.04
Промінь 2.10	1.02
Светлодолінская 1.10	1.03
Светлодолінская 1.35	1.05
Светлодолінская 2.35	1.05
Терпеніє 1.10	1.09
Терпеніє 1.35	1.02
Терпеніє 2.10	1.09
Терпеніє 2.35	1.02

Аналіз результатів дослідження показав, що після підключення двох СЕС по 5 МВт у вузли Астраханка 1.35 та Светлодолінская 1.35, напруги у вузлах: Астраханка 1.35, Федоровка 2.35, Светлодолінская 1.35, Светлодолінская 2.35, Терпеніє 1.10, Терпеніє 2.10 перевищили допустимі границі (табл. 3.2).

Після цього було проведено регулювання напруги РПН трансформаторів, а саме на Т1_Терпеніє було виконано 2 перемикання, на Т2_Терпеніє було також виконано 2 перемикання, а на Т2_Федоровка виконали 1 перемикання.

Таблиця 3.4 – Значення напруг після регулювання РПН трансформаторів в РЕМ з двома СЕС по 5 МВт

Назва лінії	Напруга у відносних одиницях
Астраханка 1.10	1.03
Астраханка 1.35	1.03
Астраханка 2.10	1.03
Федоровка 2.150	0.98
Федоровка 2.35	1.03
Молчановська	1
Н_Богдановка 1.10	0.99
Н_Богдановка 1.35	1.02
Н_Богдановка 2.10	0.99
Н_Богдановка 2.35	1.02
СЕС	1
Промінь 1.10	1
Промінь 1.35	1.02
Промінь 2.10	1
Светлодолінська 1.10	1.02
Светлодолінська 1.35	1.03
Светлодолінська 2.35	1.03
Терпеніє 1.10	1.04
Терпеніє 1.35	1
Терпеніє 2.10	1.04
Терпеніє 2.35	1

Після здійснення регулювання РПН трансформаторів напруги в усіх вузлах РЕМ повернулися в допустимі границі (табл. 3.4). При цьому обидві СЕС не обмежують свою вихідну потужність і генерують її в повному обсязі, можливому на цей момент часу.

Результати досліджень зміни напруги у вузлах РЕМ з СЕС, про які йшла мова вище, наведено на рис. 3.35.

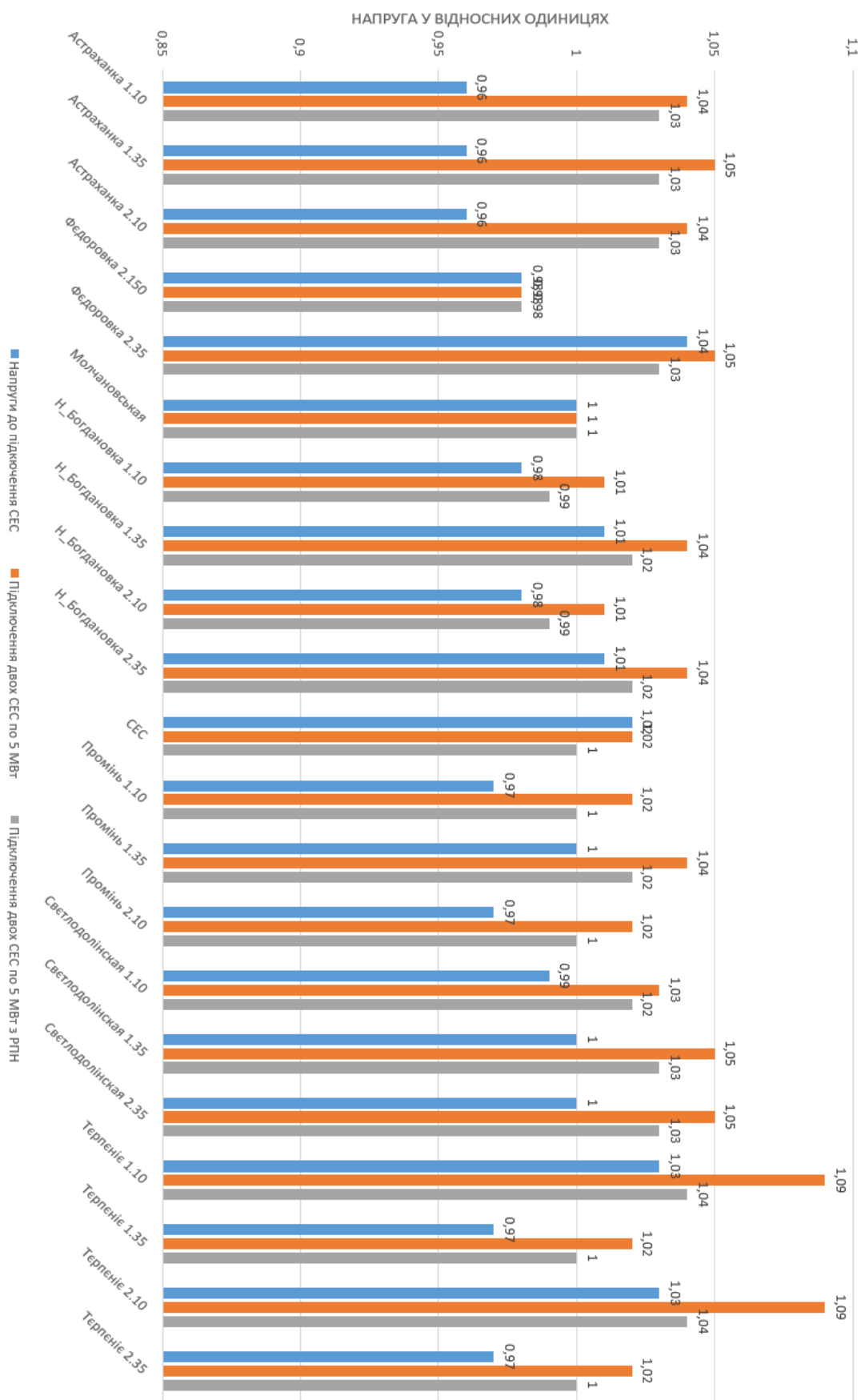


Рисунок 3.35 – Діаграма порівняння напруг в різних випадках (до підключення СЕС, після підключення двох СЕС по 5 МВт, після регулювання РПН трансформаторів в РЕМ з двома СЕС по 5 МВт)

Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

Отже, після здійснення регулювання РПН трансформаторів напруги в усіх вузлах РЕМ повернулися в допустимі межі, а СЕС не обмежують свою вихідну потужність і генерують її в повному обсязі.

Висновки

Проведено ознайомлення з програмним забезпеченням PowerFactory. Проведено моделювання об'єктів фрагменту РЕМ Молочанського району Запорізької області 110/35/10 кВ в ПЗ PowerFactory, у тому числі моделювання ПС «Астраханка» 35/10 кВ: трансформаторів з РПН, навантаження, вузлів, ЛЕП. Розроблено модель СЕС. Проведено дослідження впливу СЕС на роботу РЕМ, зокрема, на напруги в вузлах мережі.

Дослідження зміни напруги у вузлах РЕМ проводилось в трьох випадках: до підключення до мережі СЕС, після підключення двох СЕС по 5 МВт і після регулювання напруги за допомогою РПН трансформаторів в РЕМ з двома СЕС по 5 МВт.

За результатами досліджень виявлено, що підключення двох СЕС по 5 МВт призвело до підвищення напруг у вузлах РЕМ вище допустимого рівня. У деяких вузлах напруга досягла значень 1,09 в.о. Але проблема була вирішена за рахунок регулювання напруги системами РПН трансформаторів. Після здійснення регулювання РПН трансформаторів напруги в усіх вузлах РЕМ повернулися в допустимі межі, а СЕС не обмежують свою вихідну потужність і генерують її в повному обсязі.

					141.ЕК9122.015ДБ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		64

ВИСНОВКИ

В роботі описано принцип побудови ОЕС України та розглянуто 8 регіональних електроенергетичних систем. Також було проаналізовано структуру керування енергосистемою ПрАТ «НЕК «Укренерго». Описано фрагмент розподільної електричної мережі напругою 110/35/10 кВ, яка є складовою електричної мережі Молочанського району Запорізької області.

Проаналізовано розвиток відновлюваних джерел енергії в світі та в Україні, зокрема розвиток сонячних та вітрових електростанцій. Визначено, що станом на грудень 2020 року загальна потужність вітрових електростанцій України склала близько 1314 МВт, потужність сонячних електростанцій - близько 4925 МВт (за даними НЕК «Укренерго»). Наведено перелік найбільших ВЕС та СЕС в Україні.

Визначено, що мережеві ВДЕ можуть збільшувати або зменшувати втрати потужності в електричних мережах, впливати на зміну напруги, колювання напруги, рівень флікера, роботу релейного захисту, надійність роботи та термін експлуатації електричної мережі, тощо.

Визначено основний вплив ВДЕ на напругу в РЕМ. Виявлено, що ВДЕ (також ВДЕ малої потужності можна називати джерелами розподіленої генерації - ДРГ) можуть порушувати допустимі межі напруги в вузлах РЕМ, оскільки вони вводять додаткову потужність в мережу. Також колювання вихідної потужності ДРГ та її несумісність з місцевим навантаженням можуть збільшувати колювання напруги в вузлах РЕМ.

Для вирішення питання регулювання напруги в РЕМ з ДРГ застосовують ряд підходів, які мають свої переваги та недоліки. Основними засобами регулювання напруги в РЕМ є: статичні компенсаторами реактивної потужності, батареї статичних конденсаторів, синхронний компенсатор, статичні тиристорні компенсатори, систем регулювання під навантаженням (РПН) трансформаторів.

					141.ЕК9122.015ДБ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

З аналізу засобів регулювання напруги випливає, що найбільш поширеними та простими в використанні є системи РПН трансформаторів. Тому в подальших дослідженнях в рамках даної бакалаврської роботи для регулювання напруги застосовувалось РПН трансформаторів.

Проведено моделювання об'єктів фрагменту РЕМ Молочанського району Запорізької області 110/35/10 кВ в ПЗ PowerFactory, у тому числі моделювання ПС «Астраханка» 35/10 кВ: трансформаторів з РПН, навантаження, вузлів, ЛЕП. Розроблено модель СЕС. Проведено дослідження впливу СЕС на роботу РЕМ, зокрема, на напруги в вузлах мережі.

Дослідження зміни напруги у вузлах РЕМ проводилось в трьох випадках: до підключення до мережі СЕС, після підключення двох СЕС по 5 МВт і після регулювання напруги за допомогою РПН трансформаторів в РЕМ з двома СЕС по 5 МВт.

За результатами досліджень виявлено, що підключення двох СЕС по 5 МВт призвело до підвищення напруг у вузлах РЕМ вище допустимого рівня. У деяких вузлах напруга досягла значень 1,09 в.о. Але проблема була вирішена за рахунок регулювання напруги системами РПН трансформаторів. Після здійснення регулювання РПН трансформаторів напруги в усіх вузлах РЕМ повернулися в допустимі межі, а СЕС не обмежують свою вихідну потужність і генерують її в повному обсязі.

					141.ЕК9122.015ДБ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

12. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах : монографія / П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук, О. В. Нікіторович, В. В. Кулик. Вінниця : ВНТУ, 2014. 204 с.
13. Кудря С.О., Тучинський Б.Г., Дресвянніков В.Г., Рамазанова З.У. Структурні тенденції в енергетиці Європи і розвиток відновлюваної енергетики. *Відновлювана енергетика*. Київ, 2005. № 1. С. 36-40.
14. Кузнєцов М.П. Деякі особливості автономної роботи вітрової та сонячної електростанцій. *Відновлювана енергетика*. Київ, 2016. № 2 (45). С.15-21.
15. Кириленко О.В., Праховник А.В. Енергетика сталого розвитку: виклики та шляхи побудови. *Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск*. Київ, 2010. С. 10–16.
16. *Наукові праці Донецького національного університету*. Донецьк, 2011. №11(186). С.464-465.
17. Policy and Application forms for Connection and Operation of Distributed Generation: 2011. Connection and Operation of Distributed Generation. Gisborne: Eastland Network Ltd, 2011. 43 p.
18. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М. Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. Київ, 2011. №1. С. 46-53.
19. Кириленко О.В., Павловський В. В., Лук'яненко Л.М., Трач І.В. Проблеми інтеграції відновлювальних джерел електроенергії в "слабкі" електричні мережі. *Технічна електродинаміка*. Київ, 2012. № 3. С. 25-26.
20. Козирський В.В., Тугай Ю.І., Бодунов В.М., Гай О.В. Інтеграція поновлюваних джерел енергії в розподільні електричні мережі сільських регіонів. *Технічна електродинаміка*. Київ, 2011. №5. С. 63–67.
21. Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їхній роботі паралельно з Об'єднаною енергетичною системою України: проект / ДП «НЕК «Укренерго». URL: https://ua.energy/wp-content/uploads/2017/02/Vymogy-do-VES-ta-SES_2-red_08112017.pdf
22. Системи режимно-технологічного управління електромережами та практика регулювання навантажень у енергосистемах зарубіжних країн з урахуванням розвитку поновлюваної енергетики: НТЦЕ НЕК «Укренерго». URL:<https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/3.-Systemy-rezhymno-tehnologichnogo-upravlinnya.pdf>
23. Авраменко В.М., Крилов В.О., Прихно В.Л., Черненко П.О. Методики і програмні засоби для забезпечення автоматичного та

					141.ЕК9122.015ДБ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

диспетчерського керування електроенергетичними системами. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. Київ, 2010. Вип. 26. С. 31-37.

24. Алгоритми приєднання до електричних мереж. URL: <http://iknet.com.ua/uk/articles/useful-to-know/algorithm/>

25. Technical Guideline: Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network: BDEW Bundesverband der Energie (Germany). June 2008. 130 p.

26. Performance of Distributed Energy Resources During and After System Disturbance. Voltage and Frequency Ride-Through Requirements: a report by the Integration of Variable Generation Task Force. America, 2013. 28 p.

27. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Шполянський О.Г., Тугай І.Ю. Использование динамических и нечетких математических моделей при анализе качества электрической энергии. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. Київ, 2014. № 38. С. 130-137.

28. Sumeet Trivedi, Chattopadhyay D. Voltage Sag Mitigation in the Distributed Generation System with STATCOM. *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*. 2013. Vol.3, No 10. P.153-159.

29. Mahmud M.M.A., Pota H.R., Hossain M.J. Partial Feedback Linearizing Controller Design for a DSTATCOM to Enhance Voltage Stability of Distribution Network with Distributed Generation. *2012 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, 30 Oct.-2 Nov. 2012. Auckland, New Zealand, 2012. P.1-6.

30. Hossain M.J., Pota H.R., Mahmud M.A. Decentralized STATCOM/ESS Control for Wind Generators. *Smart Power Grids*. Heidelberg, 2012. P. 401–437.

31. Лежнюк П.Д., Нікіторович О.В., Жан-П'єр Нгома. Компенсація реактивної потужності асинхронних генераторів на малих гідроелектростанціях. *Наукові праці ВНТУ*. Вінниця, 2008. № 2. С.1-6.

32. Mohamed Shawky El Moursi, Zeineldin H.H., James L. Kirtley, Khaled Alobeidli. A Dynamic Master/Slave Reactive Power Management Scheme for Smart Grids With Distributed Generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2014. Vol.29, No 3. P. 1157–1167.

33. Кулик В.В., Магас Т.Є., Малогулко Ю.В. Оптимальне керування розосередженими джерелами електроенергії з асинхронними генераторами засобами SMART GRID. *Наукові праці ВНТУ. Енергетика та електротехніка*. Вінниця, 2011. №4. С.1-6.

34. Casavola A., Franze G., Menniti D., Sorrentino N. Voltage regulation in distribution networks in the presence of distributed generation: A voltage set-point reconfiguration approach. *Electric Power Systems Research*. 2011. Vol.81. P.25–34.

					141.ЕК9122.015ДБ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

35. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Праховник А.В., Денисюк С.П. Интеллектуальні електричні мережі: світовий досвід і перспективи України. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2011. Ч.1. С. 5–20.
36. Shivarudraswamy R., Gaonkar D.N. Coordinated Voltage Control with Reactive Power of the Distributed Generators using Genetic Algorithm. *International Journal of Scientific & Engineering Research*. 2012. Vol.3, No 6. P.1-7.
37. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л.Файбисовича. Москва: ЭНАС, 2009. 213 с.
38. Грабко В. В. Моделі і засоби регулювання напруги за допомогою трансформаторів з пристроями РПН: монографія. Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2005. 109 с.
39. Шевчук В.І. Перспективи використання сонячних елементів для комбінованих фотоелектричних модулів. *Відновлювана енергетика*. Київ, 2016. №4 (47). С.47-55.
40. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Ковальчук О.А. Оптимальне керування розосередженими джерелами енергії в локальній електричній системі. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. Київ, 2011. Ч.1. С. 48-55.
41. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Ковальчук О.А. Автоматизація оптимального керування відновлюваними джерелами енергії в електричних мережах. *Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск*. Київ, 2010. С.131–134.
42. Втрати електроенергії в розподільних електричних мережах: Державне підприємство Енергоринок. URL: <http://www.er.gov.ua/>
43. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Энергоатомиздат, 1989. – 608.:ил.
44. С.С. Рокотяна и И.М, Шапиро. М. Справочник по проектированию электроэнергетических систем.: Энергоатомиздат, 1985 - 352с.

					141.ЕК9122.015ДБ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		