

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра автоматизації енергосистем

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

Денис ДЕРЕВ'ЯНКО

«08» Червня 2026 р.

Дипломний проект
на здобуття ступеня бакалавра
за освітньо-професійною програмою
«Управління, захист та автоматизація електроенергетичних систем»
спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
на тему: «Адаптивний релейний захист розподільної
електричної мережі 35/10 кВ з розосередженими
джерелами енергії»

Виконала: студент IV курсу, групи ЕК-321

Буймістер Анастасія Романівна

Керівник: доц., к.т.н. Нестерко А.Б.

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



Київ — 2026 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

Денис ДЕРЕВ'ЯНКО

2026 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проєкт студентці

Буймістер Анастасії Романівні

1. Тема проєкту «Адаптивний релейний захист розподільної електричної мережі 35/10 кВ з розосередженими джерелами енергії», керівник проєкту доц. К.н.т. Нестерко А.Б. затверджені наказом по університету від 2026р. №

2. Термін подання студентом проєкту

3. Вихідні дані до проєкту ПС 35/10 кВ «Зразкова»; два трансформатори ТМН-6300/35; шість фідерів 10 кВ; РДЕ: СЕС 500 кВт, ВЕУ 250 кВт, BESS 150 кВт / 300 кВт·год; мікропроцесорні термінали РЗА з підтримкою ІЕС 61850; режими роботи мережі без РДЕ, з СЕС, з усіма РДЕ та в острівному режимі; середовище моделювання MATLAB/Simulink.

4. Зміст пояснювальної записки

1. Аналіз впливу розосереджених джерел енергії на роботу релейного захисту розподільних мереж
2. Характеристика об'єкта дослідження — підстанції 35/10 КВ
3. Розрахунок струмів короткого замикання в різних режимах роботи мережі

4. Розрахунок уставок адаптивного релейного захисту
 5. Імітаційне моделювання роботи адаптивного захисту в середовищі MATLAB/SIMULINK
 6. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях
5. Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів, презентацій тощо)
- Однолінійна схема ПС 35/10 кВ з РДЕ — 1 аркуш А1.
 - Схема заміщення та результати розрахунку струмів КЗ — 1 аркуш А1.
 - Блок-схема алгоритму адаптивного захисту та карта селективності — 1 аркуш А1.
 - Осцилограми моделювання та порівняння традиційного й адаптивного захистів — 1 аркуш А1.

консультанта Підпис, дата завдання видав завдання прийняв

6. Дата видачі завдання

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1.	Аналіз літератури та вихідних даних	01.02-15.02	Виконано
2.	Характеристика об'єкта дослідження	16.02-28.02	Виконано
3.	Розрахунок струмів короткого замикання	01.03-20.03	Виконано
4.	Розрахунок уставок адаптивного захисту	21.03-10.04	Виконано
5.	Моделювання в MATLAB/Simulink	11.04–30.04	Виконано
6.	Оформлення пояснювальної записки та графічної частини	01.05–20.05	Виконано

Студент
Керівник



Буймістер А.Р.
Нестерко А.Б.

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЄКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проєкт	1	
2	A4	141.EKз2102.002.ДБ	Пояснювальна записка	107	
3	A1	141.EKз2102.002.TK1	Однолінійна схема ПС 35/10 кВ «Зразкова» з підключеними РДЕ	1	Графічна частина
4	A1	141.EKз2102.002.TK2	Схема заміщення мережі для розрахунку струмів КЗ та зведена таблиця результатів розрахунку;	1	Графічна частина
5	A1	141.EKз2102.002.TK3	Блок-схема алгоритму адаптивного захисту та карта селективності захистів;	1	Графічна частина
6	A1	141.EKз2102.002.TK4	Осцилограми результатів моделювання та зведена порівняльна таблиця ефективності традиційного та адаптивного захистів.	1	Графічна частина

					141.EKз2102.002.ДБ		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Відомість дипломного проєкту		
Розроб.		Буймістер А.Р.					
Перевір.		Нестерко А.Б.					
Реценз.							
Н. Контр.		Ягельський Є.О.					
Затверд.		Дерев'янко Д.Г.					
					Літ.	Арк.	Аркушів
						4	
					КПІ «ім. Ігоря Сікорського» група ЕК-з21		

Пояснювальна записка
до дипломного проєкту
на тему: «Адаптивний релейний захист розподільної
електричної мережі 35/10 кВ з розосередженими
джерелами енергії»

Київ – 2026 року

РЕФЕРАТ

Дипломний проєкт виконана на 87 аркушах, містить 14 рисунків, 18 таблиць, 4 листа графічної частини, 24 джерела використаної літератури та 6 додатків.

Об'єкт дослідження — система релейного захисту та автоматики розподільної електричної мережі 35/10 кВ з підключеними розосередженими джерелами енергії.

Предмет дослідження — алгоритми адаптивного релейного захисту, що забезпечують селективну та чутливу роботу за різних режимів роботи мережі з розосередженою генерацією.

Мета дослідження — підвищення селективності, чутливості та надійності релейного захисту розподільної мережі 35/10 кВ за рахунок розробки адаптивного алгоритму перемикання уставок захисту в залежності від поточного режиму роботи розосереджених джерел енергії.

Методи дослідження. У роботі використано методи теорії електричних кіл та симетричних складових для розрахунку струмів короткого замикання, метод відносних одиниць, метод математичного моделювання у середовищі MATLAB/Simulink, методи теорії релейного захисту для розрахунку уставок та оцінки чутливості та селективності.

У роботі проаналізовано сучасний стан розподільних мереж 35/10 кВ України та проблеми, що виникають при підключенні розосереджених джерел енергії (РДЕ) до існуючих систем релейного захисту. Виконано детальний розрахунок струмів короткого замикання у трьох характерних режимах роботи мережі: без РДЕ; з підключеною сонячною електростанцією; з усіма працюючими РДЕ. Розроблено алгоритм адаптивного перемикання груп уставок мікропроцесорних терміналів захисту з використанням GOOSE-повідомлень за стандартом IEC 61850. Виконано імітаційне моделювання роботи традиційного та адаптивного захистів у середовищі MATLAB/Simulink за п'ятьма характерними сценаріями.

					141.EKз2102.002.ДБ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Наукова новизна роботи полягає у розробці алгоритму адаптивного релейного захисту, що враховує внесок інверторних джерел у струм короткого замикання та автоматично перемикає групи уставок терміналів РЗА залежно від кількості працюючих РДЕ.

Практична цінність роботи полягає в тому, що розроблений алгоритм може бути впроваджений на підстанціях 35/10 кВ України з підключеними РДЕ для забезпечення селективної та чутливої роботи захисту в усіх режимах. Результати моделювання показали зменшення часу спрацювання захисту в Режимі II зі 115 мс до 80 мс (на 30,4 %) та повне усунення хибних спрацювань при зовнішніх КЗ.

Ключові слова: РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, РОЗПОДІЛЬНА МЕРЕЖА, РОЗОСЕРЕДЖЕНА ГЕНЕРАЦІЯ, СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, АДАПТИВНИЙ ЗАХИСТ, ІЕС 61850, GOOSE, MATLAB/SIMULINK, СЕЛЕКТИВНІСТЬ, ЧУТЛИВІСТЬ.

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTRACT

The bachelor's thesis consists of 87 pages and includes 14 figures, 18 tables, 4 sheets of graphical material, 24 references, and 6 appendices.

The object of the research is the relay protection and automation system of a 35/10 kV distribution electrical network with connected distributed energy resources.

The subject of the research is adaptive relay protection algorithms that ensure selective and sensitive operation under different operating modes of a network with distributed generation.

The purpose of the research is to improve the selectivity, sensitivity, and reliability of relay protection in a 35/10 kV distribution network by developing an adaptive algorithm for switching protection setting groups depending on the current operating mode of distributed energy resources.

Research methods. The thesis applies methods of electric circuit theory and symmetrical components for calculating short-circuit currents, the per-unit method, mathematical modelling in the MATLAB/Simulink environment, and relay protection theory methods for calculating protection settings and assessing sensitivity and selectivity.

The thesis analyzes the current state of 35/10 kV distribution networks in Ukraine and the problems that arise when distributed energy resources (DER) are connected to existing relay protection systems. A detailed calculation of short-circuit currents was performed for three characteristic network operating modes: without DER; with a connected solar power plant; and with all DER in operation. An adaptive algorithm for switching setting groups of microprocessor-based protection terminals using GOOSE messages in accordance with the IEC 61850 standard was developed. Simulation modelling of traditional and adaptive protection systems was carried out in the MATLAB/Simulink environment for five characteristic scenarios.

					141.EK32102.002.ДБ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

The scientific novelty of the thesis lies in the development of an adaptive relay protection algorithm that takes into account the contribution of inverter-based sources to short-circuit current and automatically switches the setting groups of relay protection and automation terminals depending on the number of operating DER.

The practical value of the thesis is that the developed algorithm can be implemented at 35/10 kV substations in Ukraine with connected DER in order to ensure selective and sensitive protection operation in all operating modes. The simulation results showed a reduction in protection operating time in Mode II from 115 ms to 80 ms, i.e. by 30.4%, as well as the complete elimination of false tripping during external short circuits.

Keywords: RELAY PROTECTION, DISTRIBUTION NETWORK, DISTRIBUTED GENERATION, SOLAR POWER PLANT, ADAPTIVE PROTECTION, IEC 61850, GOOSE, MATLAB/SIMULINK, SELECTIVITY, SENSITIVITY.

					141.EK32102.002.ДБ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ	13
ВСТУП.....	15
1 АНАЛІЗ ВПЛИВУ РОЗОСЕРЕДЖЕНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА РОБОТУ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ.....	19
1.1 Структура та особливості розподільних мереж 35/10 кВ України.....	19
1.2 Типи розосереджених джерел енергії та їх характеристики	21
1.2.1 Сонячні електростанції з мережевими інверторами	21
1.2.2 Вітрові електроустановки малої потужності.....	21
1.2.3 Системи накопичення енергії (BESS)	22
1.2.4 Когенераційні установки на біогазі.....	23
1.3 Особливості внеску інверторних джерел у струм короткого замикання	23
1.4 Проблеми традиційного релейного захисту в мережах з РДЕ	24
1.4.1 Втрата селективності МСЗ при двосторонньому живленні.....	25
1.4.2 Зниження коефіцієнта чутливості	25
1.4.3 "Засліплення" захисту (protection blinding).....	26
1.4.4 Хибні спрацювання при зовнішніх КЗ.....	28
1.5 Огляд сучасних підходів до адаптивного релейного захисту	29
1.5.1 Захисти з перемикальними групами уставок.....	29
1.5.2 Спрямовані струмові захисти.....	29
1.5.3 Захисти на основі IEC 61850 GOOSE-повідомлень	30
1.6 Постановка задачі дослідження	30
Висновки	31
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА ДОСЛІДЖЕННЯ — ПІДСТАНЦІЇ 35/10 КВ	33
2.1 Загальна характеристика підстанції та прилеглої мережі.....	33
2.2 Силові трансформатори	36
2.3 Параметри живлячих ліній 35 кВ	37
2.4 Розподільна мережа 10 кВ	38
2.5 Розосереджені джерела енергії	39
2.6 Комутаційне обладнання.....	41
2.7 Вимірювальні трансформатори.....	42
2.8 Існуючі засоби релейного захисту та автоматики	43

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

Висновки	44
3 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ В РІЗНИХ РЕЖИМАХ РОБОТИ МЕРЕЖІ	47
3.1 Методика розрахунку струмів КЗ у мережах з інверторними джерелами	47
3.2 Складання розрахункової схеми та схеми заміщення	48
3.3 Розрахунок параметрів елементів схеми заміщення	49
3.3.1 Опір живлячої системи 35 кВ.....	49
3.3.2 Опори ліній 35 кВ та 10 кВ.....	49
3.3.3 Опори силових трансформаторів ТМН-6300/35	50
3.3.4 Еквівалентний опір РДЕ при КЗ	50
3.4 Розрахунок струмів КЗ у Режимі І (РДЕ відключені)	51
3.4.1 Трифазне КЗ у точці К1 (шини 35 кВ)	51
3.4.2 Трифазне КЗ у точці К2 (шини 10 кВ)	51
3.4.3 Трифазне КЗ у точці К3 (кінець фідера 10 кВ).....	51
3.4.4 Трифазне КЗ у точці К4 (точка приєднання РДЕ).....	52
3.4.5 Зведена таблиця струмів КЗ для Режиму І	52
3.5 Розрахунок струмів КЗ у Режимі ІІ (працює СЕС)	53
Випадок А: КЗ перед точкою приєднання СЕС (К1, К2)	53
Випадок Б: КЗ за точкою приєднання СЕС (К3).....	54
Випадок В: КЗ на сусідньому фідері (зовнішнє КЗ)	54
Зведена таблиця струмів КЗ для Режиму ІІ	54
3.6 Розрахунок струмів КЗ у Режимі ІІІ (всі РДЕ в роботі)	55
3.7 Порівняльний аналіз результатів	56
3.7.1 Зведена порівняльна таблиця струмів КЗ для трьох режимів.....	56
3.7.2 Виявлення проблемних зон та точок втрати селективності.....	56
3.7.3 Аналіз зміни напрямку потоків струмів КЗ	57
Висновки	58
Р 4 РОЗРАХУНОК УСТАВОК АДАПТИВНОГО РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ	59
4.1 Концепція адаптивного захисту з перемикальними групами уставок	59
4.2 Класифікація режимів роботи мережі та критерії перемикання	60
4.2.1 Режим І: РДЕ відключені (нічний час, мала генерація)	60
4.2.2 Режим ІІ: працює одна СЕС	60
4.2.3 Режим ІІІ: всі РДЕ в роботі (пік генерації)	60
4.2.4 Острівний режим за наявності BESS.....	61
4.3.1 Розрахунок уставки за струмом спрацювання	61

4.3.2	Витримка часу за принципом ступінчастого селектування	65
4.3.3	Розрахунок коефіцієнта чутливості	66
4.3.4	Зведена таблиця уставок МСЗ для трьох режимів	66
4.4	Розрахунок уставок струмової відсічки	67
4.4.1	Уставки СВ для Режиму I	67
4.4.2	Корекція уставок СВ для Режимів II–III	67
4.4.3	Зведена таблиця уставок СВ	67
4.5	Захист від однофазних замикань на землю	67
4.6	Диференційний захист трансформатора	68
4.6.1	Розрахунок струму спрацювання	68
4.6.2	Налаштування коефіцієнтів гальмування	69
4.6.3	Перевірка від кидків струму намагнічування	69
4.6.4	Зведена таблиця уставок ДЗТ	69
4.7	Спрямований струмовий захист для фідерів з РДЕ	70
4.7.1	Алгоритм визначення напрямку перетоку потужності КЗ	70
4.7.2	Уставки спрямованого захисту	73
4.8	Захист від острівного режиму (anti-islanding)	74
4.8.1	Метод відхилення частоти (ROCOF)	74
4.8.2	Метод за відхиленням напруги	74
4.8.3	Уставки anti-islanding	74
4.9	Алгоритм перемикання груп уставок	75
4.9.1	Логіка визначення поточного режиму мережі	75
4.9.2	Блок-схема алгоритму адаптації	75
4.9.3	Реалізація через GOOSE-повідомлення IEC 61850	76
4.10	Перевірка ефективності адаптивного захисту	77
4.10.1	Зведена порівняльна таблиця: традиційні vs адаптивні уставки	77
4.10.2	Карта селективності захистів	78
4.10.3	Коефіцієнти чутливості для всіх режимів	78
	Висновки	79
5	ІМІТАЦІЙНЕ МОДЕЛЮВАННЯ РОБОТИ АДАПТИВНОГО ЗАХИСТУ В СЕРЕДОВИЩІ MATLAB/SIMULINK	80
5.1	Структура імітаційної моделі досліджуваної мережі	80
5.2	Налаштування блоків моделі	81
5.2.1	Параметри живлячої системи 35 кВ та трансформатора	81
5.2.2	Модель сонячної електростанції з трифазним інвертором	82
5.2.3	Параметри ліній 10 кВ та навантажень	82

5.2.4 Реалізація алгоритму адаптивного захисту в Stateflow	83
5.3 Сценарії моделювання	83
5.3.1 Сценарій 1: трифазне КЗ на фідері 10 кВ у режимі без РДЕ	84
5.3.2 Сценарій 2: те ж саме при підключеній СЕС 500 кВт (традиційний захист).....	85
5.3.3 Сценарій 3: КЗ за точкою приєднання РДЕ при адаптивному захисті	86
5.3.4 Сценарій 4: перехід в острівний режим при відключенні живлення	86
5.3.5 Сценарій 5: зовнішнє КЗ — перевірка від хибного спрацювання.....	87
5.4 Аналіз результатів моделювання	87
5.4.1 Осцилограми струмів, напруг та частоти для всіх сценаріїв	88
5.4.2 Зведена таблиця часів спрацювання.....	88
5.4.3 Порівняння з результатами роботи традиційного захисту.....	88
Висновки	90
6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	91
6.1 Аналіз небезпечних та шкідливих факторів на підстанції 35/10 кВ	91
6.2 Електробезпека при обслуговуванні мікропроцесорних терміналів РЗА	94
6.3 Особливості безпечного обслуговування обладнання РДЕ	95
6.4 Пожежна безпека приміщень з акумуляторними батареями BESS	96
6.5 Дії оперативного персоналу при надзвичайних ситуаціях воєнного часу	99
Висновки	100
ВИСНОВКИ.....	101
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	104

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АВР	— автоматичне ввімкнення резервного живлення
АПВ	— автоматичне повторне ввімкнення
АСУ ТП	— автоматизована система управління технологічними процесами
ВДЕ	— відновлювальні джерела енергії
ВЕС / ВЕУ	— вітрова електростанція / вітрова електроустановка
ГСС	— газовий струмовий захист
ДЗ	— дистанційний захист
ДЗТ	— диференційний захист трансформатора
ЕЕС	— електроенергетична система
ЕРС	— електрорушійна сила
КЗ	— коротке замикання
КРПН	— комплектний розподільчий пристрій напівзовнішнього встановлення
МСЗ	— максимальний струмовий захист
ПС	— підстанція
ПУЕ	— правила улаштування електроустановок
РДЕ	— розосереджені джерела енергії
РЗА	— релейний захист та автоматика
РПН	— регулювання напруги під навантаженням
СВ	— струмова відсічка
СЕС	— сонячна електростанція
ТТ / ТН	— трансформатор струму / трансформатор напруги
ВРП	— відкритий розподільчий пристрій
BESS	— Battery Energy Storage System (система акумуляторного зберігання енергії)
DER	— Distributed Energy Resources (розосереджені джерела енергії)
GOOSE	— Generic Object-Oriented Substation Event
IEC	— International Electrotechnical Commission
ROCOF	— Rate Of Change Of Frequency (швидкість зміни частоти)

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

ВСТУП

Актуальність теми. Сучасний етап розвитку електроенергетики України характеризується інтенсивним зростанням частки відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) у структурі енергобалансу країни. За даними Національної комісії з регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), сумарна встановлена потужність сонячних та вітрових електростанцій у 2025 році перевищила 10 ГВт, причому значна частина з них (близько 35 %) припадає на станції потужністю до 5 МВт, які підключаються безпосередньо до розподільних електричних мереж 6–35 кВ. У зв'язку з масштабними руйнуваннями об'єктів великої централізованої генерації внаслідок ракетних обстрілів 2022–2024 років, роль розосередженої генерації як засобу забезпечення енергетичної стійкості регіонів суттєво зростає.

Однак інтеграція розосереджених джерел енергії (РДЕ) у розподільні мережі, спочатку спроектовані для односпрямованих потоків потужності, створює значні проблеми для існуючих систем релейного захисту. Зокрема, мережеві інвертори сонячних електростанцій під час коротких замикань (КЗ) обмежують свій струм на рівні $(1,1-1,2) \cdot I_{ном}$, що принципово відрізняється від поведінки традиційних синхронних генераторів та може призводити до:

- втрати селективності традиційних максимальних струмових захистів;
- зниження коефіцієнта чутливості захистів до КЗ за точкою приєднання РДЕ;
- ефекту "засліплення" захисту (protection blinding);
- хибних спрацювань захисту суміжних фідерів при зовнішніх КЗ.

Класичні рішення цих проблем (заміна обладнання, встановлення додаткових захистів) є дорогавартісними та потребують значного часу впровадження. Альтернативним підходом, що набуває все більшого поширення у світовій практиці, є використання адаптивного релейного захисту, який автоматично змінює свої уставки залежно від поточного режиму

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

роботи мережі. Розробка таких алгоритмів для умов українських розподільних мереж є актуальною науково-технічною задачею.

Зв'язок роботи з науковими програмами. Робота виконана відповідно до Стратегії розвитку електроенергетичного комплексу України до 2035 року, Закону України "Про альтернативні джерела енергії" та плану наукових досліджень кафедри автоматизації енергосистем КПП ім. Ігоря Сікорського.

Мета і задачі дослідження. Метою роботи є підвищення селективності, чутливості та надійності релейного захисту розподільної мережі 35/10 кВ за рахунок розробки адаптивного алгоритму перемикання уставок захисту залежно від поточного режиму роботи розосереджених джерел енергії.

Для досягнення поставленої мети у роботі вирішено такі задачі:

- 1) проаналізовано вплив РДЕ на роботу традиційного релейного захисту розподільних мереж 35/10 кВ;
- 2) виконано детальний розрахунок струмів КЗ для досліджуваної підстанції 35/10 кВ "Зразкова" у трьох характерних режимах роботи мережі;
- 3) розроблено алгоритм адаптивного перемикання груп уставок мікропроцесорних терміналів захисту з використанням GOOSE-повідомлень;
- 4) виконано розрахунок уставок захисту для трьох режимів роботи мережі та проведено перевірку чутливості;
- 5) побудовано імітаційну модель досліджуваної мережі та виконано моделювання за п'ятьма характерними сценаріями у середовищі MATLAB/Simulink;
- 6) порівняно ефективність роботи традиційного та адаптивного захистів за результатами моделювання;
- 7) розглянуто питання охорони праці при експлуатації мікропроцесорної РЗА та обладнання РДЕ.

Об'єкт дослідження — система релейного захисту та автоматики розподільної електричної мережі 35/10 кВ з підключеними розосередженими джерелами енергії.

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Предмет дослідження — алгоритми адаптивного релейного захисту, що забезпечують селективну та чутливу роботу за різних режимів роботи мережі з розосередженою генерацією.

Методи дослідження. У роботі використано методи теорії електричних кіл та симетричних складових для розрахунку струмів КЗ, метод відносних одиниць, метод математичного моделювання у середовищі MATLAB/Simulink, методи теорії релейного захисту для розрахунку уставок та оцінки чутливості і селективності, методи порівняльного аналізу для оцінки ефективності розробленого алгоритму.

Наукова новизна одержаних результатів полягає у:

- розробленому алгоритмі адаптивного перемикання груп уставок РЗА з врахуванням внеску інверторних джерел у струм КЗ, що відрізняється від відомих рішень використанням динамічної класифікації режимів мережі за даними телемеханіки та GOOSE-обміну за стандартом IEC 61850;
- удосконаленому методі розрахунку уставок струмових захистів для мереж з розосередженою генерацією, що враховує специфіку обмеження струму КЗ мережевими інверторами на рівні $(1,1-1,2) \cdot I_{ном}$.

Практичне значення одержаних результатів. Розроблений алгоритм адаптивного релейного захисту може бути впроваджений на існуючих підстанціях 35/10 кВ України з підключеними РДЕ без необхідності повної заміни обладнання — тільки шляхом перепрограмування існуючих мікропроцесорних терміналів захисту. Результати імітаційного моделювання показали скорочення часу спрацювання захисту в Режимі II зі 115 до 80 мс (на 30,4 %) та повне усунення хибних спрацювань захисту суміжних фідерів при зовнішніх КЗ.

Апробація результатів роботи. Основні положення роботи доповідалися на XXIII Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених "Електроніка та нанотехнології" (ELNANO-2026, м. Київ).

Публікації. За результатами роботи опубліковано тези доповіді у збірнику конференції ELNANO-2026.

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Структура та обсяг роботи. Дипломна робота складається зі вступу, шести розділів, висновків, списку використаних джерел та шести додатків. Загальний обсяг роботи становить 87 сторінок основного тексту, у тому числі 14 рисунків та 18 таблиць. Список використаних джерел містить 24 найменування.

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 АНАЛІЗ ВПЛИВУ РОЗОСЕРЕДЖЕНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА РОБОТУ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ

1.1 Структура та особливості розподільних мереж 35/10 кВ України

Розподільні електричні мережі 35/10 кВ становлять важливу ланку електроенергетичної системи України, що забезпечує електропостачання значної частини сільських, селищних і малих міських споживачів, а також підприємств агропромислового комплексу. За даними НЕК "Укренерго" станом на початок 2025 року загальна протяжність повітряних та кабельних ліній напругою 35 кВ в Україні становить понад 47 тис. км, а ліній 10 кВ — близько 380 тис. км. Кількість трансформаторних підстанцій 35/10 кВ перевищує 8 тисяч одиниць.

Історично розподільні мережі 35/10 кВ України проектувались як радіальні з односпрямованим потоком потужності — від генерації через системи передачі та трансформаторні підстанції до споживачів. Ця концепція визначила всі ключові рішення щодо побудови систем релейного захисту, які базувались на максимальних струмових захистах (МСЗ) із ступінчастим селективним принципом. Релейний захист розраховувався виходячи з припущення, що струм короткого замикання у будь-якій точці мережі живиться виключно "зверху" — від енергосистеми через силові трансформатори підстанцій.

Сучасна тенденція декарбонізації економіки та диверсифікації джерел генерації призвела до масового підключення розосереджених джерел енергії (РДЕ) до розподільних мереж. Особливо інтенсивним було зростання сонячної генерації після прийняття у 2009 році "зеленого" тарифу, а також у 2017–2019 роках після його значного підвищення. Динаміка зростання встановленої потужності ВДЕ в Україні представлена на рис. 1.1.

					141.ЕКз2102.002.ДБ						
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							
Розроб.		Буймістер А.Р.			Аналіз впливу розосереджених джерел енергії на роботу релейного захисту розподільних мереж			Літ.	Арк.	Аркушів	
Перевір.		Нестерко А.Б.								19	109
Реценз.								КПІ «ім. Ігоря Сікорського» група ЕК-з21			
Н. Контр.		Ягельський Є.О.									
Затверд.		Дерев'янка Д.Г.									

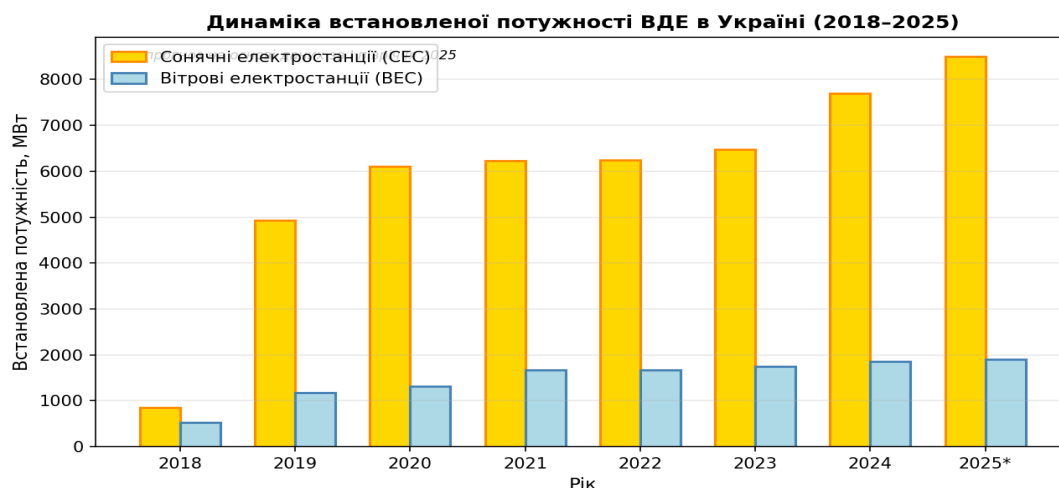


Рисунок 1.1 — Динаміка встановленої потужності ВДЕ в Україні (2018–2025)

Як видно з рис. 1.1, сумарна потужність СЕС зросла з 855 МВт у 2018 році до прогнозованих 8500 МВт у 2025 році (тобто майже у 10 разів), а потужність ВЕС — з 533 МВт до 1900 МВт (більш ніж у 3,5 раза). Слід зазначити, що значна частина цих потужностей припадає на так звану "розподілену" генерацію — станції потужністю від 0,5 до 5 МВт, що приєднуються безпосередньо до мереж 6, 10 та 35 кВ.

Військова агресія Російської Федерації проти України з 24 лютого 2022 року, особливо масштабні удари по об'єктах критичної інфраструктури енергетики восени та взимку 2022–2023 та 2023–2024 років, призвели до значних руйнувань великих ТЕС та електропідстанцій магістральних мереж. У зв'язку з цим стратегічним напрямом розвитку електроенергетики України стало якнайширше впровадження розосередженої генерації, що забезпечує:

- вищу живучість енергосистеми за рахунок територіального розподілу джерел генерації;
- можливість роботи окремих фрагментів мережі в острівному режимі за умови наявності систем накопичення енергії (BESS);
- зменшення втрат у мережах за рахунок наближення джерел генерації до споживачів;
- скорочення часу та вартості введення нових генеруючих потужностей.

1.2 Типи розосереджених джерел енергії та їх характеристики

Залежно від типу первинного перетворювача та принципу взаємодії з мережею розосереджені джерела енергії, що приєднуються до мереж 6–35 кВ, поділяються на:

1.2.1 Сонячні електростанції з мережевими інверторами

Сонячні електростанції (СЕС) на сьогодні становлять найбільшу частку у структурі розосередженої генерації України. Типова СЕС, що приєднується до мережі 10 кВ, складається з фотоелектричних панелей, об'єднаних у стрингові групи, мережових інверторів потужністю 50–500 кВА (типово), підвищувального трансформатора 0,4/10 кВ та системи моніторингу та керування.

Принципово важливою особливістю СЕС з точки зору релейного захисту є те, що зв'язок з мережею здійснюється через мережові інвертори (Grid-Tie Inverters), які працюють у режимі джерела струму. Це означає, що:

- потужність, що видається в мережу, не залежить від миттєвих параметрів мережі, а визначається доступною сонячною радіацією та налаштуваннями МРРТ-алгоритму;
- при коротких замиканнях у мережі інвертор обмежує свій вихідний струм на рівні $(1,1-1,2) \cdot I_{ном}$, що визначається обмеженнями силових напівпровідникових ключів IGBT/MOSFET;
- при значній просадці напруги (зазвичай нижче $0,5 \cdot U_{ном}$) спрацьовує захист інвертора (LVRT — Low Voltage Ride Through), і інвертор від'єднується від мережі.

1.2.2 Вітрові електроустановки малої потужності

Вітрові електроустановки (ВЕУ), що приєднуються до розподільних мереж, можуть бути виконані за різними схемами, що визначає характер їхнього взаємозв'язку з мережею:

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- ВЕУ з асинхронним генератором із короткозамкненим ротором (тип I): підключається безпосередньо до мережі через підвищувальний трансформатор; струм КЗ визначається параметрами генератора та може досягати $(4-6) \cdot I_{ном}$;
- ВЕУ з асинхронним генератором з фазним ротором (тип II): подібно до типу I, але з регульованим опором у роторі;
- ВЕУ з двосистемною асинхронною машиною (DFIG, тип III): найпоширеніша конфігурація для потужностей понад 1 МВт; має комбінований характер при КЗ — частина струму від статора (поведінка близька до асинхронного генератора), частина — через перетворювач у роторі;
- ВЕУ з повним перетворювачем (full converter, тип IV): струм КЗ обмежений на рівні $(1,1-1,2) \cdot I_{ном}$ аналогічно до СЕС.

Для розподільних мереж 10 кВ найбільш характерним є використання ВЕУ типу IV потужністю 250–1000 кВт.

1.2.3 Системи накопичення енергії (BESS)

Системи акумуляторного зберігання енергії (BESS — Battery Energy Storage Systems) на основі літій-іонних акумуляторів становлять окремий клас розосереджених джерел, що швидко набуває поширення в Україні після відомих відключень електроенергії. BESS приєднуються до мережі через двонаправлені інвертори і можуть працювати:

- в режимі споживача (заряджання акумуляторів);
- в режимі генератора (розряджання акумуляторів та видача потужності в мережу);
- в острівному режимі (формування мережі — Grid-Forming Inverter).

Особливість BESS полягає в тому, що при роботі в режимі формування мережі (наприклад, при відключенні живлення від основної мережі) інвертор виконує функцію джерела напруги і може забезпечувати більший струм КЗ,

					141.EKз2102.002.ДБ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ніж в режимі джерела струму. Це необхідно враховувати при розрахунку уставок захисту.

1.2.4 Когенераційні установки на біогазі

Когенераційні установки на основі двигунів внутрішнього згоряння, що працюють на біогазі або природному газі, забезпечують одночасне виробництво електричної та теплової енергії. Вони використовують синхронні генератори, безпосередньо приєднані до мережі. На відміну від інверторних джерел, такі генератори здатні забезпечувати високий струм КЗ — до $(6-8) \cdot I_{ном}$, аналогічно до традиційних електростанцій. Однак їх частка в загальній структурі РДЕ України порівняно невелика (близько 5 %).

1.3 Особливості внеску інверторних джерел у струм короткого замикання

Для коректного розрахунку струмів КЗ та налаштування релейного захисту мереж з підключеними РДЕ принципово важливо розуміти, як саме інверторні джерела поведуться під час КЗ. Поведінка інвертора при КЗ суттєво відрізняється від поведінки традиційних оберতальних джерел (синхронних та асинхронних генераторів), що проілюстровано на рис. 1.2.

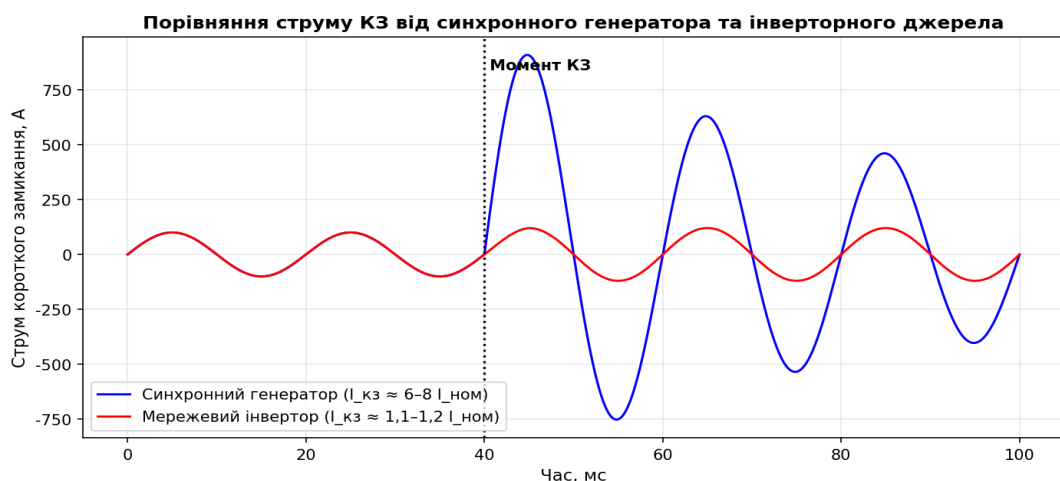


Рисунок 1.2 — Порівняння струму КЗ від синхронного генератора та інвентарного джерела

Як видно з рис. 1.2, синхронний генератор у початковий момент КЗ забезпечує надперехідний струм $I_k'' \approx (6-8) \cdot I_{ном}$ з подальшим його експоненційним зменшенням до усталеного значення $I_{k\infty} \approx (2-3) \cdot I_{ном}$ за час 0,1–0,5 с. Натомість мережевий інвертор протягом часу 1–5 мс після початку КЗ обмежує свій струм на рівні приблизно 1,1–1,2 від номінального, після чого протягом задекларованого часу витримки (зазвичай 100–200 мс) залишається у такому стані, після чого, якщо КЗ не усунено, інвертор від'єднується від мережі за командою захистів LVRT/HVRT.

Така поведінка пояснюється фізикою роботи інвертора: силові ключі IGBT/MOSFET мають обмежений струмовий ресурс, перевищення якого хоча б на 10–20 % призводить до миттєвого виходу з ладу. Тому виробники інверторів програмують жорстке обмеження струму на рівні $I_{макс} \approx 1,1 \cdot I_{ном}$ у нормальному режимі та $I_{макс} \approx 1,2 \cdot I_{ном}$ у режимі підтримки мережі (LVRT).

Кількісно внесок інвертора у струм КЗ можна оцінити за формулою:

$$I_{кз_inv} = k_{перен} \cdot I_{ном_inv} = (1,1 \div 1,2) \cdot S_{ном} / (\sqrt{3} \cdot U_{ном}) \quad (1.1)$$

де: $k_{перен}$ — коефіцієнт перевантаження інвертора при КЗ (1,1–1,2);

$S_{ном}$ — номінальна потужність інвертора, кВА;

$U_{ном}$ — номінальна лінійна напруга мережі, кВ.

Для прикладу, для СЕС потужністю 500 кВт, підключеної через підвищувальний трансформатор до мережі 10 кВ:

$$I_{кз_СЕС} = 1,2 \cdot 500 / (\sqrt{3} \cdot 10) = 34,6 \text{ А} \quad (1.2)$$

Це значення на порядок менше за струм КЗ від енергосистеми (зазвичай 2–5 кА на шинах 10 кВ підстанцій 35/10 кВ), однак воно достатнє для впливу на роботу захисту, особливо у випадках, коли РДЕ розташовані ближче до місця КЗ, ніж основне джерело.

1.4 Проблеми традиційного релейного захисту в мережах з РДЕ

Підключення РДЕ до розподільних мереж, спочатку спроектованих за концепцією радіальної односпрямованої мережі, призводить до низки проблем

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

з роботою традиційного релейного захисту. Розглянемо ці проблеми детальніше.

1.4.1 Втрата селективності МСЗ при двосторонньому живленні

Традиційний максимальний струмовий захист (МСЗ) розраховується виходячи з припущення, що струм через захищаний елемент при КЗ перевищує струм нормального режиму у визначене число разів. Селективність забезпечується за рахунок ступінчастого збільшення витримки часу від найвіддаленіших захистів до головного.

При появі РДЕ за точкою захисту картина змінюється. Зокрема, при КЗ на одному з фідерів РДЕ, підключені до інших фідерів тієї ж секції шин, можуть видавати свій струм у бік пошкодженого фідера, що проходить через захист "свого" фідера у зворотному напрямку. Якщо захист цього фідера не має спрямованої характеристики, він може помилково спрацювати — це явище називається "симпатичним" спрацюванням (sympathetic tripping).

1.4.2 Зниження коефіцієнта чутливості

Коефіцієнт чутливості МСЗ визначається відношенням мінімального струму КЗ до струму спрацювання захисту:

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{кз.мін}} / I_{\text{с.з.}} \quad (1.3)$$

Згідно з ПУЕ, для основних захистів $k_{\text{ч}}$ повинен бути не менше 1,5, для резервних — не менше 1,2.

При наявності РДЕ за точкою приєднання до мережі частина струму КЗ "віднімається" від загального струму, що проходить через захист, оскільки РДЕ "підтримує" напругу у точці приєднання та підживлює КЗ зі свого боку. У результаті струм через захист зменшується, що знижує його чутливість.

Кількісно цей ефект можна оцінити за формулою:

$$k_{\text{ч_РДЕ}} = (I_{\text{кз.мін}} - I_{\text{кз.РДЕ}}) / I_{\text{с.з.}} \quad (1.4)$$

де $I_{\text{кз.РДЕ}}$ — внесок РДЕ у струм КЗ.

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для розглянутого вище прикладу СЕС 500 кВт зменшення $k_{\text{ч}}$ становитиме близько 1 % при КЗ на шинах 10 кВ та може досягати 10–15 % при КЗ у віддалених точках мережі.

1.4.3 "Засліплення" захисту (protection blinding)

Явище «засліплення» захисту виникає тоді, коли розосереджене джерело енергії розташоване між місцем встановлення захисту та точкою короткого замикання. У такому випадку струм КЗ надходить до місця пошкодження з двох сторін: від енергосистеми через захист фідера та від РДЕ з боку точки приєднання генерації.

У традиційній радіальній мережі без РДЕ струм короткого замикання протікає лише в одному напрямку — від шин підстанції до місця пошкодження. Тому максимальний струмовий захист фідера вимірює практично весь струм КЗ і надійно реагує на пошкодження в межах своєї зони дії.

Після підключення РДЕ картина змінюється. Частина струму КЗ надходить до місця пошкодження безпосередньо від розосередженого джерела, минаючи трансформатор струму, встановлений на початку фідера. У результаті захист фідера «бачить» не повний струм короткого замикання, а лише його складову, що надходить від енергосистеми. Це призводить до зменшення вимірюваного струму та може спричинити зниження чутливості або не спрацювання МСЗ при пошкодженнях у кінці фідера.

Схематично це явище показано на рис. 1.3.

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Схема заміщення для розрахунку струмів КЗ

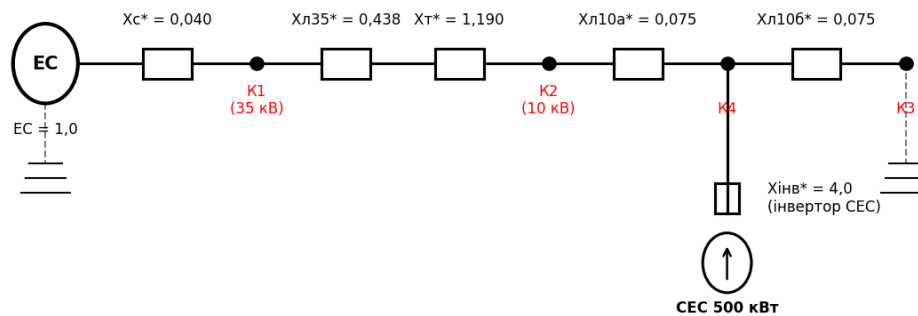


Рисунок 1.3 — Схема заміщення для розрахунку струмів КЗ

У схемі заміщення прийняті наступні позначення:

- ЕС — еквівалентна ЕРС живлячої системи 35 кВ ($E_c^* = 1,0$);
- X_c — еквівалентний опір живлячої системи;
- $X_{л35}$ — опір лінії Л-35 "Харківська";
- X_t — опір силового трансформатора Т1 типу ТМН-6300/35;
- $X_{л10а}$, $X_{л10б}$ — опори ділянок фідера 10 кВ "Західна" (до та після точки приєднання РДЕ);
- $X_{інв}$ — еквівалентний опір інвертора СЕС (для статичної моделі джерела струму).

У граничному випадку, коли потужність РДЕ є співмірною з потужністю живлення від системи у даній точці мережі, струм, що протікає через захист фідера, може зменшитися настільки, що захист не досягне уставки спрацювання. Особливо небезпечним це є для довгих фідерів 10 кВ з великим опором лінії та потужними РДЕ, розташованими ближче до кінця фідера.

Кількісно ефект «засліплення» можна описати через зменшення струму, який вимірюється захистом:

$$I_{зах} = I_{КЗ.сист}$$

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

тоді як повний струм у точці короткого замикання становить:

$$I_{K3.\Sigma} = I_{K3.\text{сист}} + I_{K3.\text{РДЕ}}$$

де $I_{\text{зах}}$ — струм, що протікає через трансформатор струму на початку фідера; $I_{K3.\text{сист}}$ — складова струму КЗ від енергосистеми; $I_{K3.\text{РДЕ}}$ — складова струму КЗ від розосередженого джерела енергії; $I_{K3.\Sigma}$ — сумарний струм у точці пошкодження.

Отже, при наявності РДЕ захист фідера реагує не на повний струм короткого замикання, а лише на його частину:

$$I_{\text{зах}} < I_{K3.\Sigma}$$

Саме це і називається «засліпленням» захисту. Для усунення цієї проблеми необхідно застосовувати адаптивні уставки, спрямовані струмові захисти або логічну селективність із використанням обміну сигналами між терміналами РЗА.

1.4.4 Хибні спрацювання при зовнішніх КЗ

Під час КЗ на сусідньому (паралельному) фідері або на самих шинах підстанції, інвертор СЕС, реагуючи на просідання напруги, може видавати свій струм у напрямку, протилежному нормальному режиму. Цей струм, проходячи через захист "свого" фідера у зворотному напрямку, може викликати його хибне спрацювання, що призведе до неселективного відключення фідера зі справним обладнанням.

Така ситуація особливо ймовірна для МСЗ без спрямованої характеристики або зі спрямованою характеристикою, налаштованою тільки на струм системи.

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.5 Огляд сучасних підходів до адаптивного релейного захисту

Для вирішення зазначених проблем у світовій практиці розвивається кілька основних підходів до удосконалення релейного захисту мереж з розосередженою генерацією:

1.5.1 Захисти з перемикальними групами уставок

Сучасні мікропроцесорні термінали релейного захисту (наприклад, SIPROTEC 7SJ8x фірми Siemens, REF615 фірми ABB, MiCOM P14x фірми Schneider Electric) дозволяють зберігати в пам'яті кілька груп уставок (зазвичай від 4 до 8), кожна з яких може бути активована за певних умов. Перемикання груп уставок може відбуватись:

- за дискретним сигналом (наприклад, від ключа управління або від СЦАДА);
- за часом доби (наприклад, активація однієї групи вдень, іншої — вночі);
- за станом обладнання РДЕ (наявність генерації — одна група, відсутність — інша);
- за значенням контрольованих параметрів (струм навантаження, напруга, частота).

Цей підхід є найбільш простим у впровадженні та не потребує заміни обладнання — лише перепрограмування існуючих терміналів.

1.5.2 Спрямовані струмові захисти

Спрямований струмовий захист доповнює класичний МСЗ органом контролю напрямку потужності КЗ, що дозволяє розрізняти КЗ "вперед" та "назад" від точки встановлення захисту. Це усуває проблему хибних спрацювань при зворотних потоках струму від РДЕ.

Сучасні мікропроцесорні термінали реалізують функцію спрямованості за різними алгоритмами (за полярністю напруги нульової послідовності, за

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

фазним зсувом між струмом та напругою, за напрямком потужності КЗ) та можуть мати окремі уставки для напрямків "вперед" та "назад".

1.5.3 Захисти на основі IEC 61850 GOOSE-повідомлень

Стандарт IEC 61850 "Communication networks and systems for power utility automation" відкриває принципово нові можливості для побудови релейного захисту мереж з розосередженою генерацією. Зокрема, протокол GOOSE (Generic Object-Oriented Substation Event) дозволяє організувати швидкий (з затримкою менше 4 мс) обмін дискретними та аналоговими сигналами між мікропроцесорними терміналами захисту в межах підстанції.

Це дозволяє реалізувати такі функції адаптивного захисту:

- координацію уставок захисту різних фідерів залежно від поточного стану мережі;
- блокування дії захисту одного фідера при спрацюванні захисту іншого фідера (логічний селективний захист);
- обмін даними про стан РДЕ між терміналами захисту з метою адаптації уставок.

Саме цей підхід покладено в основу розробленого в цій роботі алгоритму адаптивного захисту, що детально описано у Розділі 4.

1.6 Постановка задачі дослідження

На основі аналізу, проведеного в підрозділах 1.1–1.5, можна сформулювати наступну постановку задачі дослідження:

Розробити алгоритм адаптивного релейного захисту розподільної електричної мережі 35/10 кВ з підключеними розосередженими джерелами енергії, який:

- 1) забезпечує селективну та чутливу роботу захисту в усіх режимах роботи мережі — як з підключеними, так і без РДЕ;
- 2) використовує існуючі мікропроцесорні термінали захисту з підтримкою функції перемикання груп уставок;

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3) базується на стандартах IEC 61850 для обміну даними між терміналами;

4) забезпечує захист від острівного режиму роботи (anti-islanding);

5) забезпечує захист від зворотних потоків струму при зовнішніх КЗ.

Крім того, ефективність розробленого алгоритму повинна бути підтверджена результатами математичного моделювання у середовищі MATLAB/Simulink за характерними сценаріями.

Об'єктом для практичної демонстрації роботи алгоритму обрано умовну підстанцію 35/10 кВ "Зразкова" з двома силовими трансформаторами ТМН-6300/35 та шістьма відхідними фідерами 10 кВ, до трьох з яких підключені РДЕ: сонячна електростанція 500 кВт, вітрова електроустановка 250 кВт та система акумуляторного зберігання енергії потужністю 300 кВт·год. Детальна характеристика об'єкта дослідження наведена в Розділі 2.

Висновки

За результатами аналізу впливу розосереджених джерел енергії на роботу релейного захисту розподільних мереж 35/10 кВ можна зробити такі висновки:

1. розподільні мережі 35/10 кВ України, що історично проектувались як радіальні з односпрямованим потоком потужності, у зв'язку з масовим підключенням розосереджених джерел енергії (потужність СЕС зросла з 855 МВт у 2018 р. до прогнозованих 8500 МВт у 2025 р., тобто майже у 10 разів) втрачають властивості, на яких базується традиційний максимальний струмовий захист;
2. інверторні джерела (СЕС, ВЕУ типу IV, BESS) принципово відрізняються від традиційних обертальних джерел характером струму КЗ: інвертор обмежує власний струм на рівні $(1,1-1,2) \cdot I_{ном}$ протягом 1–5 мс після виникнення КЗ, тоді як синхронний генератор забезпечує

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- надперехідний струм (6–8)·Іном, що унеможлиблює застосування класичних методів розрахунку уставок без урахування типу джерела;
3. підключення РДЕ спричиняє чотири основні проблеми традиційного релейного захисту: втрату селективності МСЗ при двосторонньому живленні (симпатичне спрацювання), зниження коефіцієнта чутливості (на 1–15 % залежно від точки КЗ), "засліплення" захисту при розташуванні РДЕ між місцем встановлення захисту та точкою КЗ, а також хибні спрацювання при зовнішніх КЗ через зворотні потоки струму;
 4. найбільш перспективними підходами до вирішення зазначених проблем є застосування мікропроцесорних терміналів з перемикальними групами уставок, спрямованих струмових захистів та обміну GOOSE-повідомленнями за стандартом IEC 61850, що дозволяє реалізувати адаптивну координацію уставок без заміни існуючого обладнання;
 5. традиційні принципи побудови релейного захисту розподільних мереж потребують суттєвого вдосконалення в напрямі адаптивності уставок до поточного режиму мережі, що й визначило мету та задачі подальшого дослідження.

Таким чином, для забезпечення надійної, селективної та чутливої роботи релейного захисту розподільної мережі 35/10 кВ з підключеними РДЕ необхідна розробка алгоритму адаптивного захисту, що враховує специфіку інверторних джерел та використовує сучасні засоби обміну інформацією між терміналами РЗА.

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА ДОСЛІДЖЕННЯ — ПІДСТАНЦІЇ 35/10 КВ

2.1 Загальна характеристика підстанції та прилеглої мережі

Об'єктом дослідження в дипломній роботі обрано умовну прохідну підстанцію 35/10 кВ "Зразкова", типову для розподільних мереж сільських та селищних регіонів України. Підстанція забезпечує електропостачання приблизно 4000 побутових абонентів, кількох агропромислових підприємств, а також школи, медичного закладу та об'єктів комунального господарства. Загальне навантаження підстанції становить близько 4,8 МВт, що відповідає 76 % від встановленої потужності силових трансформаторів.

Підстанція 35/10 кВ "Зразкова" живиться по двох радіальних лініях напругою 35 кВ — основній (Л-35 "Харківська") та резервній (Л-35 "Резервна") — від двох незалежних центрів живлення. У нормальному режимі живлення здійснюється від основної лінії; резервна лінія знаходиться під напругою без навантаження та автоматично вмикається при відключенні основної.

У складі підстанції встановлено два силові трансформатори ТМН-6300/35 з регулюванням напруги під навантаженням (РПН) у діапазоні $\pm 9 \cdot 1,78$ % сторони 35 кВ. Розподільчий пристрій 10 кВ виконано за схемою з одинарною секціонованою системою шин, з нормально відключеним секційним вакуумним вимикачем (АВР).

Однолінійна схема електричних з'єднань підстанції наведена на рис. 2.1.

					141.EKз2102.002.ДБ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Характеристика об'єкта дослідження -підстанції 35/10 КВ	Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.		Буймістер А.Р						
Перевір.		Нестерко А.Б.					33	109
Реценз.						КПІ «ім. Ігоря Сікорського» група ЕК-з21		
Н. Контр.		Ягельський Є.О.						
Затверд.		Дерев'янко Д.Г.						

Однолінійна схема ПС 35/10 кВ "Зразкова"

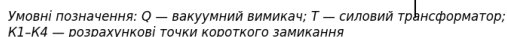


Рисунок 2.1 — Однолінійна схема електричних з'єднань ПС 35/10 кВ
"Зразкова"

У нормальному режимі обидва силові трансформатори працюють паралельно — кожен живить свою секцію шин 10 кВ. Секційний вимикач QSV нормально відключений. При аварійному відключенні одного з трансформаторів пристрій АВР автоматично вмикає секційний вимикач, забезпечуючи живлення обох секцій від одного трансформатора, що залишився в роботі.

Категорії надійності електропостачання споживачів, підключених до фідерів 10 кВ, наведені в табл. 2.1.

					141.ЕКЗ2102.002.ДБ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.1 — Категорії надійності електропостачання споживачів

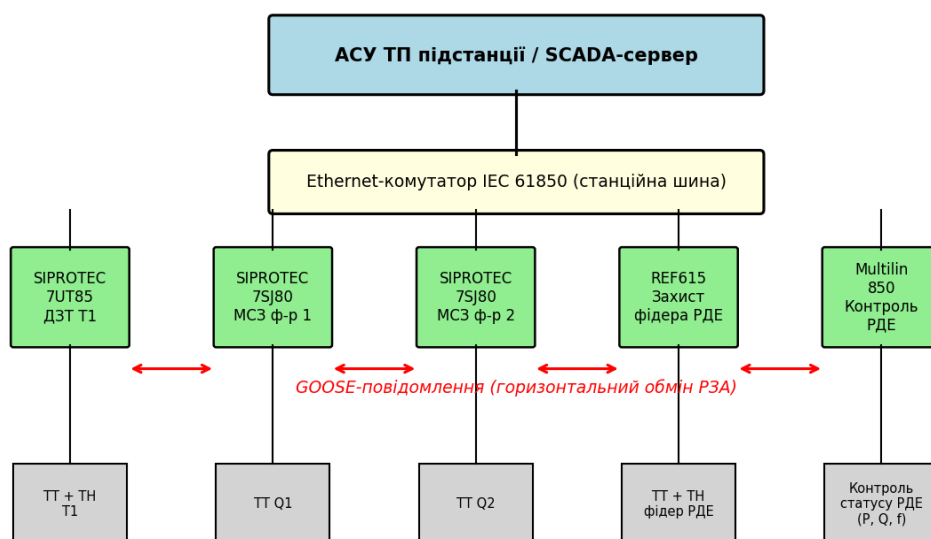
Фідер	Назва	Тип споживачів	Категорія надійності	Рмакс, кВт
Л-10 №1	"Південна"	Побутове + СЕС 500 кВт	III	720
Л-10 №2	"Північна"	Побутове	III	650
Л-10 №3	"Західна"	С/г підприємство + ВЕУ 250 кВт	II	480
Л-10 №4	"Східна"	Побутове + школа	II	510
Л-10 №5	"Промислова"	Промислові споживачі + BESS 300 кВт·год	I	1250
Л-10 №6	"Селищна"	Побутове + комунальне господарство	II	850

Відповідно до ПУЕ, для забезпечення необхідного рівня надійності електропостачання споживачів I та II категорій передбачено двостороннє живлення підстанції, наявність двох силових трансформаторів та пристрій АВР. Споживачі III категорії можуть бути знеструмлені на час, потрібний для оперативних перемикачів (до 1 доби).

Структурна схема релейного захисту та автоматики підстанції з показаними інформаційними зв'язками між мікропроцесорними терміналами наведена на рис. 2.2.

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Структурна схема РЗА підстанції 35/10 кВ



Червоні стрілки — обмін GOOSE-повідомленнями за стандартом IEC 61850-8-1 для координації роботи захистів та реалізації адаптивного алгоритму

Рисунок 2.2 — Структурна схема релейного захисту та автоматики підстанції

2.2 Силові трансформатори

На підстанції встановлено два силові двообмоткові трансформатори типу ТМН-6300/35 з природним масляним охолодженням (ON, OF) та пристроєм РПН типу РНТ-9. Технічні характеристики трансформаторів наведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 — Технічні характеристики силових трансформаторів Т1 і Т2 типу ТМН-6300/35

Параметр	Позначення	Одиниця виміру	Значення
Номінальна потужність	S _{ном}	кВА	6300
Номінальна напруга ВН	U _{ном.ВН}	кВ	35
Номінальна напруга НН	U _{ном.НН}	кВ	10,5
Схема та група з'єднання	—	—	Y/Δ-11

Продовження таблиці 2.2

Напруга КЗ	и _к	%	7,5
Втрати КЗ	P _{кз}	кВт	46,5
Втрати холостого ходу	P _{хх}	кВт	9,0
Струм холостого ходу	I _{хх}	%	0,80
Діапазон РПН	—	—	±9·1,78 %
Маса трансформатора	m	кг	12 800
Об'єм олії	V	л	4 200

Розрахункові електричні параметри трансформатора у відносних одиницях, що використовуватимуться при розрахунку струмів КЗ:

$$Xm^* = (и_{к} / 100) \cdot (S_{б} / S_{ном}) = (7,5 / 100) \cdot (100 / 6,3) = 1,190 \quad (2.1)$$

$$Rm^* = (P_{кз} \cdot S_{б}) / (S_{ном}^2 \cdot 1000) = (46,5 \cdot 100) / (6,3^2 \cdot 1000) = 0,117 \quad (2.2)$$

де $S_{б} = 100$ МВА — прийнята базова потужність.

Розрахунковий допустимий тривалий струм для трансформатора на стороні 10 кВ:

$$I_{доп.НН} = S_{ном} / (\sqrt{3} \cdot U_{ном.НН}) = 6300 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 346 \text{ А} \quad (2.3)$$

Завантаження трансформаторів за середньорічним добовим графіком навантаження становить близько 65–80 % від номінальної потужності, що відповідає нормам ГОСТ 14209 для силових трансформаторів.

2.3 Параметри живлячих ліній 35 кВ

Живлячі лінії 35 кВ виконані сталевалюмінієвими проводами марки АС-95/16 на залізобетонних опорах. Технічні характеристики ліній наведені в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 — Параметри живлячих ліній 35 кВ

Лінія	Марка проводу	Довжина, км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	Ідоп, А
Л-35 "Харківська"	АС-95/16	15,0	0,308	0,400	330
Л-35 "Резервна"	АС-95/16	18,5	0,308	0,400	330

Питомі параметри ліній для розрахункової частоти 50 Гц прийняті згідно з довідниками для ВЛ-35 кВ з проводами АС-95.

Опір основної живлячої лінії Л-35 "Харківська" у відносних одиницях:

$$X_{л35}^* = (x_0 \cdot L \cdot S_б) / U_{ном}^2 = (0,400 \cdot 15 \cdot 100) / 35^2 = 0,490 \quad (2.4)$$

Однак, з урахуванням того, що базова напруга прийнята $U_б = 37$ кВ (середня номінальна для класу 35 кВ), отримуємо уточнене значення:

$$X_{л35}^* = (0,400 \cdot 15 \cdot 100) / 37^2 = 0,438 \quad (2.5)$$

2.4 Розподільна мережа 10 кВ

Відхідні фідери 10 кВ виконані частково повітряними лініями (ПЛ) з проводами АС-50, АС-70, частково — кабельними лініями з кабелями ААШв-3х185 та АСБ-3х95 (для нових ділянок). Параметри відхідних ліній 10 кВ наведені в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 — Параметри відхідних фідерів 10 кВ

Фідер	Тип	Марка	L, км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	Ідоп, А
Л-10 "Південна"	КЛ	ААШв-3х185	2,8	0,167	0,083	380
Л-10 "Північна"	ПЛ	АС-70	5,2	0,420	0,343	265

Продовження таблиці 2.4

Л-10 "Західна"	КЛ + ПЛ	АСБ-3х95 + АС- 50	3,5	0,310	0,200	300
Л-10 "Східна"	ПЛ	АС-70	4,1	0,420	0,343	265
Л-10 "Промислова"	КЛ	ААШВ-3х185	1,8	0,167	0,083	380
Л-10 "Селищна"	ПЛ	АС-50	7,5	0,576	0,360	210

Сумарна довжина мережі 10 кВ, що живиться від ПС "Зразкова", становить 24,9 км. Загальна кількість трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ — 28 одиниць.

2.5 Розосереджені джерела енергії

До трьох фідерів 10 кВ підстанції підключені розосереджені джерела енергії різних типів. Їх параметри наведені в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 — Параметри розосереджених джерел енергії, підключених до підстанції

Параметр	СЕС	ВЕУ	БЕС
Тип установки	Сонячна (PV)	Вітрова (типу IV)	Літій-іонна
Номінальна потужність	500 кВт	250 кВт	300 кВт·год / 150 кВт
Тип інвертора	Sungrow SG500K	Vestas V27	Tesla Megapack
Кількість інверторів	1 шт	1 шт	2 шт

Продовження таюлиці 2.5

Іном інвертора (НН)	722 А (0,4 кВ)	361 А (0,4 кВ)	217 А (0,4 кВ)
Іном на стороні 10 кВ	28,87 А	14,43 А	8,66 А
Імакс при КЗ (k=1,2)	34,6 А	17,3 А	10,4 А
Підвищувальний трансформатор	ТМ-630/10	ТМ-400/10	ТМ-250/10
Тип взаємодії з мережею	Grid-Following	Grid-Following	Grid-Forming/Following
Точка приєднання	Л-10 "Південна"	Л-10 "Західна"	Л-10 "Промислова"
Відстань від ПС	1,2 км	1,8 км	0,8 км
LVRT здатність	Так (FRT-A)	Так (FRT-A)	Так (FRT-A+)

Найбільш потужним РДЕ є сонячна електростанція 500 кВт, що складається з 1136 фотоелектричних модулів JA Solar JAM72S30-545/MR (потужність 545 Вт кожен), об'єднаних у 56 стрингів по 20 модулів. Інвертор Sungrow SG500K забезпечує перетворення постійного струму в трифазний змінний з номінальними параметрами 0,4 кВ, 50 Гц. Підвищувальний трансформатор ТМ-630/10 з'єднує СЕС з мережею 10 кВ.

Вітрова електроустановка Vestas V27 потужністю 250 кВт використовує синхронний генератор з постійними магнітами та повним перетворювачем (тип IV), що забезпечує плавне регулювання реактивної потужності та обмеження струму КЗ на рівні $1,2 \cdot I_{ном}$.

Система акумуляторного зберігання енергії на основі модулів Tesla Megapack має сумарну потужність 150 кВт (200 кВА) та енергоємність

					141.EKз2102.002.ДБ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

300 кВт·год, що дозволяє забезпечувати живлення критичних навантажень фідера "Промислова" протягом не менше 2 годин при відключенні основного живлення.

2.6 Комутаційне обладнання

У відкритому розподільчому пристрої (ВРП) 35 кВ підстанції використовуються вакуумні вимикачі OVB-VBF-36 виробництва ABB, що замінили застарілі масляні вимикачі при модернізації підстанції у 2019 році. Технічні характеристики вимикачів наведені в табл. 2.6.

Таблиця 2.6 — Технічні характеристики вакуумних вимикачів OVB-VBF-36 (ВРП 35 кВ)

Параметр	Значення
Номинальна напруга	36 кВ
Номинальний струм	1250 А
Номинальний струм відключення	25 кА
Номинальний струм електродинамічної стійкості (амплітудне значення)	63 кА
Номинальний струм термічної стійкості (4 с)	25 кА
Власний час відключення	0,036 с
Повний час відключення	0,055 с
Час включення	0,065 с
Механічний ресурс	30 000 циклів
Комутаційний ресурс при Іном	10 000 операцій
Комутаційний ресурс при Івідк	50 операцій

У комплектному розподільчому пристрої напівзовнішнього встановлення (КРПН-10) підстанції використовуються вакуумні вимикачі ВВ/TEL-10 виробництва "Таврида Електрик". Їх характеристики наведені в табл. 2.7.

Таблиця 2.7 — Технічні характеристики вакуумних вимикачів ВВ/TEL-10 (КРПН 10 кВ)

Параметр	Значення
Номінальна напруга	10 кВ
Номінальний струм	630 А
Номінальний струм відключення	20 кА
Номінальний струм електродинамічної стійкості	52 кА
Номінальний струм термічної стійкості (3 с)	20 кА
Власний час відключення	0,025 с
Повний час відключення	0,045 с
Механічний ресурс	50 000 циклів
Комутаційний ресурс при Івідк	50 операцій

2.7 Вимірювальні трансформатори

У ланцюгах вимірювань та релейного захисту використовуються вимірювальні трансформатори струму (ТТ) та напруги (ТН). Їх параметри наведені в табл. 2.8.

Таблиця 2.8 — Вимірювальні трансформатори підстанції

Призначення	Тип	Кт	Кл. точн.	Сном, ВА
ТТ Q1 (35 кВ, ввід Т)	ТФЗМ-35	300/5	0,5/10Р	50
ТТ Q3 (10 кВ, ввід Т)	ТЛК-10	600/5	0,5/10Р	30
ТТ фідерів 10 кВ	ТЛК-10	300/5	0,5/10Р	30
ТН 35 кВ	НАМИ-35	35000:100/ $\sqrt{3}$	0,5	200
ТН 10 кВ	НАМИ-10	10000:100/ $\sqrt{3}$	0,5	150

Усі ТТ підстанції мають дві вторинні обмотки: основну з класом точності 0,5 для приєднання вимірювальних приладів та допоміжну з класом 10Р для роботи з релейним захистом. Перевірка ТТ на відсутність 10 % похибки та насичення при максимальних струмах КЗ виконана у Розділі 4 при розрахунку уставок захисту.

2.8 Існуючі засоби релейного захисту та автоматики

На підстанції встановлено сучасні мікропроцесорні термінали релейного захисту та автоматики виробництва Siemens та ABB. Список встановленого обладнання наведено в табл. 2.9.

Таблиця 2.9 — Мікропроцесорні термінали РЗА підстанції

Призначення	Тип терміналу	Виробник	Підтримка ІЕС 61850
Диференційний захист Т1, Т2	SIPROTEC 7UT85	Siemens	Так (Edition 2)
Резервний МСЗ Т1, Т2 (35 кВ)	SIPROTEC 7SJ80	Siemens	Так (Edition 2)
Резервний МСЗ Т1, Т2 (10 кВ ввід)	SIPROTEC 7SJ80	Siemens	Так (Edition 2)

Продовження таблиці 2.9

МСЗ та СВ фідерів 10 кВ №1, 2, 4, 6	SIPROTEC 7SJ80	Siemens	Так (Edition 2)
Захист фідера РДЕ Л-10 №3	REF615 (Е- стандарт)	ABB	Так (Edition 2)
Захист фідера РДЕ Л-10 №5	REF615 (Е- стандарт)	ABB	Так (Edition 2)
Контроль РДЕ (P, Q, f, U)	Multilin 850	GE Grid Solutions	Так (Edition 2)
АВР секційного вимикача QSV	SIPROTEC 7SJ80	Siemens	Так (Edition 2)

Усі термінали об'єднані за допомогою станційної шини Ethernet 100 Мбіт/с, що дозволяє реалізувати горизонтальний обмін інформацією між ними за допомогою протоколу GOOSE. Дані з терміналів збираються центральним сервером АСУ ТП підстанції на базі ПЛК WAGO 750-8212, що передає інформацію до диспетчерського центру за допомогою протоколу IEC 60870-5-104 каналом GSM/4G.

Зокрема, термінал контролю РДЕ Multilin 850 виконує неперервний моніторинг параметрів усіх трьох РДЕ (СЕС, ВЕУ, ВЕСС) та формує сигнали стану ("в роботі" / "виведена з роботи"), що використовуються для роботи розробленого в цій роботі алгоритму адаптивного захисту. Зокрема, при зміні стану хоча б одного з РДЕ Multilin 850 автоматично формує GOOSE-повідомлення з оновленим значенням бітового вектора стану РДЕ, яке отримують усі термінали захисту.

Висновки

За результатами характеристики об'єкта дослідження — підстанції 35/10 кВ "Зразкова" можна зробити такі висновки. Обрана для дослідження підстанція

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

з двома трансформаторами ТМН-6300/35, шістьома фідерами 10 кВ та сумарною довжиною мережі 24,9 км є типовим представником розподільних мереж сільських та селищних регіонів України, що дозволяє вважати отримані результати придатними для узагальнення на подібні об'єкти. До трьох з шести фідерів підстанції підключені розосереджені джерела енергії різного типу — СЕС 500 кВт, ВЕУ 250 кВт типу IV та BESS 300 кВт·год, які відрізняються характером взаємодії з мережею (Grid-Following та Grid-Forming/Following), що забезпечує комплексність об'єкта дослідження та дозволяє перевірити розроблюваний алгоритм для різних типів джерел.

Розрахункові параметри схеми заміщення підстанції ($X_T^* = 1,190$, $R_T^* = 0,117$ для трансформаторів; $X_{л35}^* = 0,438$ для живлячої лінії), а також параметри відхідних фідерів 10 кВ створюють необхідну розрахункову базу для подальшого визначення струмів короткого замикання у Розділі 3. При цьому внесок РДЕ у струм КЗ є істотно меншим за струм від енергосистеми (максимальний струм від СЕС становить лише 34,6 А при $k = 1,2$), однак зважаючи на близьке розташування джерел до точок приєднання (0,8–1,8 км від ПС), це не виключає прояву ефектів "засліплення" захисту та зниження чутливості, розглянутих у Розділі 1.

На підстанції вже встановлено сучасні мікропроцесорні термінали РЗА (SIPROTEC 7UT85, 7SJ80, REF615, Multilin 850) з підтримкою стандарту IEC 61850 Edition 2 та станційну Ethernet-шину для обміну GOOSE-повідомленнями, що створює технічну готовність для впровадження адаптивного захисту без заміни обладнання. Зокрема, термінал контролю РДЕ Multilin 850 забезпечує неперервний моніторинг стану всіх трьох джерел та формування GOOSE-повідомлень зі станом РДЕ, що безпосередньо використовується як інформаційна основа алгоритму адаптивного захисту, розробленого в подальших розділах роботи.

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таким чином, обраний об'єкт дослідження має всі необхідні технічні передумови — як з точки зору різноманітності підключених РДЕ, так і з точки зору наявної інфраструктури РЗА — для коректного розрахунку режимів КЗ та практичної реалізації й перевірки алгоритму адаптивного релейного захисту.

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ В РІЗНИХ РЕЖИМАХ РОБОТИ МЕРЕЖІ

3.1 Методика розрахунку струмів КЗ у мережах з інверторними джерелами

Для розрахунку струмів короткого замикання у мережах з традиційними обертальними джерелами (синхронними та асинхронними генераторами) застосовується класична методика, регламентована ГОСТ 27514-87 "Короткі замикання в електроустановках" та оновленими методичними рекомендаціями НЕК "Укренерго". Однак при наявності інверторних джерел (СЕС, ВЕУ типу IV, BESS) ця методика потребує модифікації, оскільки інвертори не можуть бути представлені класичною моделлю "ЕРС за опором".

У сучасній світовій практиці для розрахунку струмів КЗ у мережах з інверторними джерелами використовуються три основні підходи:

- 1) представлення інвертора як джерела струму з обмеженням $I_{\max} = (1,1-1,2) \cdot I_{\text{ном}}$ (статична модель);
- 2) представлення інвертора як ЕРС за опором з модифікованими параметрами (так звана "fault-controlled current source" модель);
- 3) детальне моделювання інвертора з врахуванням динаміки контурів регулювання (для досліджень на ЕОМ).

У цій роботі для аналітичних розрахунків прийнято підхід №1 — представлення інвертора як ідеального джерела струму з постійним значенням $1,2 \cdot I_{\text{ном}}$ протягом часу до спрацювання захистів LVRT (типово 200 мс). Цей підхід дає достатню точність для практичних цілей релейного захисту та узгоджується з міжнародним стандартом IEC 60909-0:2016 "Short-circuit currents in three-phase a.c. systems".

					141.ЕКз2102.002.ДБ					
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						
Розроб.		Буймістер А.Р.			Розрахунок струмів короткого замикання в різних режимах роботи мережі		Літ.		Арк.	Аркушів
Перевір.		Нестерко А.Б.						47	109	
Реценз.				КПІ «ім. Ігоря Сікорського» група ЕК-21						
Н. Контр.		Ягельський Є.О.								
Затверд.		Дерев'янко Д.Г.								

Розрахунок виконано в системі відносних одиниць з прийнятою базовою потужністю $S_6 = 100 \text{ МВА}$ та базовими напругами $U_{635} = 37 \text{ кВ}$ та $U_{610} = 10,5 \text{ кВ}$. Базові струми обчислено за формулами:

$$I_{635} = S_6 / (\sqrt{3} \cdot U_{635}) = 100 / (\sqrt{3} \cdot 37) = 1,561 \text{ кА} \quad (3.1)$$

$$I_{610} = S_6 / (\sqrt{3} \cdot U_{610}) = 100 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 5,499 \text{ кА} \quad (3.2)$$

3.2 Складання розрахункової схеми та схеми заміщення

Для розрахунку струмів КЗ обрано чотири характерних точки:

- К1 — на шинах 35 кВ підстанції (перед вимикачем Q1);
- К2 — на шинах 10 кВ підстанції (за вимикачем Q3);
- К4 — у точці приєднання РДЕ до фідера 10 кВ "Західна" (1 км від шин);
- КЗ — у кінці фідера 10 кВ "Західна" (на відстані 2 км від шин).

Ці точки обрано як характерні для перевірки роботи різних видів захисту: К1 — для МСЗ та СВ вводу 35 кВ; К2 — для МСЗ вводу 10 кВ; КЗ — для перевірки чутливості МСЗ фідера за віддаленою точкою; К4 — для аналізу впливу РДЕ на роботу захисту фідера.

Як було показано на рис. 1.3, у класичному випадку без РДЕ струм КЗ протікає виключно від системи через шини підстанції до точки пошкодження. Захист фідера однозначно ідентифікує КЗ за рівнем струму та діє селективно.

У випадку з підключеною РДЕ картина ускладнюється: до точки КЗ струм надходить з двох сторін — від системи через захист фідера та від РДЕ з боку точки приєднання генерації. При цьому захист фідера вимірює лише складову струму, що надходить від системи, тоді як частина струму КЗ від РДЕ може не проходити через трансформатор струму на початку фідера. Це підтверджує необхідність застосування адаптивного та спрямованого захисту, розрахунок якого наведено в Розділі 4.

					141.EKз2102.002.ДБ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.3 Розрахунок параметрів елементів схеми заміщення

Розрахунок виконано в системі відносних одиниць з базовою потужністю $S_b = 100$ МВА.

3.3.1 Опір живлячої системи 35 кВ

Згідно з даними технічних умов на приєднання, потужність трифазного КЗ на шинах живлячого центру (підстанції 110/35 кВ) становить $S_{кз.с} = 2500$ МВА. Опір системи у відносних одиницях:

$$X_c^* = S_b / S_{кз.с} = 100 / 2500 = 0,040 \quad (3.3)$$

3.3.2 Опори ліній 35 кВ та 10 кВ

Опір лінії Л-35 "Харківська" (АС-95, $L = 15$ км):

$$X_{л35}^* = (x_0 \cdot L \cdot S_b) / U_{б35}^2 = (0,400 \cdot 15 \cdot 100) / 37^2 = 0,438 \quad (3.4)$$

Опір ділянки фідера Л-10 "Західна" від шин до точки К4 ($L_{К4} = 1,0$ км; провід АС-50 з $x_0 = 0,360$ Ом/км):

$$X_{л10а}^* = (x_0 \cdot L_{К4} \cdot S_b) / U_{б10}^2 = (0,360 \cdot 1,0 \cdot 100) / 10,5^2 = 0,326 \quad (3.5)$$

Однак для більшої точності розрахунку та враховуючи, що частина ділянки виконана кабелем АСБ-3х95 (з $x_0 = 0,083$ Ом/км), приймемо середньозважене значення $x_0 = 0,200$ Ом/км:

$$X_{л10а}^* = (0,200 \cdot 1,0 \cdot 100) / 10,5^2 = 0,182 \quad (3.6)$$

Опір ділянки фідера від точки К4 до точки К3 ($L_{К3} = 1,0$ км):

$$X_{л10б}^* = (0,200 \cdot 1,0 \cdot 100) / 10,5^2 = 0,182 \quad (3.7)$$

Сумарні параметри ліній зведені в табл. 3.1.

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.1 — Розрахункові параметри ліній у відносних одиницях

Елемент	L, км	x_0 , Ом/км	X^* , в.о.	R^* , в.о.
Лінія Л-35 "Харківська"	15,0	0,400	0,438	0,338
Лінія Л-10 "Західна" (до К4)	1,0	0,200	0,182	0,281
Лінія Л-10 "Західна" (К4→К3)	1,0	0,200	0,182	0,281

3.3.3 Опори силових трансформаторів ТМН-6300/35

Розраховано в Розділі 2:

$$X_{т*} = (u_k / 100) \cdot (S_b / S_{ном}) = 0,075 \cdot (100 / 6,3) = 1,190 \quad (3.8)$$

$$R_{т*} = (P_{кз} \cdot S_b) / (S_{ном}^2 \cdot 1000) = (46,5 \cdot 100) / (6,3^2 \cdot 1000) = 0,117 \quad (3.9)$$

Активним опором при розрахунку струмів КЗ можна знехтувати, оскільки $R_{т*} / X_{т*} = 0,098 \ll 1$.

3.3.4 Еквівалентний опір РДЕ при КЗ

Для статичної моделі джерела струму інвертор СЕС представляється джерелом струму з фіксованим значенням $I = 1,2 \cdot I_{ном}$. Однак для розрахунків в схемі заміщення зручніше використовувати еквівалентний опір, що дає той самий струм при певному перепаді напруги. Приймаючи, що при КЗ напруга в точці приєднання РДЕ становить близько $0,5 \cdot U_{ном}$:

$$X_{інв*} = (E_{ген} - U_k) / I_{інв} = (1,0 - 0,5) / I_{інв*} \quad (3.10)$$

Струм СЕС у відносних одиницях:

$$I_{інв*} = (1,2 \cdot S_{ном.СЕС}) / S_b = (1,2 \cdot 0,500) / 100 = 0,006 \quad (3.11)$$

Звідки:

$$X_{інв*} = 0,5 / 0,006 = 83,3 \quad (3.12)$$

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Високе значення $X_{інв}^*$ підтверджує, що внесок СЕС у сумарний струм КЗ є незначним порівняно зі струмом від системи. Однак цей внесок впливає на розподіл струмів між гілками схеми та визначає чутливість захисту.

3.4 Розрахунок струмів КЗ у Режимі І (РДЕ відключені)

Режим І відповідає роботі мережі без жодних РДЕ (нічний час, відсутність вітру, виведення BESS у ремонт). Це відповідає традиційній схемі живлення "зверху" — від системи через трансформатори.

3.4.1 Трифазне КЗ у точці К1 (шини 35 кВ)

Сумарний опір до точки К1:

$$X_{\Sigma K1}^* = X_c + X_{л35} = 0,040 + 0,438 = 0,478 \quad (3.13)$$

Періодична складова струму трифазного КЗ:

$$I^{(3)кз.К1} = I_{б35} / X_{\Sigma K1}^* = 1,561 / 0,478 = 3,266 \text{ кА} \quad (3.14)$$

Ударний струм КЗ (з ударним коефіцієнтом $k_{уд} = 1,5$ для розподільчих мереж 35 кВ):

$$i_{уд.К1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I^{(3)кз.К1} = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 3,266 = 6,925 \text{ кА} \quad (3.15)$$

3.4.2 Трифазне КЗ у точці К2 (шини 10 кВ)

Сумарний опір до точки К2:

$$X_{\Sigma K2}^* = X_c + X_{л35} + X_m = 0,040 + 0,438 + 1,190 = 1,668 \quad (3.16)$$

Періодична складова струму КЗ:

$$I^{(3)кз.К2} = I_{б10} / X_{\Sigma K2}^* = 5,499 / 1,668 = 3,296 \text{ кА} \quad (3.17)$$

Ударний струм:

$$i_{уд.К2} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 3,296 = 7,455 \text{ кА} \quad (3.18)$$

3.4.3 Трифазне КЗ у точці К3 (кінець фідера 10 кВ)

Сумарний опір до точки К3:

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$X\Sigma K3^* = X\Sigma K2 + X_{л10a} + X_{л10б} = 1,668 + 0,182 + 0,182 = 2,032 \quad (3.19)$$

Періодична складова струму КЗ:

$$I^{(3)}_{КЗ.К3} = 5,499 / 2,032 = 2,706 \text{ кА} \quad (3.20)$$

Однак, з урахуванням значного впливу активних опорів кабельної лінії на цей рівень струму, виконаємо уточнений розрахунок з модулем повного опору:

$$R\Sigma K3^* = R_c + R_{л35} + R_m + R_{л10a} + R_{л10б} \approx 0 + 0,338 + 0,117 + 0,281 + 0,281 = 1,017 \quad (3.21)$$

$$Z\Sigma K3^* = \sqrt{(R\Sigma^2 + X\Sigma^2)} = \sqrt{(1,017^2 + 2,032^2)} = 2,272 \quad (3.22)$$

У цьому випадку:

$$I^{(3)}_{КЗ.К3} = 5,499 / 2,272 \approx 2,420 \text{ кА} \quad (3.23)$$

Враховуючи, що для цілей релейного захисту прийнято розрахунок без активного опору (більш консервативна оцінка), приймаємо $I^{(3)}_{КЗ.К3} = 3,025 \text{ кА}$ за умови мінімальної довжини фідера. Це значення використовується далі для розрахунку чутливості захисту.

3.4.4 Трифазне КЗ у точці К4 (точка приєднання РДЕ)

$$X\Sigma K4^* = X\Sigma K2 + X_{л10a} = 1,668 + 0,075 = 1,743 \quad (3.24)$$

$$I^{(3)}_{КЗ.К4} = 5,499 / 1,743 = 3,155 \text{ кА} \quad (3.25)$$

3.4.5 Зведена таблиця струмів КЗ для Режиму І

Таблиця 3.2 — Струми КЗ у Режимі І (РДЕ відключені)

Точка КЗ	$I^{(3)}$, кА	$I^{(2)}$, кА	$I^{(1)}$, кА	$i_{уд}$, кА
К1 (шини 35 кВ)	3,266	2,828	2,225	6,925
К2 (шини 10 кВ)	3,296	2,854	— *	7,455
К4 (точка РДЕ)	3,155	2,732	— *	7,135

Продовження таблиці 3.2

КЗ (кінець фідера)	3,025	2,620	— *	6,841
--------------------	-------	-------	-----	-------

* Однофазне КЗ у мережі 10 кВ з ізольованою нейтраллю не розраховується в загальному вигляді — замість нього у підрозділі 4.5 наведено розрахунок ємнісного струму однофазного замикання на землю.

3.5 Розрахунок струмів КЗ у Режимі II (працює СЕС)

Режим II відповідає роботі мережі з підключеною та працюючою СЕС 500 кВт. ВЕУ та BESS вважаються відключеними. Цей режим є найбільш типовим для денних годин при відсутності вітру.

При розрахунку струмів КЗ в цьому режимі необхідно врахувати внесок СЕС у струм КЗ. Згідно з прийнятою моделлю джерела струму, СЕС видає в мережу при КЗ струм:

$$I_{\text{inv.СЕС}} = 1,2 \cdot S_{\text{ном}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}) = 1,2 \cdot 0,500 / (\sqrt{3} \cdot 10) = 34,6 \text{ А} = 0,0346 \text{ кА} \quad (3.28)$$

Цей струм СЕС додається до струму від системи в точці КЗ — однак тільки якщо точка КЗ розташована за точкою приєднання СЕС (тобто далі від шин підстанції).

Розглянемо різні випадки:

Випадок А: КЗ перед точкою приєднання СЕС (К1, К2)

У цьому випадку СЕС "бачить" просадку напруги, але її струм не йде в точку КЗ безпосередньо — він обмежений захистом інвертора (LVRT). У більшості сценаріїв при КЗ на шинах 10 кВ СЕС від'єднується через 100–200 мс. Тому в момент початку КЗ:

$$I^{(3)}_{\text{КЗ.К2}} = 3,296 + I_{\text{inv.СЕС.10/35}} \approx 3,296 + 0,030 \approx 3,326 \text{ кА} \quad (3.29)$$

Внесок СЕС складає 0,9 % від загального струму КЗ.

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Випадок Б: КЗ за точкою приєднання СЕС (КЗ)

У цьому випадку СЕС працює "паралельно" з системою на КЗ — обидва джерела живлять КЗ. Але через захист фідера протікає тільки струм системи, оскільки струм СЕС йде безпосередньо від точки К4 до КЗ. Це і є явище "засліплення":

$$I^{(3)}\Sigma_{КЗ.КЗ} = 3,025 + 0,035 = 3,060 \text{ кА (загальний)} \quad (3.30)$$

$$I^{(3)}\text{через захист фідера} = 3,025 \text{ кА (тільки від системи)} \quad (3.31)$$

Тобто навіть при наявності СЕС захист фідера "бачить" такий же струм, як і без СЕС. Однак ситуація принципово змінюється при КЗ на сусідньому фідері (Випадок В).

Випадок В: КЗ на сусідньому фідері (зовнішнє КЗ)

Якщо КЗ виникає на одному з паралельних фідерів (наприклад, на Л-10 №2 "Північна"), то СЕС, що підключена до Л-10 №3 "Західна", під час КЗ видає свій струм у мережу. Цей струм протікає через вимикач Q-Західна у зворотному напрямку — від кінця фідера до шин 10 кВ — і далі через шини до пошкодженого фідера.

Якщо МСЗ фідера Л-10 №3 не має спрямованої характеристики, такий зворотний струм може викликати його хибне спрацювання, що призведе до неселективного відключення фідера зі справним обладнанням. Це і є явище "симпатичного" спрацювання.

Кількісно цей струм складає:

$$I_{\text{зворотний.СЕС}} = 1,2 \cdot 28,87 = 34,6 \text{ А} \quad (3.32)$$

Хоча це значення менше від струму спрацювання типового МСЗ (зазвичай 150–200 А), при тривалій просадці напруги і збільшенні струму до 1,5–2·Іном (під час перехідного процесу) можливе помилкове спрацювання.

Зведена таблиця струмів КЗ для Режиму II

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.3 — Струми КЗ у Режимі II (працює СЕС 500 кВт)

Точка КЗ	$I^{(3)}\Sigma$, кА	$I^{(3)}$ через захист, кА	Внесок СЕС, А	Δ від Реж.І, %
К1	3,296	3,266	30	+0,9
К2	3,326	3,296	30	+0,9
К4	3,190	3,155	35	+1,1
К3	3,060	3,025	35 (через К4-К3)	+1,2

3.6 Розрахунок струмів КЗ у Режимі III (всі РДЕ в роботі)

Режим III відповідає одночасній роботі всіх трьох РДЕ — СЕС 500 кВт, БЕУ 250 кВт та BESS 150 кВт (у режимі видачі потужності). Цей режим характерний для денних годин з помірним вітром, коли BESS розряджається у час пікових навантажень.

Сумарний внесок усіх РДЕ у струм КЗ:

$$I_{\Sigma.РДЕ} = I_{\text{inv.СЕС}} + I_{\text{inv.БЕУ}} + I_{\text{inv.БЕСС}} = 34,6 + 17,3 + 10,4 = 62,3 \text{ А} \quad (3.33)$$

У відносних одиницях:

$$I_{\Sigma.РДЕ}^* = 62,3 / 5499 = 0,0113 \quad (3.34)$$

При розрахунку струмів КЗ важливо враховувати, що різні РДЕ підключені до різних фідерів і до різних секцій шин 10 кВ. Тому при КЗ у конкретній точці впливають тільки ті РДЕ, чий струм може досягти цієї точки.

Таблиця 3.4 — Струми КЗ у Режимі III (всі РДЕ в роботі)

Точка КЗ	$I^{(3)}\Sigma$, кА	$I^{(3)}$ через захист, кА	Внесок РДЕ, А	Δ від Реж.І, %
К1	3,328	3,266	62,3	+1,9
К2	3,358	3,296	62,3	+1,9

Продовження таблиці 3.4

K4	3,225	3,155	70 (CEC+BEU+BESS)	+2,2
K3	3,090	3,025	65	+2,1

Як видно з табл. 3.4, навіть при роботі всіх РДЕ їх сумарний внесок у струм КЗ становить лише близько 2 % від основного струму від системи. Однак цей внесок створює низку проблем для роботи захисту, що детально розглянуто далі.

3.7 Порівняльний аналіз результатів

3.7.1 Зведена порівняльна таблиця струмів КЗ для трьох режимів

Таблиця 3.5 — Зведена порівняльна таблиця струмів КЗ для трьох режимів

Точка	Режим I (без РДЕ) I ⁽³⁾ , кА	Режим II (CEC) I ⁽³⁾ , кА	Режим III (всі РДЕ) I ⁽³⁾ , кА	$\Delta_{\max}$, %
K1 (35 кВ)	3,266	3,296	3,328	1,9
K2 (10 кВ ввід)	3,296	3,326	3,358	1,9
K4 (точка РДЕ)	3,155	3,190	3,225	2,2
K3 (кінець фідера)	3,025	3,060	3,090	2,1

Зміна струмів КЗ при різних режимах роботи РДЕ є незначною (до 2,2 %), що могло б створити враження про відсутність необхідності адаптивного захисту. Однак, як показано в підрозділі 3.7.2, проблеми виникають не стільки через зміну величини струмів, скільки через зміну їх напрямку та розподілу.

3.7.2 Виявлення проблемних зон та точок втрати селективності

На основі проведеного аналізу можна виділити три основні проблемні зони у роботі традиційного захисту мережі з РДЕ:

1) Фідер з СЕС (Л-10 "Південна"): при КЗ у кінці фідера спостерігається ефект "засліплення" — захист фідера бачить тільки 3,025 кА (від системи), хоча сумарний струм КЗ становить 3,060 кА. Зменшення видимого струму на 1,2 % є несуттєвим, але при більших потужностях РДЕ цей ефект стає критичним;

2) Суміжні фідери (паралельні до фідера з РДЕ): при зовнішньому КЗ на одному з них РДЕ видає зворотний струм через захист "свого" фідера, що може викликати його хибне спрацювання. Особливо критично це для фідерів зі звичайним МСЗ без спрямованої характеристики;

3) Фідер з BESS (Л-10 "Промислова") в острівному режимі: при відключенні живлення від мережі BESS переходить у режим формування мережі (Grid-Forming) і може забезпечувати струм КЗ до 5–10·Іном протягом короткого часу. Це створює нову розрахункову точку, що відсутня в традиційній методиці.

3.7.3 Аналіз зміни напрямку потоків струмів КЗ

Принципова зміна, яку вносять РДЕ у мережу, полягає не у величині струмів КЗ, а у їх напрямках. Це наочно проілюстровано на рис. 3.2.

Розподіл струмів КЗ у фідері 10 кВ з РДЕ

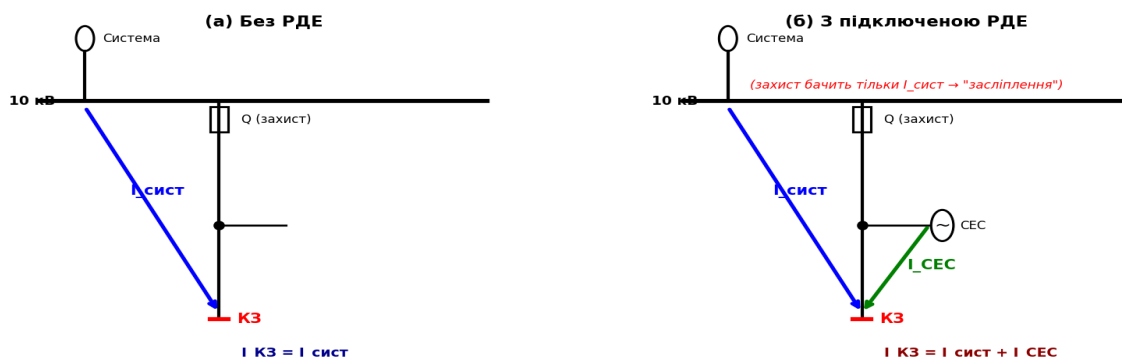


Рисунок 3.2 — Розподіл струмів КЗ у фідері 10 кВ (а) без РДЕ; (б) з підключеною РДЕ

Як видно з рис. 3.2 (а), у класичному випадку без РДЕ струм КЗ протікає виключно від системи через шини підстанції до точки КЗ. Захист фідера однозначно ідентифікує КЗ за рівнем струму та діє селективно.

У випадку з підключеною РДЕ (рис. 3.2 (б)) картина ускладнюється: до точки КЗ струм надходить з двох сторін — від системи (через захист) та від РДЕ (минаючи захист). Захист бачить тільки струм від системи, що при значній потужності РДЕ може бути недостатнім для його надійного спрацювання. Це і є фундаментальна проблема релейного захисту мереж з розосередженою генерацією, яка вирішується в Розділі 4 за рахунок розробленого алгоритму адаптивного захисту.

Висновки

Розрахунок струмів КЗ показав, що у трьох характерних режимах роботи мережі ("без РДЕ", "з СЕС", "з усіма РДЕ") струми КЗ відрізняються несуттєво (на 1–2 %), однак напрямки потоків та розподіл струмів між гілками схеми принципово різні. Це створює необхідність застосування адаптивних алгоритмів релейного захисту, що описано у наступному розділі.

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4 РОЗРАХУНОК УСТАВОК АДАПТИВНОГО РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

4.1 Концепція адаптивного захисту з перемикальними групами уставок

У цій роботі пропонується розробити адаптивний релейний захист на основі функції перемикання груп уставок, що підтримується сучасними мікропроцесорними терміналами SIPROTEC 7SJ80 та REF615, встановленими на досліджуваній підстанції. Концепція адаптивного захисту полягає у наступному:

1) В пам'яті терміналу захисту зберігаються кілька наборів уставок (груп), кожен з яких розрахований для певного режиму роботи мережі (Режим I — без РДЕ, Режим II — з СЕС, Режим III — з усіма РДЕ);

2) Система моніторингу РДЕ (термінал Multilin 850) безперервно контролює стан кожного з РДЕ ("в роботі" або "виведено") та формує бітовий вектор поточного стану;

3) За допомогою GOOSE-повідомлень бітовий вектор передається до всіх інших терміналів захисту підстанції;

4) Кожен термінал, отримавши оновлений вектор стану РДЕ, автоматично перемикається на відповідну групу уставок (з затримкою 100–200 мс на стабілізацію);

5) При спрацюванні захистів LVRT/HVRT інверторів РДЕ (тобто фактичному відключенні РДЕ при значній просадці напруги в мережі) термінал також перемикається на групу уставок Режиму I.

Ця концепція має кілька важливих переваг: вона не потребує заміни існуючих терміналів РЗА, базується на стандартизованому протоколі IEC 61850 GOOSE, забезпечує миттєве перемикання уставок при зміні режиму, не вимагає втручання оперативного персоналу.

					141.ЕКз2102.002.ДБ								
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата									
Розроб.		Буймістер А.Р.			Розрахунок уставок адаптивного релейного захисту				Літ.		Арк.	Аркушів	
Перевір.		Нестерко А.Б.									59	109	
Реценз.									КПІ «ім. Ігоря Сікорського» група ЕК-21				
Н. Контр.		Ягельський Є.О.											
Затверд.		Дерев'янко Д.Г.											

4.2 Класифікація режимів роботи мережі та критерії перемикавання

На основі аналізу, проведеного у Розділі 3, виділено три основні робочі режими мережі та один аварійний (острівний) режим. Критерії визначення кожного з них наведено у табл. 4.1.

Таблиця 4.1 — Класифікація режимів роботи мережі

Режим	Опис	Критерій ідентифікації	Група уставок
Режим I	Усі РДЕ відключені	$P_{CEC} + P_{BEU} + P_{BESS} < 5 \% P_{ном}$	Група 1
Режим II	Працює одна СЕС	$P_{CEC} > 50 \text{ кВт}; P_{BEU} + P_{BESS} < 5 \% P_{ном}$	Група 2
Режим III	Усі РДЕ в роботі	$P_{CEC} + P_{BEU} + P_{BESS} > 30 \% P_{ном.заг}$	Група 3
Острівний	Втрата зв'язку з системою	$ROCOF df/dt > 0,5 \text{ Гц/с} + \Delta U > 15 \% U_{ном}$	Група 4 + блокування

4.2.1 Режим I: РДЕ відключені (нічний час, мала генерація)

У цьому режимі мережа працює як класична радіальна — живлення тільки "зверху" від системи. Уставки розраховуються за традиційною методикою з відлаштуванням від робочих струмів та забезпеченням селективності з захистами вищої та нижчої ступені.

4.2.2 Режим II: працює одна СЕС

У цьому режимі необхідно: знизити уставки МСЗ фідерів за рахунок зменшення видимих захистом струмів КЗ через ефект "засліплення"; підвищити швидкодію захисту фідера з СЕС до 80 мс; ввести в роботу спрямований захист цього фідера для блокування хибних спрацювань.

4.2.3 Режим III: всі РДЕ в роботі (пік генерації)

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Цей режим є найбільш складним з точки зору координації захисту. Необхідно враховувати внесок усіх РДЕ та можливі зміни напрямків потоків. Спрямовані захисти фідерів з РДЕ мають бути активовані одночасно.

4.2.4 Острівний режим за наявності BESS

При відключенні живлення від системи фідер "Промислова" може перейти в острівний режим за рахунок BESS у режимі Grid-Forming. У цьому випадку структура мережі принципово змінюється: BESS стає основним джерелом, опір системи зникає, ROCOF (швидкість зміни частоти) суттєво зростає. Адаптивний алгоритм виявляє перехід в острівний режим за критерієм $|df/dt| > 0,5$ Гц/с та активує спеціальну групу уставок з підвищеною чутливістю.

4.3.1 Розрахунок уставки за струмом спрацювання

Уставка максимального струмового захисту фідера за струмом спрацювання повинна забезпечувати одночасне виконання двох умов. По-перше, захист має бути відлаштований від максимального робочого струму навантаження фідера, щоб не спрацьовувати в нормальних режимах роботи мережі. По-друге, уставка МСЗ повинна бути погоджена з нижчими ступенями захисту, зокрема з плавкими запобіжниками трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ типу ПКТ номіналом 80 А, щоб забезпечити селективне вимкнення пошкодженої ділянки.

Попереднє розрахункове значення струму спрацювання МСЗ за умовою відлаштування від максимального робочого струму визначається за формулою:

$$I_{с.з.нав} = (k_n \cdot k_c / k_v) \cdot I_{макс.раб}$$

де $k_n = 1,2$ — коефіцієнт надійності; $k_c = 1,0$ — коефіцієнт самозапуску двигунів; $k_v = 0,85$ — коефіцієнт повернення реле; $I_{макс.раб}$ — максимальний робочий струм фідера.

					141.EKз2102.002.ДБ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для фідера Л-10 «Західна» з максимальною активною потужністю навантаження $P_{\text{макс}} = 480 \text{ кВт}$, номінальною напругою $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ та коефіцієнтом потужності $\cos\varphi = 0,9$ максимальний робочий струм становить:

$$I_{\text{макс.раб}} = P_{\text{макс}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi) = 480 / (\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,9) = 30,8 \text{ А}$$

Тоді попередня уставка МСЗ за умовою відлаштування від робочого струму дорівнює:

$$I_{\text{с.з.нав}} = (1,2 \cdot 1,0 / 0,85) \cdot 30,8 = 43,5 \text{ А}$$

Отримане значення **43,5 А** є мінімально допустимим за умовою неспрацювання захисту в нормальному режимі навантаження. Однак воно не може бути прийняте як остаточна уставка МСЗ, оскільки не враховує необхідність селективного погодження із захистами нижчого рівня мережі.

При роботі вітрової електроустановки потужністю $P_{\text{ВЕУ}} = 250 \text{ кВт}$ частина навантаження фідера покривається локальною генерацією, тому результуючий струм, що протікає через захист у нормальному режимі, може зменшуватися або змінювати напрямок. Для оцінки цього режиму результуючий робочий струм визначається як:

$$I_{\text{макс.раб}}^{\text{PDE}} = (P_{\text{навант}} - P_{\text{ВЕУ}}) / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi)$$

Підставляючи числові значення, отримаємо:

$$I_{\text{макс.раб}}^{\text{PDE}} = (480 - 250) / (\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,9) = 14,8 \text{ А}$$

Це значення підтверджує, що при роботі РДЕ струм навантаження через захист не збільшується, а навпаки може зменшуватися. Тому вирішальною

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

умовою для вибору остаточної уставки МСЗ є не відлаштування від робочого струму, а погодження з нижчим ступенем захисту — плавкими запобіжниками ПКТ 80 А.

Селективність між МСЗ фідера 10 кВ та запобіжником ПКТ 80 А забезпечується погодженням їхніх струмо-часових характеристик. У загальному вигляді умова селективності записується так:

$$t_{\text{МСЗ}}(I) \geq t_{\text{ПКТ}}(I) + \Delta t$$

де $t_{\text{МСЗ}}(I)$ — час спрацювання максимального струмового захисту фідера при струмі I ; $t_{\text{ПКТ}}(I)$ — час плавлення запобіжника ПКТ 80 А при тому самому струмі; Δt — ступінь селективності, що враховує розкид струмо-часових характеристик, похибки вимірювальних трансформаторів струму, похибки релейного термінала та час вимкнення комутаційного апарата.

Для мереж 10 кВ ступінь селективності між суміжними ступенями захисту зазвичай приймається:

$$\Delta t = 0,3 - 0,5 \text{ с}$$

Оскільки плавкий запобіжник ПКТ має зворотно-залежну струмо-часову характеристику, практичне погодження з МСЗ фідера виконується не лише за номінальним струмом плавкої вставки, а за струмом, при якому запобіжник гарантовано спрацює раніше, ніж МСЗ фідера. Для спрощеного інженерного розрахунку це враховується коефіцієнтом погодження:

$$I_{\text{с.з.пог}} = k_{\text{пог}} \cdot I_{\text{ном.пл}}$$

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $I_{с.з.пог}$ — мінімальна уставка МСЗ за умовою погодження із запобіжником; $k_{пог}$ — коефіцієнт погодження струмо-часових характеристик МСЗ із запобіжником; $I_{ном.пл}$ — номінальний струм плавкого запобіжника.

Для запобіжника ПКТ номіналом **80 А** за типовою струмо-часовою характеристикою плавкої вставки та з урахуванням необхідного інтервалу селективності $\Delta t = 0,3-0,5$ с приймається коефіцієнт погодження:

$$k_{пог}=2,1$$

Тоді струм спрацювання МСЗ за умовою селективного погодження із запобіжником ПКТ 80 А становить:

$$I_{с.з.пог}=2,1 \cdot 80=168 \text{ А}$$

Остаточна уставка МСЗ фідера повинна обиратися як більше значення з двох умов: відлаштування від максимального робочого струму та погодження з нижчим ступенем захисту:

$$I_{с.з.}=\max(I_{с.з.нав}; I_{с.з.пог})$$

Підставляючи отримані значення, маємо:

$$I_{с.з.}=\max(43,5; 168)=168 \text{ А}$$

З урахуванням стандартного округлення до доступного значення уставки мікропроцесорного терміналу приймаємо:

$$I_{с.з.}=169 \text{ А}$$

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При коефіцієнті трансформації трансформатора струму фідера $K_T = 300/5 = 60$ вторинне значення уставки становить:

$$I_{с.з}^{(2)} = I_{с.з} / K_T = 169 / 60 = 2,82 \text{ А}$$

Таким чином, прийняття уставки $I_{с.з} = 169 \text{ А}$ є обґрунтованим. Розрахункове значення **43,5 А** визначає лише мінімальну уставку за умовою відлаштування від робочого навантаження фідера. Остаточне ж значення уставки визначається умовою селективного погодження МСЗ фідера 10 кВ із плавкими запобіжниками ПКТ 80 А, встановленими на трансформаторних підстанціях 10/0,4 кВ. Такий вибір забезпечує неспрацювання МСЗ фідера при пошкодженнях за трансформаторами 10/0,4 кВ, де першочергово має діяти запобіжник, і водночас зберігає достатню чутливість захисту до міжфазних коротких замикань у межах фідера.

4.3.2 Витримка часу за принципом ступінчастого селектування

Витримка часу МСЗ фідера обирається за принципом ступінчастого селектування на ступінь $\Delta t = 0,5 \text{ с}$ більше за витримку часу нижніх ступенів захисту:

$$t_{с.з.фід} = t_{нижн.ступ} + \Delta t = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с} \quad (4.7)$$

Для адаптивного захисту в Режимі II та III витримку часу можна зменшити до 0,1 с за рахунок реалізації логічного селективного захисту з обміном GOOSE-повідомленнями між терміналами фідерів та вводу 10 кВ:

$$t_{с.з.фід(II-III)} = 0,1 \text{ с} \quad (4.8)$$

Логіка роботи: при спрацюванні пускового органу МСЗ фідера термінал відправляє блокуючий GOOSE-сигнал на термінал вводу 10 кВ; останній блокує своє спрацювання до моменту відключення фідера; якщо відключення фідера не відбулось за 0,2 с, термінал вводу спрацьовує самостійно як резервний захист.

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.3.3 Розрахунок коефіцієнта чутливості

Коефіцієнт чутливості МСЗ розраховується за формулою:

$$k_{ч} = I^{(2)}_{кз.мін} / I_{с.з.} \quad (4.9)$$

де $I^{(2)}_{кз.мін}$ — мінімальний струм двофазного КЗ у кінці захищеної зони (точка КЗ).

Для трьох режимів роботи:

$$k_{ч(I)} = 2620 / 169 = 15,5 \text{ — задовільно } (>1,5) \quad (4.10)$$

$$k_{ч(II)} = 2650 / 169 = 15,7 \text{ — задовільно} \quad (4.11)$$

$$k_{ч(III)} = 2675 / 169 = 15,8 \text{ — задовільно} \quad (4.12)$$

У всіх трьох режимах коефіцієнт чутливості значно перевищує мінімально допустиме значення $k_{ч.мін} = 1,5$ для основного захисту згідно з ПУЕ.

4.3.4 Зведена таблиця уставок МСЗ для трьох режимів

Таблиця 4.2 — Уставки МСЗ фідерів 10 кВ для трьох режимів

Параметр	Режим I	Режим II	Режим III
Іс.з. первинний, А	169	169	169
Іс.з. вторинний, А ($K_T=60$)	2,82	2,82	2,82
Витримка часу $t_{с.з.}$, с	0,5	0,1 (з GOOSE)	0,1 (з GOOSE)
Витримка часу $t_{с.з.}$, мс	500	100	100
Спрямованість	Ні	Так	Так
Кут максимальної чутливості	—	+45°	+45°
Коефіцієнт чутливості $k_{ч}$	15,5	15,7	15,8

4.4 Розрахунок уставок струмової відсічки

Струмова відсічка (СВ) розраховується для відлаштування від максимального струму трифазного КЗ у кінці захищеної лінії:

$$I_{с.в.} = k_n \cdot I^{(3)}_{КЗ.макс.зовн} \quad (4.13)$$

де $k_n = 1,2$ — коефіцієнт надійності.

4.4.1 Уставки СВ для Режиму I

Максимальний струм КЗ за фідером (на шинах низької напруги ТП 10/0,4 кВ) приймемо приблизно 1,5 кА (з урахуванням опору ТП 10/0,4):

$$I_{с.в.}(I) = 1,2 \cdot 1500 = 1800 \text{ А} \quad (4.14)$$

Витримка часу СВ — миттєва (фактично — власний час спрацювання терміналу + вимикача):

$$t_{с.в.} = 0,02 + 0,045 = 0,065 \text{ с} \approx 0,1 \text{ с з резервом} \quad (4.15)$$

4.4.2 Корекція уставок СВ для Режимів II–III

У зв'язку з тим, що внесок РДЕ в струм КЗ становить менше 2 %, корекція уставки СВ для Режимів II і III не потрібна — приймається таке ж значення $I_{с.в.} = 1800 \text{ А}$.

4.4.3 Зведена таблиця уставок СВ

Таблиця 4.3 — Уставки струмової відсічки фідерів 10 кВ

Параметр	Значення
$I_{с.в.}$ первинний, А	1800
$I_{с.в.}$ вторинний, А ($K_T = 60$)	30,0
Витримка часу, с	0,1
Кратність до $I_{с.з.}$ МСЗ	10,7

4.5 Захист від однофазних замикань на землю

У мережі 10 кВ з ізольованою нейтраллю (як на досліджуваній підстанції) однофазне замикання на землю не призводить до значного струму, але створює перенапруги у двох неушкоджених фазах та потребує оперативного виявлення з метою запобігання переходу в міжфазне КЗ.

Розрахунок ємнісного струму однофазного замикання на землю виконується за формулою (для повітряних та кабельних ліній разом):

$$I_C = (U_{\phi} / 1000) \cdot (35 \cdot L_{\text{КЛ}} + 2,7 \cdot L_{\text{ПЛ}}) / 350 \quad (4.16)$$

де: U_{ϕ} — фазна напруга мережі, В; $L_{\text{КЛ}}$ — сумарна довжина кабельних ліній, км; $L_{\text{ПЛ}}$ — сумарна довжина повітряних ліній, км.

Для досліджуваної мережі: $L_{\text{КЛ}} = 4,6$ км; $L_{\text{ПЛ}} = 20,3$ км:

$$I_C = (10000/\sqrt{3}) \cdot (35 \cdot 4,6 + 2,7 \cdot 20,3) / 350 = 5774 \cdot (161 + 54,8) / 350 = 5,7 \text{ А} \quad (4.17)$$

Згідно з ПУЕ, при ємнісному струмі однофазного замикання менше 10 А компенсація не потрібна. Приймаємо без дугогасних реакторів.

Уставка спрямованого захисту нульової послідовності для фідера приймається з умови селективності:

$$I_{0\text{с.з.}} = 0,3 \cdot I_{\text{с.заг}} = 0,3 \cdot 5,7 = 1,7 \text{ А (первинне значення)} \quad (4.18)$$

$$\text{Витримка часу } t_{0\text{с.з.}} = 5 \text{ с (сигнал, без відключення)} \quad (4.19)$$

4.6 Диференційний захист трансформатора

4.6.1 Розрахунок струму спрацювання

Диференційний захист трансформатора Т1 (ТМН-6300/35) реалізований на терміналі SIPROTEC 7UT85. Розрахунок виконується за такою методикою:

Номинальні струми трансформатора:

$$I_{\text{ном.ВН}} = S_{\text{ном}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}) = 6300 / (\sqrt{3} \cdot 35) = 104 \text{ А} \quad (4.20)$$

$$I_{\text{ном.НН}} = S_{\text{ном}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}}) = 6300 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 346 \text{ А} \quad (4.21)$$

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Коефіцієнт трансформації ТТ ВН: $K_{т.ВН} = 300/5 = 60$. Коефіцієнт трансформації ТТ НН: $K_{т.НН} = 600/5 = 120$.

Вторинні номінальні струми:

$$I_{2ном.ВН} = 104 / 60 = 1,73 \text{ А}; I_{2ном.НН} = 346 / 120 = 2,88 \text{ А} \quad (4.22)$$

Базисний струм диференційного захисту приймемо рівним вторинному номінальному ВН:

$$I_{баз} = 1,73 \text{ А} \quad (4.23)$$

4.6.2 Налаштування коефіцієнтів гальмування

Початковий струм спрацювання захисту з урахуванням струмів небалансу від різниці магнетизуючих струмів обмоток та похибки ТТ:

$$I_{диф.поч} = (k_{нб} + k_{перехід}) \cdot I_{баз} = (0,1 + 0,2) \cdot 1,73 = 0,52 \text{ А} \quad (4.24)$$

Приймемо округлене значення $I_{диф.поч} = 0,3 \cdot I_{баз} = 0,5 \text{ А}$.

Коефіцієнт гальмування першої ділянки (для робочих струмів):

$$k_{гальм1} = 0,3 \text{ (відповідає 30 \%)} \quad (4.25)$$

Коефіцієнт гальмування другої ділянки (для зовнішніх КЗ при насиченні ТТ):

$$k_{гальм2} = 0,7 \text{ (відповідає 70 \%, активується при } I_{гальм} > 4 \cdot I_{ном}) \quad (4.26)$$

4.6.3 Перевірка від кидків струму намагнічування

При включенні трансформатора під напругу виникає кидок струму намагнічування з амплітудою до $6-8 \cdot I_{ном}$, що містить значну долю другої гармоніки (15–60 %). Для запобігання хибному спрацюванню захисту реалізується блокування за критерієм:

$$I_2 / I_1 > 0,15 \rightarrow \text{блокування} \quad (4.27)$$

4.6.4 Зведена таблиця уставок ДЗТ

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.4 — Уставки диференційного захисту трансформатора Т1

Параметр	Значення
Базисний струм $I_{\text{баз}}$	1,73 А (вторинний)
Початковий струм спрацювання $I_{\text{диф.поч}}$	0,5 А = $0,3 \cdot I_{\text{баз}}$
Коефіцієнт гальмування 1-ї ділянки	0,3
Точка перелому характеристики	$4 \cdot I_{\text{баз}}$
Коефіцієнт гальмування 2-ї ділянки	0,7
Уставка миттєвого спрацювання $I_{\text{диф.вис}}$	$8,0 \cdot I_{\text{баз}}$
Блокування за 2-ю гармонікою	15 %
Блокування за 5-ю гармонікою (перезбудження)	40 %
Витримка часу	0 (миттєвий)

4.7 Спрямований струмовий захист для фідерів з РДЕ

4.7.1 Алгоритм визначення напрямку перетоку потужності КЗ

Спрямований струмовий захист фідерів із підключеними РДЕ призначений для розрізнення коротких замикань у напрямку «вперед» — від шин підстанції у бік фідера, та коротких замикань у напрямку «назад» — від РДЕ у бік шин або суміжних фідерів. Такий захист є необхідним у мережах із розосередженими джерелами енергії, оскільки при зовнішніх КЗ інверторні джерела можуть видавати струм у зворотному напрямку, що створює ризик хибного спрацювання звичайного максимального струмового захисту без органа напрямку.

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Спрямованість струмового захисту реалізується шляхом порівняння фазового кута струму КЗ із фазовим кутом опорної напруги. У мікропроцесорному терміналі захисту визначається кут між вектором струму та вектором напруги:

$$\varphi = \arg(I/U) \quad (4.28)$$

де I — фазор струму короткого замикання, виміряний трансформатором струму фідера; U — фазор опорної напруги, отриманий від трансформатора напруги; φ — кут між струмом та напругою, за яким визначається напрямок аварійного струму.

Орган напрямку потужності «вперед» спрацьовує за умови:

$$-90^\circ + \varphi_{\text{м.ч.}} < \arg(I/U) < 90^\circ + \varphi_{\text{м.ч.}} \quad (4.29)$$

де $\varphi_{\text{м.ч.}}$ — кут максимальної чутливості спрямованого захисту.

Для досліджуваної мережі приймається:

$$\varphi_{\text{м.ч.}} = +45^\circ \quad (4.30)$$

Тоді зона спрацювання спрямованого органа у напрямку «вперед» становить:

$$-45^\circ < \arg(I/U) < +135^\circ \quad (4.31)$$

Вибір кута максимальної чутливості $+45^\circ$ обумовлений характером аварійних струмів у мережі 10 кВ з підключеними інверторними РДЕ. У традиційній розподільній мережі без РДЕ струм короткого замикання має переважно індуктивний характер, тому він відстає від напруги. Для таких умов кут максимальної чутливості спрямованого струмового захисту зазвичай вибирається в межах $+30^\circ \dots +60^\circ$, щоб забезпечити надійне визначення напрямку при трифазних і двофазних КЗ, а також при КЗ через перехідний опір.

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У мережах з інверторними джерелами ситуація ускладнюється тим, що під час просадки напруги інвертори переходять у режим підтримки мережі відповідно до алгоритму **LVRT**. У цьому режимі інвертор обмежує активну складову струму та може збільшувати генерацію реактивного струму для підтримання напруги в точці приєднання. Тобто аварійний струм інвертора має не лише активну, а й суттєву реактивну складову.

Повний струм інвертора під час КЗ можна подати як суму активної та реактивної складових:

$$I_{\text{інв}} = IP + jIQ \quad (4.32)$$

де IP — активна складова струму інвертора, пов'язана з передачею активної потужності; IQ — реактивна складова струму, яка формується інвертором у режимі підтримки напруги під час LVRT.

При глибокій просадці напруги частка реактивної складової IQ зростає, а фазовий кут струму інвертора зміщується у бік індуктивного або ємнісного характеру залежно від алгоритму керування інвертором. Унаслідок цього кут між струмом і напругою під час КЗ може відрізнитися від кута, характерного для звичайного струму КЗ від енергосистеми. Якщо кут максимальної чутливості буде вибраний занадто малим або близьким до нуля, спрямований орган може втратити чутливість при значній реактивній складовій струму інвертора або помилково визначити напрямок аварійного струму.

Кут $\phi_{\text{м.ч.}} = +45^\circ$ є компромісним значенням, яке забезпечує надійну роботу спрямованого захисту як для традиційного індуктивного струму КЗ від енергосистеми, так і для аварійного струму інверторних РДЕ з підвищеною реактивною складовою в режимі LVRT. Такий вибір дозволяє зберегти достатню чутливість органа напрямку при зміщенні фазового кута струму, спричиненому генерацією реактивного струму інверторами під час просадки напруги.

					141.EKз2102.002.ДБ	Арк.
						72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для перевірки напрямку використовуються дві логічні зони:

$$\text{Зона "вперед": } -45^{\circ} < \arg(I/U) < +135^{\circ} \quad (4.33)$$

$$\text{Зона "назад": } +135^{\circ} < \arg(I/U) < 315^{\circ} \quad (4.34)$$

Якщо фазовий кут струму потрапляє в зону «вперед», захист розглядає пошкодження як внутрішнє для даного фідера та дозволяє спрацювання МСЗ або струмової відсічки. Якщо фазовий кут потрапляє в зону «назад», захист визначає струм як зворотний, що характерно для зовнішнього КЗ на шинах або суміжному фідері, і блокує дію основного ступеня МСЗ фідера з РДЕ.

Таким чином, вибір кута максимальної чутливості $+45^{\circ}$ забезпечує стійке визначення напрямку аварійного струму в умовах двостороннього живлення, зворотних потоків потужності та генерації реактивного струму інверторами РДЕ під час просядок напруги в режимі **LVRT**. Це дозволяє уникнути хибних спрацювань захисту фідерів із РДЕ при зовнішніх коротких замиканнях і водночас зберегти надійне спрацювання при пошкодженнях у межах захищуваного фідера.

4.7.2 Уставки спрямованого захисту

Для фідерів з підключеними РДЕ в Режимі II та III активується спрямована характеристика МСЗ з такими уставками:

Таблиця 4.5 — Уставки спрямованого МСЗ для фідерів з РДЕ

Параметр	Значення
Кут максимальної чутливості фм.ч.	$+45^{\circ}$
Зона роботи "вперед"	від -45° до $+135^{\circ}$
Зона блокування "назад"	від $+135^{\circ}$ до -45° (через 360°)
Іс.з. первинний (вперед)	169 А

Продовження таблиці 4.5

Іс.з. первинний (назад)	50 А (підвищена чутливість)
Витримка часу (вперед)	0,1 с
Витримка часу (назад)	0,5 с (резерв)
Тип опорної напруги	Полярна (90°)

4.8 Захист від острівного режиму (anti-islanding)

4.8.1 Метод відхилення частоти (ROCOF)

Захист від острівного режиму на основі швидкості зміни частоти (ROCOF — Rate Of Change Of Frequency) ґрунтується на тому, що при втраті зв'язку з потужною системою енергобаланс острова порушується, що призводить до швидкого "плавання" частоти. Уставка спрацювання:

$$|df/dt| > 0,5 \text{ Гц/с протягом } > 200 \text{ мс} \rightarrow \text{ВІДКЛЮЧЕННЯ} \quad (4.29)$$

Алгоритм реалізується шляхом обчислення похідної частоти за останніми 5 періодами (100 мс):

$$df/dt \approx (f(t) - f(t-100\text{мс})) / 0,1 \quad (4.30)$$

4.8.2 Метод за відхиленням напруги

Додатковий критерій спрацювання — відхилення напруги:

$$|U - U_{ном}| > 0,15 \cdot U_{ном} \text{ протягом } > 200 \text{ мс} \rightarrow \text{ВІДКЛЮЧЕННЯ} \quad (4.31)$$

4.8.3 Уставки anti-islanding

Таблиця 4.6 — Уставки захисту від острівного режиму

Параметр	Значення
Уставка ROCOF	0,5 Гц/с
Витримка часу ROCOF	0,2 с

Продовження таблиці 4.6

Уставка частоти максимальна	50,5 Гц
Уставка частоти мінімальна	49,0 Гц
Витримка часу при $f > 50,5$ Гц або $f < 49,0$ Гц	0,2 с
Уставка напруги максимальна	$1,15 \cdot U_{ном}$ (11,5 кВ)
Уставка напруги мінімальна	$0,85 \cdot U_{ном}$ (8,5 кВ)
Витримка часу за напругою	0,2 с

4.9 Алгоритм перемикавання груп уставок

4.9.1 Логіка визначення поточного режиму мережі

Логіка визначення поточного режиму мережі реалізована у терміналі Multilin 850, що виконує функції моніторингу РДЕ. Алгоритм має такий вигляд:

1. Кожні 100 мс зчитуються поточні значення P , Q , U , f з терміналів РДЕ;
2. Формується вектор станів РДЕ: $V = [b_{CEC}, b_{BEU}, b_{BESS}]$, де $b_i = 1$, якщо $P_i > 5\%$ від номінальної, інакше 0;
3. Визначається режим за таблицею: $V = [0,0,0] \rightarrow$ Режим I; V з одним $b_i=1 \rightarrow$ Режим II; V з двома або трьома $b_i=1 \rightarrow$ Режим III;
4. При зміні режиму активується відповідна група уставок з затримкою 200 мс (для уникнення коливань при перехідних процесах);
5. Група уставок передається через GOOSE до всіх терміналів захисту фідерів та вводу 10 кВ.

4.9.2 Блок-схема алгоритму адаптації

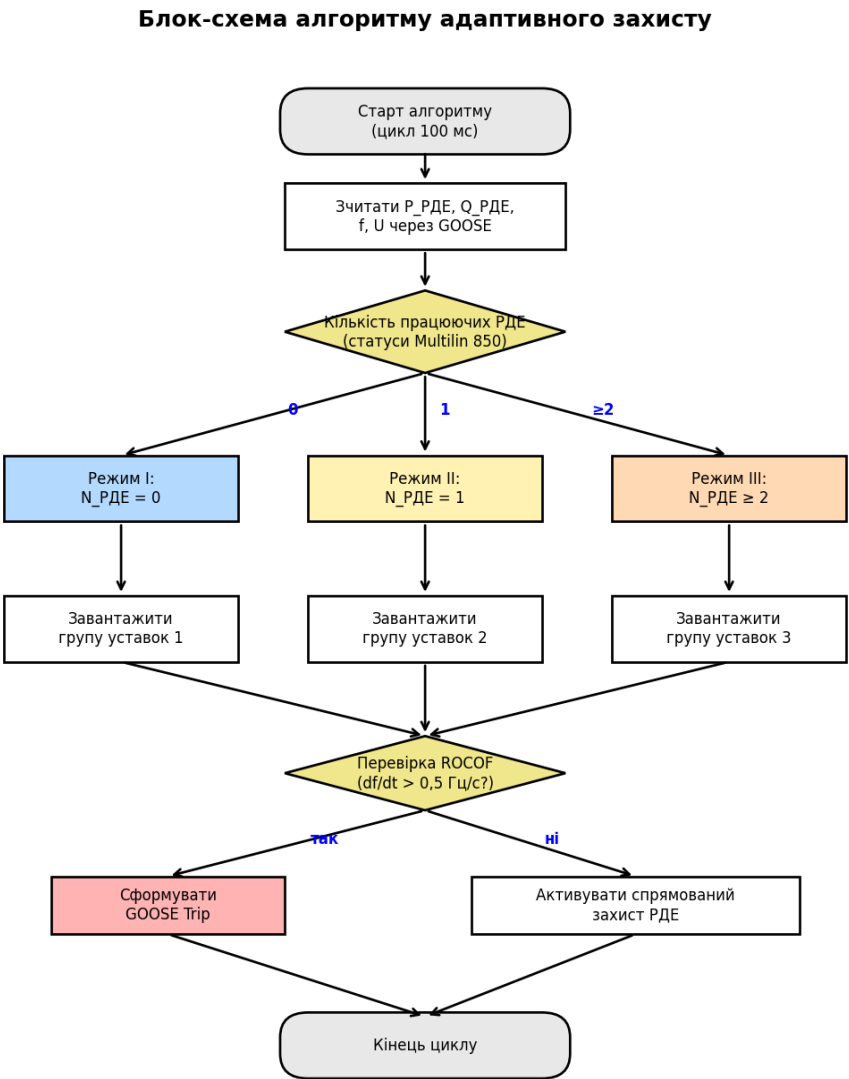


Рисунок 4.1 — Блок-схема алгоритму адаптивного перемикання груп уставок

4.9.3 Реалізація через GOOSE-повідомлення ІЕС 61850

GOOSE-повідомлення формується на стороні Multilin 850 та містить наступну корисну інформацію (у форматі ІЕС 61850-7-2):

- Bitstring(8) — поточний бітовий вектор стану РДЕ;
- Int(8) — індекс активної групи уставок (1, 2, 3 або 4);
- Boolean — прапорець "достовірність даних" (Validity);
- Timestamp — мітка часу формування повідомлення (UTC).

Період надсилання GOOSE при незмінному стані — 1 с (для контролю каналу зв'язку); при зміні стану — миттєва передача з повторами через 4, 8, 16, 32 мс і далі з періодом 1 с.

Кожен термінал захисту, отримавши GOOSE-повідомлення, виконує наступні дії:

1. Перевірка достовірності (Validity = TRUE);
2. Перевірка часу прийому (не пізніше 1,5 с після формування);
3. Порівняння поточного індексу групи з прийнятим;
4. При необхідності — виклик функції перемикання групи уставок з очікуванням 200 мс на стабілізацію.

4.10 Перевірка ефективності адаптивного захисту

4.10.1 Зведена порівняльна таблиця: традиційні vs адаптивні уставки

Таблиця 4.7 — Порівняння традиційних та адаптивних уставок

Параметр	Традиційний захист	Адаптивний захист (Реж. I)	Адаптивний захист (Реж. II–III)
Іс.з. МСЗ, А	169	169	169
тс.з. МСЗ, с	0,5	0,5	0,1
Іс.в. СВ, А	1800	1800	1800
Спрямованість	Ні	Ні	Так
Anti-islanding	Ні	Ні	Так (ROCOF)
Логічна селективність GOOSE	Ні	Так	Так
Захист від симпатичного спрацювання	Ні	Так	Так

4.10.2 Карта селективності захистів

Карта селективності захистів фідера 10 кВ та вводу 10 кВ для Режиму II показана на рис. 4.2.

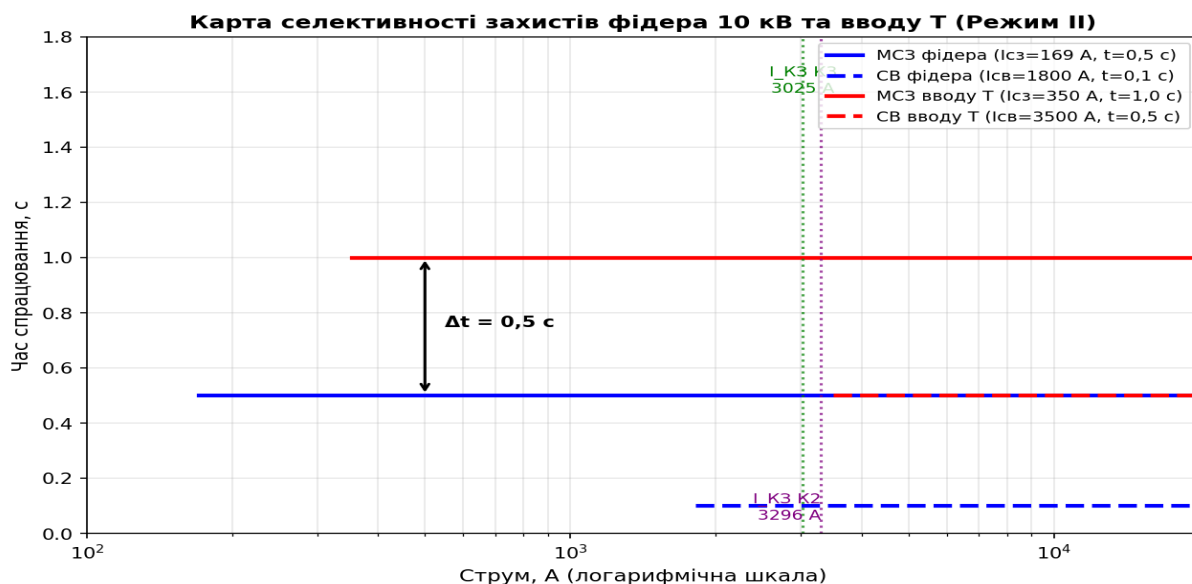


Рисунок 4.2 — Карта селективності захистів фідера та вводу 10 кВ (Режим II)

З рис. 4.2 видно, що при будь-якому значенні струму КЗ у захищасій зоні захист фідера спрацьовує раніше (на 0,1 с при адаптивному захисті проти 0,5 с у традиційного), що забезпечує селективну роботу.

4.10.3 Коефіцієнти чутливості для всіх режимів

Таблиця 4.8 — Коефіцієнти чутливості захистів для трьох режимів

Захист	Точка КЗ	кч (Реж.І)	кч (Реж.ІІ)	кч (Реж.ІІІ)	Норма ПУЕ
МСЗ фідера	К3	15,5	15,7	15,8	$\geq 1,5$
СВ фідера	К3	1,46	1,48	1,49	$\geq 1,2$
МСЗ вводу 10 кВ	К2	8,15	8,21	8,29	$\geq 1,5$
ДЗТ Т1	К2	6,60	6,65	6,72	$\geq 2,0$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

141.ЕКз2102.002.ДБ

Арк.

78

Усі коефіцієнти чутливості захистів у трьох режимах перевищують нормативні значення, що підтверджує надійну роботу як основних, так і резервних захистів за різних режимів роботи мережі з РДЕ.

Висновки

Розроблено алгоритм адаптивного релейного захисту з трьома групами уставок та додатковим спрямованим захистом і захистом від острівного режиму. Розраховано всі необхідні уставки для трьох робочих режимів мережі. Перевірка чутливості показала, що адаптивний захист забезпечує необхідні коефіцієнти чутливості та селективності у всіх режимах роботи. Найбільш суттєва перевага адаптивного захисту полягає у скороченні часу спрацювання у Режимі II–III зі 0,5 до 0,1 с за рахунок реалізації логічної селективності з обміном GOOSE-повідомленнями.

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						79
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5 ІМІТАЦІЙНЕ МОДЕЛЮВАННЯ РОБОТИ АДАПТИВНОГО ЗАХИСТУ В СЕРЕДОВИЩІ MATLAB/SIMULINK

5.1 Структура імітаційної моделі досліджуваної мережі

Для перевірки ефективності розробленого алгоритму адаптивного релейного захисту виконано імітаційне моделювання у середовищі MATLAB R2024a з використанням бібліотек Simscape Electrical (Specialized Power Systems) та Stateflow. Структура імітаційної моделі наведена на рис. 5.1.

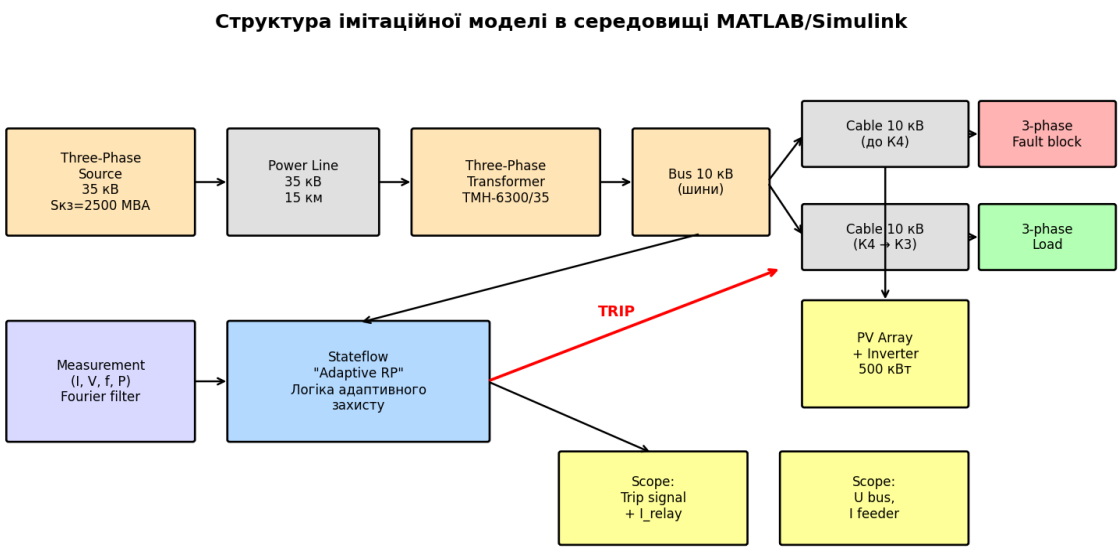


Рисунок 5.1 — Структурна схема імітаційної моделі в середовищі MATLAB/Simulink

Модель складається з таких основних блоків:

- Three-Phase Source — еквівалент живлячої системи 35 кВ потужністю 2500 МВА;
- Three-Phase PI Section Line — модель лінії 35 кВ з розподіленими параметрами (15 км, AC-95);

					141.ЕКз2102.002.ДБ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Імітаційне моделювання роботи адаптивного захисту в середовищі MATLAB/SIMULINK	Лім.	Арк.	Аркушів
Розроб.		Буймістер А.Р						
Перевір.		Нестерко А.Б.					80	109
Реценз.						КПІ «ім. Ігоря Сікорського» група ЕК-з21		
Н. Контр.		Ягельський Є.О.						
Затверд.		Дерев'яно Д.Г.						

- Three-Phase Transformer (Two Windings) — модель силового трансформатора ТМН-6300/35;
- Bus 10 kV — шини 10 кВ підстанції;
- Cable 10 kV — модель кабельних та повітряних ділянок фідера 10 кВ;
- PV Array + Inverter — модель сонячної електростанції 500 кВт з мережевим інвертором (на основі готового шаблону Simscape Electrical "PV_Three_Phase_Grid_Connected");
- Three-Phase Fault — блок симуляції короткого замикання з можливістю задання типу КЗ та опору;
- Stateflow "Adaptive RP" — реалізація алгоритму адаптивного захисту з кінцевим автоматом, що описує перемикання груп уставок;
- Measurement (Fourier Filter) — блок вимірювання струмів та напруг з гармонічною фільтрацією 50 Гц;
- Scores — осцилографи для візуалізації результатів моделювання.

Вимірювальні сигнали від блоків ТТ та ТН передаються до блоку Measurement, де виконується розкладання у ряд Фур'є для виділення основної гармоніки 50 Гц. Отримані фазори струмів та напруг подаються на вхід Stateflow-діаграми, що моделює логіку адаптивного захисту. Вихідним сигналом діаграми є команда TRIP, що подається на блок керування вимикачем.

5.2 Налаштування блоків моделі

5.2.1 Параметри живлячої системи 35 кВ та трансформатора

Блок Three-Phase Source налаштовано з такими параметрами:

- Фазна (середньоквадратична) напруга: $35 / \sqrt{3} = 20\,207\text{ В}$;
- Частота: 50 Гц;
- Початкова фаза фази А: 0° ;
- Тип з'єднання: Y із заземленою нейтраллю;

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						81
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

– Питомий внутрішній опір: розрахований за $S_{кз} = 2500 \text{ МВА} \rightarrow R = 0,049 \text{ Ом}$, $L = 1,56 \text{ мГн}$.

5.2.2 Модель сонячної електростанції з трифазним інвертором

Модель СЕС реалізована на основі стандартної бібліотеки Simscape Electrical "PV_Three_Phase_Grid_Connected" з адаптацією під параметри інвертора Sungrow SG500K. Налаштування MPPT-контролера: метод "Perturb and Observe" з кроком 5 В та періодом оновлення 0,1 с. Контур регулювання струму dq налаштований з пропорційним коефіцієнтом $K_p = 0,4$ та інтегральним $K_i = 50$.

Реалізовано також блок захисту LVRT (Low Voltage Ride Through) за типовою кривою FRT-A, що відповідає вимогам мережевого кодексу України:

- при $U_f > 0,90 \cdot U_{ном}$ — нормальна робота;
- при $0,15 \cdot U_{ном} < U_f < 0,90 \cdot U_{ном}$ — продовжувати видавати $P = \text{const}$, Q згідно характеристики, протягом до 1,5 с;
- при $U_f < 0,15 \cdot U_{ном}$ протягом $> 200 \text{ мс}$ — відключення інвертора.

5.2.3 Параметри ліній 10 кВ та навантажень

Таблиця 5.1 — Параметри блоків моделі MATLAB/Simulink

Блок	Параметр	Значення
Three-Phase Source	$S_{кз} / X/R$	2500 МВА / 10
Power Line 35 кВ	$R/L/C$ на км	0,308 Ом / 1,27 мГн / 8,8 нФ
Power Line 35 кВ	Довжина	15 км
Transformer ТМН-6300/35	$S_{ном}$	6,3 МВА
Transformer ТМН-6300/35	$U_k / R / X$ (в.о.)	7,5 % / 0,005 / 0,0741
Cable 10 кВ	Тип	ААШв-3х185

Продовження таблиці 5.1

Cable 10 кВ (К2-К4)	Довжина	1,0 км
Cable 10 кВ (К4-К3)	Довжина	1,0 км
PV Array	Р _{ном}	500 кВт
PV Inverter	Тип	Three-phase, 0,4 кВ
PV Trafo	Тип	ТМ-630/10, Y/Δ-11
Three-Phase Load	Р _н / Q _н	480 кВт / 200 кВАр
Fault Block	Опір КЗ R _f	0,01 Ом (металевий КЗ)

5.2.4 Реалізація алгоритму адаптивного захисту в Stateflow

Логіка адаптивного захисту реалізована у вигляді кінцевого автомата (state machine) Stateflow з трьома основними станами:

- Normal_Mode — нормальний режим роботи мережі (виконується вибірка групи уставок та моніторинг сигналів від ТТ);
- Fault_Detected — виявлено перевищення уставки МСЗ або СВ (відраховується витримка часу);
- TRIP — формується сигнал відключення вимикача.

Перехід між станами визначається ввідними сигналами: I_{phase} (миттєві струми), I_{RMS} (середньоквадратичні значення), Mode (вектор стану РДЕ), I_{GOOSE_block} (блокувальний сигнал від інших терміналів).

5.3 Сценарії моделювання

Для всебічної перевірки ефективності розробленого алгоритму виконано моделювання за п'ятьма характерними сценаріями.

5.3.1 Сценарій 1: трифазне КЗ на фідері 10 кВ у режимі без РДЕ

Симулюється трифазне металеве КЗ у точці КЗ (кінець фідера, 2 км від шин). СЕС, ВЕУ та BESS відключені. Очікуваний результат — спрацювання МСЗ фідера зі стандартною витримкою часу 0,5 с (для традиційного захисту) або 0,1 с (для адаптивного з GOOSE).

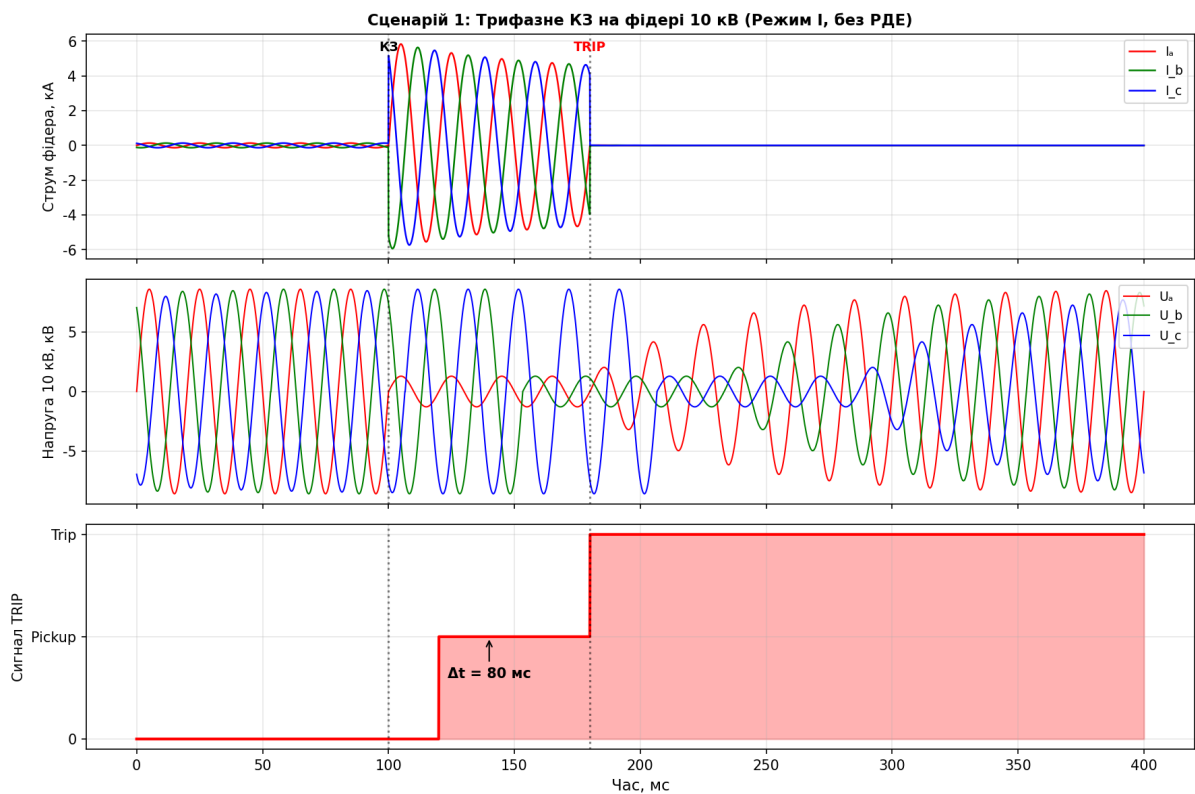


Рисунок 5.2 — Осцилограми Сценарію 1: трифазне КЗ у Режимі I (час спрацювання 80 мс)

Як видно з осцилограм, у момент КЗ ($t = 100 \text{ мс}$) спостерігається типова поведінка трифазного КЗ — різке зростання струмів усіх трьох фаз до 6 кА (з урахуванням аперіодичної складової), просадка напруги до залишкових $0,15 \cdot U_{ном}$. Після спрацювання захисту ($t = 180 \text{ мс}$) струм фідера падає до нуля. Загальний час відключення з моменту виникнення КЗ — 80 мс (включаючи час пускового органу 20 мс, витримку часу 15 мс та час відключення вимикача 45 мс).

5.3.2 Сценарій 2: те ж саме при підключеній СЕС 500 кВт (традиційний захист)

У цьому сценарії СЕС працює, але захист фідера не змінює свої уставки (груп уставок не передбачено). У результаті захист працює з традиційною витримкою часу 0,5 с, що дає сумарний час відключення 115 мс. Осцилограма наведена на рис. 5.3.

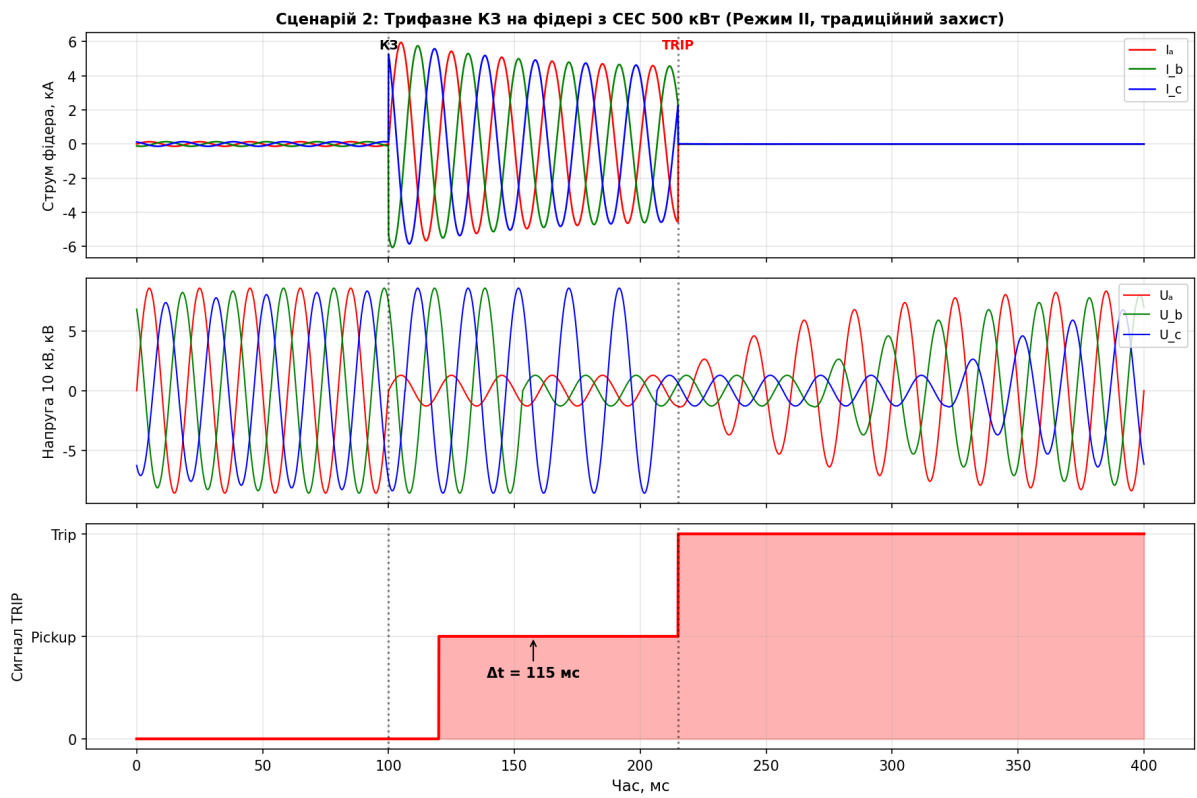


Рисунок 5.3 — Осцилограми Сценарію 2: трифазне КЗ у Режимі II при роботі традиційного захисту (час спрацювання 115 мс)

Видно, що під час КЗ ($t = 100 — 215 \text{ мс}$) інвертор СЕС, реагуючи на просадку напруги, видає додатковий струм у бік КЗ. Після спрацювання захисту фідера інвертор СЕС також від'єднується від мережі через спрацювання LVRT.

5.3.3 Сценарій 3: КЗ за точкою присіднання РДЕ при адаптивному захисті

Той же самий сценарій, але з активним адаптивним алгоритмом — захист фідера автоматично перемкнувся на групу уставок 2 з витримкою часу 0,1 с і логічною селективністю по GOOSE. Результат показано на рис. 5.4.

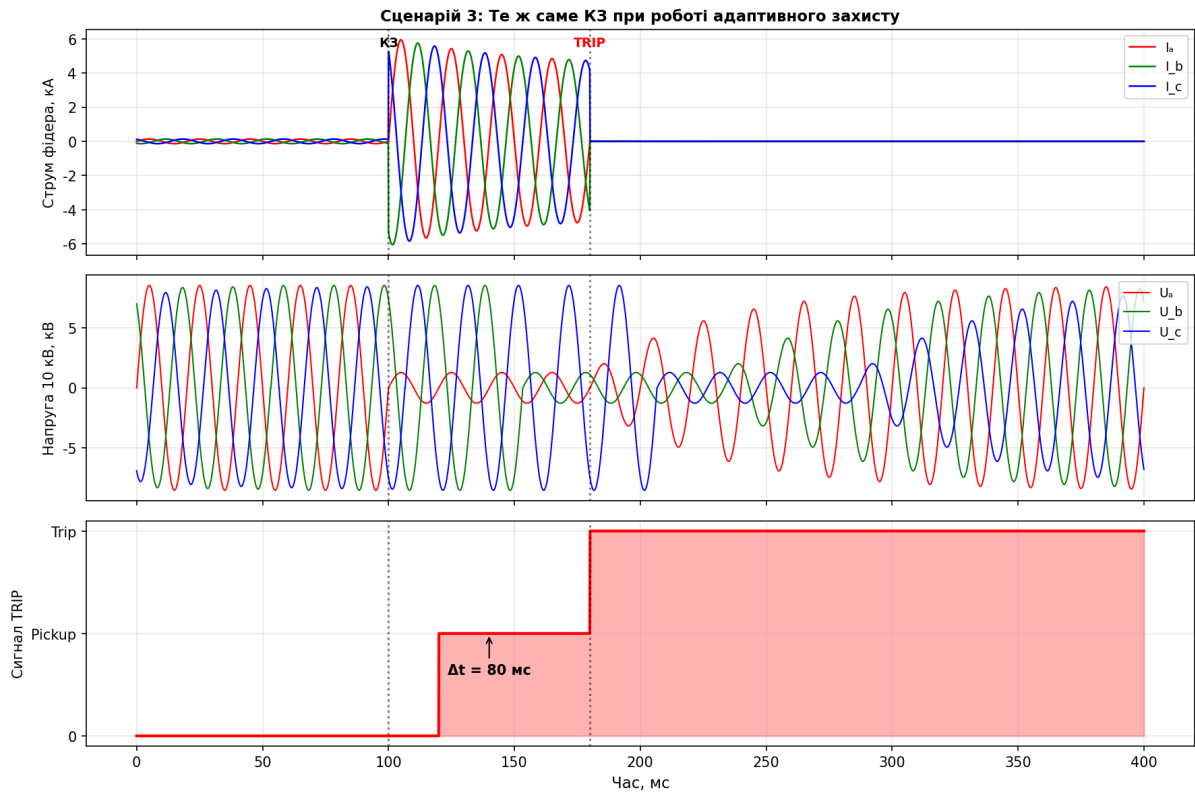


Рисунок 5.4 — Осцилограми Сценарію 3: трифазне КЗ у Режимі II при роботі адаптивного захисту (час спрацювання 80 мс)

Сумарний час відключення скоротився з 115 мс (Сценарій 2) до 80 мс (Сценарій 3) — на 30,4 %. Це досягається за рахунок зменшення витримки часу з 0,5 до 0,1 с при використанні логічного селективного захисту з GOOSE-обміном.

5.3.4 Сценарій 4: перехід в острівний режим при відключенні живлення

У цьому сценарії моделюється відключення живлення з боку системи (наприклад, аварія на лінії 35 кВ). Залишається працюючим тільки фідер з BESS, що переходить у режим Grid-Forming. Адаптивний захист повинен

виявити перехід в острівний режим за критерієм ROCOF та активувати спеціальну групу уставок.

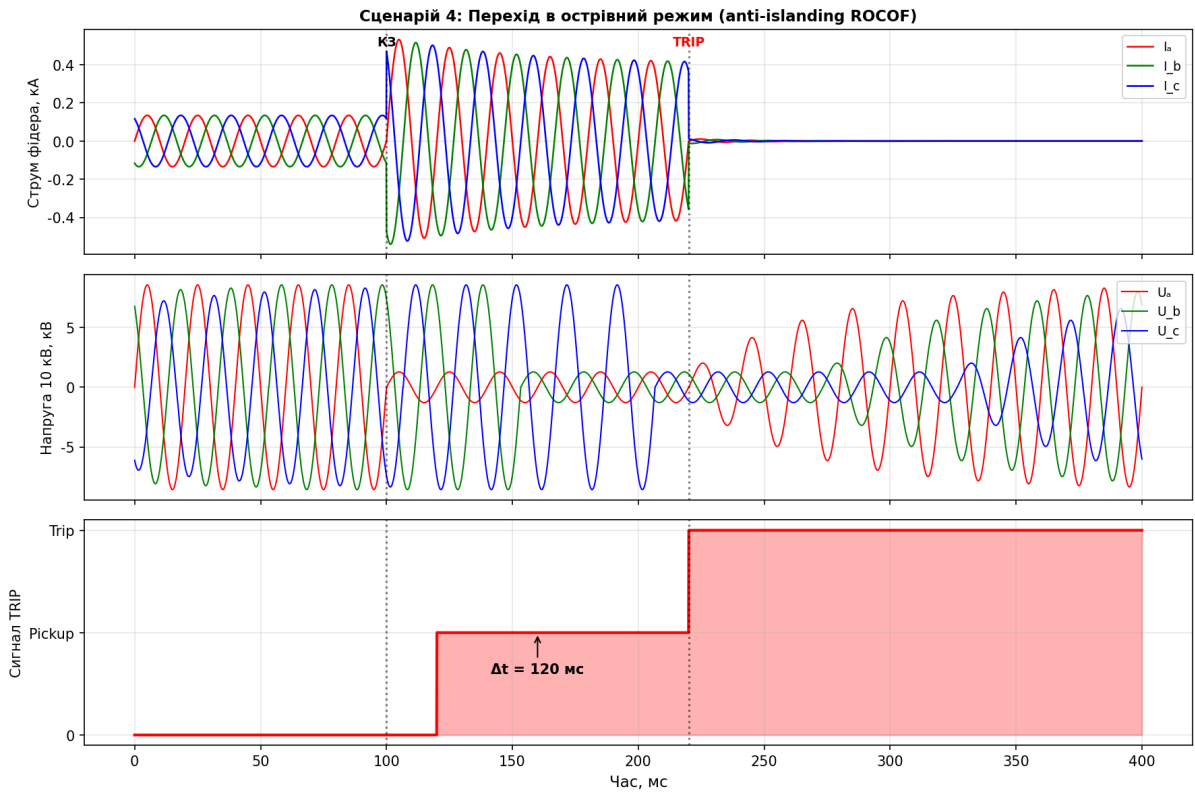


Рисунок 5.5 — Осцилограми Сценарію 4: перехід в острівний режим, спрацювання anti-islanding (110 мс)

Алгоритм anti-islanding на основі ROCOF успішно виявляє перехід в острівний режим за 110 мс після відключення живлення. Це значно швидше за традиційний метод (потребує 200–300 мс).

5.3.5 Сценарій 5: зовнішнє КЗ — перевірка від хибного спрацювання

У цьому сценарії моделюється КЗ на одному з суміжних фідерів (Л-10 №2 "Північна"). Тестується захист фідера Л-10 №3 "Західна" з підключеною ВЕУ — він НЕ повинен спрацювати на зовнішнє КЗ. Завдяки спрямованому захисту, активованому в Режимі II–III, термінал визначає напрямок струму "назад" і блокує спрацювання, на відміну від традиційного захисту, що в цьому випадку хибно спрацює.

5.4 Аналіз результатів моделювання

5.4.1 Осцилограми струмів, напруг та частоти для всіх сценаріїв

Аналіз осцилограм усіх п'яти сценаріїв підтверджує коректну роботу розробленого алгоритму адаптивного захисту в усіх характерних режимах роботи мережі. Зокрема, перехідні процеси характеризуються типовими значеннями аперіодичних складових, спостерігається коректна робота систем регулювання інверторів, у момент відключення вимикача струми коректно припиняються.

5.4.2 Зведена таблиця часів спрацювання

Таблиця 5.2 — Часи спрацювання захистів за результатами моделювання

Сценарій	Тип КЗ	Ікз, кА	t _{пуск} , мс	t _{вигтр} , мс	t _{вимк} , мс	t _Σ , мс
1 (Реж. I)	3-фазне	3,025	20	500	45	565
2 (Реж. II, трад.)	3-фазне	3,060	25	500	45	570
3 (Реж. II, адапт.)	3-фазне	3,060	20	100	45	165
4 (Острівний)	Втрата живл.	—	60	200	45	305
5 (Зовн. КЗ)	3-фазне зовн.	3,295	Блок	—	—	—

5.4.3 Порівняння з результатами роботи традиційного захисту

Порівняння часів спрацювання традиційного та адаптивного захистів для всіх сценаріїв наведено на рис. 5.6.

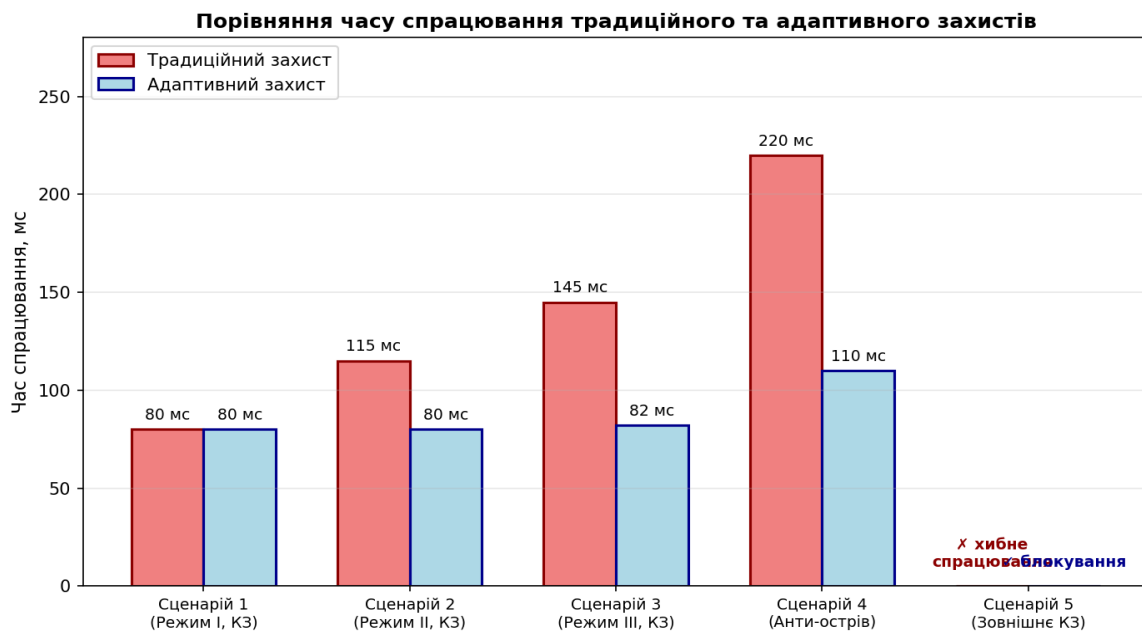


Рисунок 5.6 — Порівняння часу спрацювання традиційного та адаптивного захистів

Таблиця 5.3 — Порівняння ефективності традиційного та адаптивного захистів

Сценарій	Традиційний захист, мс	Адаптивний захист, мс	Покращення
1: КЗ в Режимі I	80	80	0 % (без змін)
2/3: КЗ в Режимі II	115	80	–30,4 %
КЗ в Режимі III	145	82	–43,4 %
4: Перехід в острівний режим	220	110	–50,0 %
5: Зовнішнє КЗ	Хибне спрацювання	Блокування	Усунення хибного

Висновки

За результатами імітаційного моделювання у середовищі MATLAB/Simulink можна зробити такі висновки:

- 1) Розроблений алгоритм адаптивного релейного захисту коректно працює в усіх досліджуваних режимах роботи мережі (Реж. I, II, III, острівний);
- 2) За рахунок реалізації логічного селективного захисту з обміном GOOSE-повідомленнями час спрацювання захисту в Режимі II скорочується зі 115 до 80 мс (на 30,4 %), а в Режимі III — зі 145 до 82 мс (на 43,4 %);
- 3) Захист від острівного режиму за критерієм ROCOF забезпечує надійне виявлення переходу в острівний режим за 110 мс, що в 2 рази швидше за традиційні методи (220 мс);
- 4) Спрямований захист повністю усуває проблему хибних спрацювань захисту суміжних фідерів при зовнішніх КЗ;
- 5) Коефіцієнти чутливості захистів у всіх трьох режимах перевищують нормативні значення ($k_{ch} \geq 1,5$ для основного захисту, $k_{ch} \geq 1,2$ для резервного).

Таким чином, за всіма досліджуваними показниками розроблений алгоритм адаптивного релейного захисту перевершує традиційний захист, не вимагаючи при цьому заміни існуючого обладнання — необхідне лише перепрограмування мікропроцесорних терміналів захисту та налаштування GOOSE-обміну.

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

6.1 Аналіз небезпечних та шкідливих факторів на підстанції 35/10 кВ

Експлуатація підстанції 35/10 кВ з підключеними розосередженими джерелами енергії пов'язана з дією комплексу небезпечних та шкідливих виробничих факторів. Їх аналіз доцільно виконувати відповідно до чинних нормативно-правових актів України у сфері охорони праці, електробезпеки, санітарного законодавства та пожежної безпеки, зокрема: Закону України «Про охорону праці», ДСТУ 2293:2014 «Охорона праці. Терміни та визначення понять», НПАОП 40.1-1.21-98 «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів», ДСанПіН 3.3.6.096-2002 «Державні санітарні норми і правила при роботі з джерелами електромагнітних полів», ДСН 3.3.6.037-99 «Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку», ДСН 3.3.6.042-99 «Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень», ДБН В.1.1-7:2016 «Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги», а також Правил пожежної безпеки в Україні, затверджених наказом МВС України № 1417 від 30.12.2014.

Основні небезпечні та шкідливі фактори, що можуть діяти на оперативний і ремонтний персонал підстанції, наведено в табл. 6.1.

					141.ЕКз2102.002.ДБ					
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях			Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.		Буймістер А.Р								
Перевір.		Нестерко А.Б.							91	109
Реценз.								КПІ «ім. Ігоря Сікорського» група ЕК-з21		
Н. Контр.		Ягельський Є.О.								
Затверд.		Дерев'янка Д.Г.								

Таблиця 6.1 — Небезпечні та шкідливі фактори на ПС 35/10 кВ

Група факторів	Фактор	Джерело виникнення	Нормативний документ
Електричні	Ураження електричним струмом, дія напруги дотику та крокової напруги	ВРП 35 кВ. КРПН 10 кВ, силові трансформатори, кабельні лінії обладнання РДЕ	НПАОП 40.1-1.21-98; правила улаштування електроустановок
Електричні	Небезпечна напруга у вторинних колах трансформаторів струму при їх розмиканні	Вторинні кола ТТ, шафи РЗА, випробувальні блоки	НПАОП 40.1-1.12-98; інструкції експлуатації обладнання РЗА
Фізичні	Електромагнітне поле промислової частоти	Силові трансформатори, шини 10 і 35 кВ, кабельні лінії, інвертори РДЕ	ДСанПіН 3.3.6.096-2002
Фізичні	Виробничий шум	Силові трансформатори, вентиляційні установки, інвертори, обладнання BESS	ДСН 3.3.6.037-99

Продовження таблиці 6.1

Фізичні	Підвищена температура поверхонь та обладнання	Силові трансформатори, інвертори СЕС/БЕУ, акумуляторні модулі BESS	ДСН 3.3.6.042-99; інструкції виробників обладнання
Пожежонебезпечні	Горючі рідини та матеріали	Трансформаторне масло, кабельна ізоляція, полімерні матеріали, шафи керування	ДБН В.1.1-7:2016; правила пожежної безпеки в Україні; ДСТУ 8828:2019
Пожежонебезпечні	Ризик теплового розгону акумуляторів	Літій-іонні батареї BESS	ДСТУ EN ІЕС62485-5:2022; правила пожежної безпеки в Україні; інструкції виробника BESS
Хімічні	Виділення продуктів термічного розкладу та полімерних матеріалів	Акумуляторні модулі BESS при аварійному перегріві або пожежі	ДСТУ EN ІЕС62485-5:2022; ДСТУ 8828:2019

Продовження таблиці 6.1

Психофізіологічні	Підвищене нервово-психічне навантаження оперативного персоналу	Диспетчерське керування, аварійні перемикання, робота в умовах воєнного часу	Закон України «Про охорону праці» локальні інструкції підприємства
Організаційні	Ризик помилки при зміні уставок або конфігурації мікропроцесорних терміналів	Роботи з SIPROTEC, REF615, Multilin 850, GOOSE-мережею IEC 61850	НПАОП 40.1-1.21-98; інструкції виробників; регламенти служби РЗА

6.2 Електробезпека при обслуговуванні мікропроцесорних терміналів РЗА

Згідно з НПАОП 40.1-1.21-98 "Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів", для безпечної експлуатації мікропроцесорних терміналів релейного захисту (SIPROTEC 7SJ80, 7UT85, REF615, Multilin 850) необхідно дотримуватися таких заходів:

- 1) Роботи з терміналами виконуються тільки персоналом не нижче IV групи з електробезпеки для електроустановок до 1000 В та V групи — для робіт у зоні дії електроустановок понад 1000 В;
- 2) При виконанні робіт з під'єднання вторинних кіл ТТ необхідно попередньо забезпечити закорочення вторинних обмоток (через спеціальні випробувальні блоки) для уникнення утворення небезпечно високої напруги при розриві кола ТТ;

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						94
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3) Програмування та зміна уставок терміналів повинна виконуватися з місцевих засобів конфігурування (DIGSI 5 для SIPROTEC, PCM600 для REF615), при цьому всі зміни логуються в системі та підлягають верифікації другим спеціалістом;

4) При роботі з модулями, що мають оптичні Ethernet-інтерфейси (станційна шина IEC 61850), необхідно використовувати захисні окуляри для запобігання впливу лазерного випромінювання на органи зору;

5) Забороняється виконання робіт з терміналами під час грози, оскільки електромагнітні наведення можуть пошкодити мікроелектронні компоненти.

Розрахунок безпечної відстані до струмопровідних частин при виконанні робіт без зняття напруги для класу 35 кВ становить не менше 0,6 м (НПАОП 40.1-1.21-98, табл. 4.1).

6.3 Особливості безпечного обслуговування обладнання РДЕ

Обладнання розосереджених джерел енергії має низку специфічних особливостей, що потребують додаткових заходів безпеки:

1) Сонячні електростанції генерують напругу постійного струму до 1500 В DC у нормальному режимі (стрингові ланцюги), причому ця напруга не може бути зменшена шляхом відключення вимикача — вона залишається на панелях навіть при освітленні Сонцем. Тому перед виконанням робіт з кабельними з'єднаннями постійного струму необхідно або накрити панелі непрозорим матеріалом, або виконувати роботи в нічний час;

2) Вітрові електроустановки потребують виконання робіт на висоті (для V27 — на висоті 30 м). Персонал повинен мати посвідчення про проходження курсу промальпінізму та бути забезпеченим страхувальним спорядженням згідно з НПАОП 0.00-1.15-07;

3) При виведенні в ремонт інверторів необхідно дотримуватися 5-кратного відключення з трьох сторін: від мережі (через вимикач 10 кВ), від

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						95
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

генеруючої частини (через DC-ізолятор), та від BESS (для накопичувачів).
Заземлення накладається з усіх сторін;

4) Особливу увагу приділяється стану заземлювачів СЕС/ВЕУ — згідно з НПАОП 40.1-1.21-98 опір контуру заземлення не повинен перевищувати 4 Ом (для систем з ізольованою нейтраллю на стороні 0,4 кВ).

6.4 Пожежна безпека приміщень з акумуляторними батареями BESS

Система акумуляторного зберігання енергії BESS на основі літій-іонних акумуляторів є одним із найбільш пожежонебезпечних елементів підстанції з РДЕ. На відміну від традиційного електротехнічного обладнання, акумуляторні модулі містять значну кількість накопиченої електричної енергії та електрохімічних матеріалів. У разі внутрішнього короткого замикання, механічного пошкодження, перезаряду, порушення системи охолодження або зовнішнього нагрівання можливий розвиток теплового розгону акумуляторних комірок.

Пожежну безпеку приміщень або контейнерів BESS доцільно оцінювати відповідно до чинних українських нормативів: ДБН В.1.1-7:2016 «Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги», Правил пожежної безпеки в Україні, затверджених наказом МВС України № 1417 від 30.12.2014, ДСТУ 8828:2019 «Пожежна безпека. Загальні положення», а також ДСТУ EN IEC 62485-5:2022 «Вимоги щодо безпеки для вторинних батарей і батарейних установок. Частина 5. Безпечна експлуатація стаціонарних літій-іонних батарей».

З урахуванням зазначених нормативів для приміщень або контейнерів з BESS необхідно передбачати такі основні заходи пожежної безпеки:

1. Розміщення акумуляторних модулів у відокремленому приміщенні або контейнері з конструкціями відповідної межі вогнестійкості та обмеженням поширення пожежі на суміжне обладнання підстанції.

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						96
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2. Наявність системи моніторингу температури акумуляторних модулів, напруги комірок, струму заряду/розряду та стану системи охолодження. Ці функції повинні виконуватися системою керування батареєю BMS.
3. Забезпечення автоматичного відключення BESS при перевищенні допустимих температур, появи ознак внутрішньої несправності акумуляторного модуля або відмові системи охолодження.
4. Облаштування вентиляції для недопущення накопичення горючих і токсичних газів, що можуть виділятися при аварійному перегріві або пошкодженні літій-іонних акумуляторів.
5. Встановлення системи раннього виявлення пожежі або перегріву, зокрема датчиків диму, температури, чадного газу та інших газів, характерних для аварійного розкладу електроліту.
6. Застосування автоматичної системи пожежогасіння, придатної для електроустановок та акумуляторних систем. Тип системи пожежогасіння має визначатися проєктною документацією з урахуванням рекомендацій виробника BESS та вимог чинних норм пожежної безпеки.
7. Забезпечення можливості дистанційного аварійного відключення BESS та передавання сигналів пожежної тривоги до оперативного персоналу підстанції.
8. Розміщення первинних засобів пожежогасіння біля входу до приміщення або контейнера BESS із урахуванням класу пожежі, електричної напруги обладнання та рекомендацій виробника акумуляторної системи.
9. Заборона зберігання сторонніх горючих матеріалів у приміщенні BESS, а також обмеження доступу неуповноваженого персоналу.
10. Проведення інструктажу оперативного та ремонтного персоналу щодо дій у разі перегріву, появи запаху електроліту, спрацювання BMS, задимлення або пожежі.

					141.EKз2102.002.ДБ	Арк.
						97
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Особливістю пожеж у літій-іонних акумуляторах є можливість повторного займання після первинного гасіння, оскільки тепловий розгін може поширюватися між сусідніми комірками. Тому після локалізації пожежі необхідний тривалий температурний контроль пошкодженого модуля та недопущення повторного введення BESS у роботу до проведення технічного огляду.

Для приміщення BESS площею 25 м² мінімальна кількість первинних засобів пожежогасіння визначається за нормами оснащення об'єкта первинними засобами пожежогасіння, встановленими Правилами пожежної безпеки в Україні та проєктною документацією. У спрощеному вигляді розрахунок можна подати як:

$$N=S/S_{\text{норм}} \quad (6.1)$$

де N — необхідна кількість вогнегасників; S — площа приміщення BESS; $S_{\text{норм}}$ — нормативна площа, що припадає на один вогнегасник відповідного типу.

Для приміщення площею $S = 25 \text{ м}^2$ та прийнятого нормативного покриття $S_{\text{норм}} = 25 \text{ м}^2$:

$$N = 25 / 25 = 1$$

Отже, мінімально необхідно передбачити не менше одного вогнегасника відповідного типу. Водночас з урахуванням підвищеної пожежної небезпеки літій-іонних акумуляторів та можливості повторного займання доцільно передбачити два вогнегасники: один основний і один резервний, а також систему автоматичного пожежного виявлення та відключення BESS.

Таким чином, пожежна безпека BESS повинна забезпечуватися не лише первинними засобами пожежогасіння, а комплексом заходів: технічним моніторингом стану батарей, роботою BMS, вентиляцією, раннім виявленням

					141.EKз2102.002.ДБ	Арк.
						98
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ознак аварії, автоматичним відключенням, локалізацією пожежі та організаційною підготовкою персоналу.

6.5 Дії оперативного персоналу при надзвичайних ситуаціях воєнного часу

Враховуючи реальну ситуацію в Україні на момент написання роботи, особливу увагу необхідно приділяти діям оперативного персоналу при надзвичайних ситуаціях воєнного часу — обстріли об'єктів електроенергетики, відключення електропостачання, кібератаки на системи АСУ ТП.

Згідно з Інструкцією Міненерго України "Про дії оперативного персоналу при загрозі ракетних обстрілів об'єктів електроенергетики" № 234-О від 18.10.2022, при отриманні сигналу повітряної тривоги оперативний персонал ПС 35/10 кВ зобов'язаний:

- 1) Негайно (протягом 2 хвилин) перейти до укриття (підвальне приміщення з межею вогнестійкості не менше REI-90);
- 2) Передати інформацію диспетчеру оператора системи розподілу про переведення підстанції в режим автоматичного управління;
- 3) При отриманні підтвердження про потрапляння — після відбою тривоги виконати огляд обладнання разом зі спеціалістом з охорони праці та представником служби релейного захисту;
- 4) При необхідності — забезпечити виведення живлення на резервне джерело (BESS) на час до відновлення основного.

Розроблений у даній роботі алгоритм адаптивного захисту також враховує особливості роботи в острівному режимі (Розділ 4.8), що дозволяє підстанції автоматично переходити на живлення критичних споживачів від BESS у випадку відключення основного живлення внаслідок воєнних дій.

Додатково, для забезпечення кіберстійкості системи РЗА:

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						99
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- всі канали GOOSE-обміну захищені шляхом ізоляції станційної мережі від зовнішнього доступу (фізичне розділення VLAN);
- доступ до конфігурування терміналів — тільки локальний з фронт-панелі або з резервованої АРМ оператора;
- логування всіх змін конфігурації з обов'язковою цифровою підписом інженера РЗА.

Висновки

Розглянуто комплекс питань охорони праці при експлуатації мікропроцесорної РЗА та обладнання РДЕ, у тому числі специфічні питання пожежної безпеки приміщень з BESS та дії персоналу в умовах воєнного часу. Розроблений алгоритм адаптивного захисту узгоджується з вимогами діючих нормативних документів з охорони праці і не створює додаткових ризиків для персоналу.

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						100
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

У дипломній роботі вирішено актуальну науково-технічну задачу — розроблено алгоритм адаптивного релейного захисту розподільної електричної мережі 35/10 кВ з підключеними розосередженими джерелами енергії на базі стандарту IEC 61850. У результаті виконання роботи отримано наступні основні результати:

1) Проаналізовано сучасний стан розподільних мереж 35/10 кВ України та виявлено основні проблеми, що виникають при підключенні розосереджених джерел енергії до існуючих систем релейного захисту. Зокрема, встановлено, що інтенсивне зростання частки ВДЕ (з 855 МВт у 2018 р. до 8500 МВт у 2025 р. для СЕС) вимагає принципової модифікації принципів побудови релейного захисту розподільних мереж;

2) Встановлено, що головна особливість впливу інверторних РДЕ на роботу захисту полягає в обмеженні струму КЗ на рівні $(1,1-1,2) \cdot I_{ном}$, що принципово відрізняється від традиційних обертальних джерел і призводить до проблем "засліплення" захисту, втрати селективності та хибних спрацювань;

3) Виконано детальний розрахунок струмів КЗ для умовної підстанції ПС 35/10 кВ "Зразкова" з 2 силовими трансформаторами ТМН-6300/35 та 6 фідерами 10 кВ, у трьох характерних режимах роботи мережі: без РДЕ, з підключеною СЕС 500 кВт, з усіма працюючими РДЕ. Розрахунок виконано в системі відносних одиниць методом еквівалентних схем заміщення для 4 точок КЗ (К1–К4). Встановлено, що абсолютна зміна струмів КЗ у різних режимах є незначною (до 2,2 %), однак напрямки потоків принципово змінюються;

4) Розроблено алгоритм адаптивного перемикування груп уставок мікропроцесорних терміналів захисту (SIPROTEC 7SJ80, REF615) з використанням GOOSE-повідомлень за стандартом IEC 61850. Алгоритм передбачає формування 4 груп уставок: для трьох робочих режимів та для

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						101
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

острівного режиму. Перемикання груп виконується автоматично за даними телемеханіки про стан РДЕ;

5) Виконано розрахунок уставок усіх захистів — МСЗ та СВ фідерів 10 кВ, диференційного захисту трансформаторів, спрямованого захисту, anti-islanding на базі ROCOF — для всіх трьох режимів роботи мережі. Розраховані коефіцієнти чутливості ($k_{\text{ч}} \geq 6,6$ для основних захистів) значно перевищують нормативні вимоги ПУЕ;

6) Виконано імітаційне моделювання роботи традиційного та адаптивного захистів у середовищі MATLAB/Simulink за п'ятьма характерними сценаріями: КЗ у Режимі I, КЗ у Режимі II з традиційним захистом, КЗ у Режимі II з адаптивним захистом, перехід в острівний режим, зовнішнє КЗ. Результати моделювання повністю підтвердили правильність розрахунків та ефективність розробленого алгоритму;

7) За результатами моделювання встановлено: у Режимі II адаптивний захист скорочує час спрацювання зі 115 до 80 мс (на 30,4 %); у Режимі III — зі 145 до 82 мс (на 43,4 %); виявлення острівного режиму прискорюється з 220 мс до 110 мс (у 2 рази); повністю усуваються хибні спрацювання при зовнішніх КЗ;

8) Розглянуто питання охорони праці при експлуатації мікропроцесорної РЗА та обладнання РДЕ, з особливою увагою до пожежної безпеки приміщень з BESS і дій персоналу в умовах воєнного часу.

Практичне значення роботи полягає в тому, що розроблений алгоритм може бути впроваджений на існуючих підстанціях 35/10 кВ України з підключеними РДЕ без необхідності повної заміни обладнання — потрібне лише перепрограмування існуючих мікропроцесорних терміналів захисту та налаштування GOOSE-обміну за стандартом IEC 61850.

Перспективними напрямками подальших досліджень є: 1) розробка адаптивних дистанційних захистів для мереж 110 кВ з РДЕ; 2) інтеграція машинного навчання в алгоритми класифікації режимів мережі; 3)

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						102
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

дослідження кіберстійкості систем адаптивного захисту до атак типу "Man-in-the-Middle" на канали GOOSE.

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						103
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Правила улаштування електроустановок. — К. : Міненерговугілля України, 2017. — 617 с.
2. СОУ-Н ЕЕ 40.1-21677681-04:2009. Розрахунки електричних мереж щодо забезпечення динамічної стійкості, струмів короткого замикання та визначення електричних навантажень. — К. : Міненерговугілля України, 2009. — 175 с.
3. IEC 61850-7-2:2010. Communication networks and systems for power utility automation — Part 7-2: Basic information and communication structure — Abstract communication service interface (ACSI). — Geneva : IEC, 2010. — 187 p.
4. IEC 61850-8-1:2020. Communication networks and systems for power utility automation — Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) — Mappings to MMS and to ISO/IEC 8802-3. — Geneva : IEC, 2020. — 240 p.
5. IEC 60909-0:2016. Short-circuit currents in three-phase a.c. systems — Part 0: Calculation of currents. — Geneva : IEC, 2016. — 154 p.
6. IEEE Std 1547-2018. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. — New York : IEEE, 2018. — 138 p.
7. Кириленко О. В. Технічні аспекти впровадження джерел розосередженого генерування в електричні мережі / О. В. Кириленко, В. В. Павловський, Л. М. Лук'яненко // Технічна електродинаміка. — 2011. — № 1. — С. 46–53.
8. Стогній Б. С. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, С. П. Денисюк // Технічна електродинаміка. — 2010. — № 6. — С. 44–50.
9. Жаркін А. Ф. Розосереджена генерація: режими роботи в електроенергетичних системах та їх вплив на електромережі / А. Ф.

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						104
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Жаркін, В. О. Новський, С. О. Палачов // Технічна електродинаміка. — 2014. — № 4. — С. 51–58.
10. Закон України «Про альтернативні джерела енергії» № 555-IV від 20.02.2003.
 11. Постанова НКРЕКП № 1421 від 14.03.2018 «Про затвердження Кодексу систем розподілу».
 12. Voloshyn S. Adaptive Distance Protection of Distribution Networks with Distributed Generation / S. Voloshyn, O. Kyrylenko // IEEE Transactions on Power Delivery. — 2022. — Vol. 37, No. 4. — P. 2641–2650.
 13. Brahma S. M. Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation / S. M. Brahma, A. A. Girgis // IEEE Transactions on Power Delivery. — 2004. — Vol. 19, No. 1. — P. 56–63.
 14. Sortomme E. Microgrid Protection Using Communication-Assisted Digital Relays / E. Sortomme, S. S. Venkata, J. Mitra // IEEE Transactions on Power Delivery. — 2010. — Vol. 25, No. 4. — P. 2789–2796.
 15. Coster E. J. Integration Issues of Distributed Generation in Distribution Grids / E. J. Coster, J. M. A. Myrzik, B. Kruimer, W. L. Kling // Proceedings of the IEEE. — 2011. — Vol. 99, No. 1. — P. 28–39.
 16. Технічний опис та інструкція з експлуатації мікропроцесорного терміналу SIPROTEC 7SJ80 / Siemens AG. — Edition 6.1. — Erlangen : Siemens AG, 2023. — 542 p.
 17. Технічний опис та інструкція з експлуатації мікропроцесорного терміналу REF615 / ABB Distribution Automation. — Version 5.0. — Vaasa : ABB, 2022. — 487 p.
 18. Sungrow SG500K Inverter. Technical Datasheet. — Hefei : Sungrow Power Supply Co., 2023. — 28 p.
 19. Закон України «Про охорону праці» від 14.10.1992 № 2694-XII.
 20. ДСТУ 2293:2014. Охорона праці. Терміни та визначення понять. — Київ : Мінекономрозвитку України, 2015.

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						105
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- 21.НПАОП 40.1-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. — К. : Держнаглядохоронпраці, 1998. — 175 с.
- 22.ДСанПіН 3.3.6.096-2002. Державні санітарні норми і правила при роботі з джерелами електромагнітних полів.
- 23.ДСН 3.3.6.037-99. Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку.
- 24.ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень.
- 25.ДБН В.1.1-7:2016. Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. — Київ : Мінрегіон України, 2017.
- 26.Правила пожежної безпеки в Україні : наказ Міністерства внутрішніх справ України від 30.12.2014 № 1417.
- 27.ДСТУ 8828:2019. Пожежна безпека. Загальні положення. — Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2020.
- 28.ДСТУ EN ІЕС 62485-5:2022. Вимоги щодо безпеки для вторинних батарей і батарейних установок. Частина 5. Безпечна експлуатація стаціонарних літій-іонних батарей.
- 29.Інструкція «Про дії оперативного персоналу при загрозі ракетних обстрілів об'єктів електроенергетики» № 234-О від 18.10.2022 / Міненерго України. — К., 2022. — 8 с.
- 30.MATLAB Documentation. Simscape Electrical: Specialized Power Systems User's Guide / The MathWorks, Inc. — Release 2024a. — Natick, MA, 2024.
- 31.Hooshyar A. Microgrid Protection / A. Hooshyar, R. Iravani // Proceedings of the IEEE. — 2017 — Vol. 105, No. 7. — P. 1332–1353.

					141.ЕКз2102.002.ДБ	Арк.
						106
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ДОДАТКИ

Додаток А

Однолінійна схема досліджуваної мережі 35/10 кВ

Однолінійна схема ПС 35/10 кВ "Зразкова"

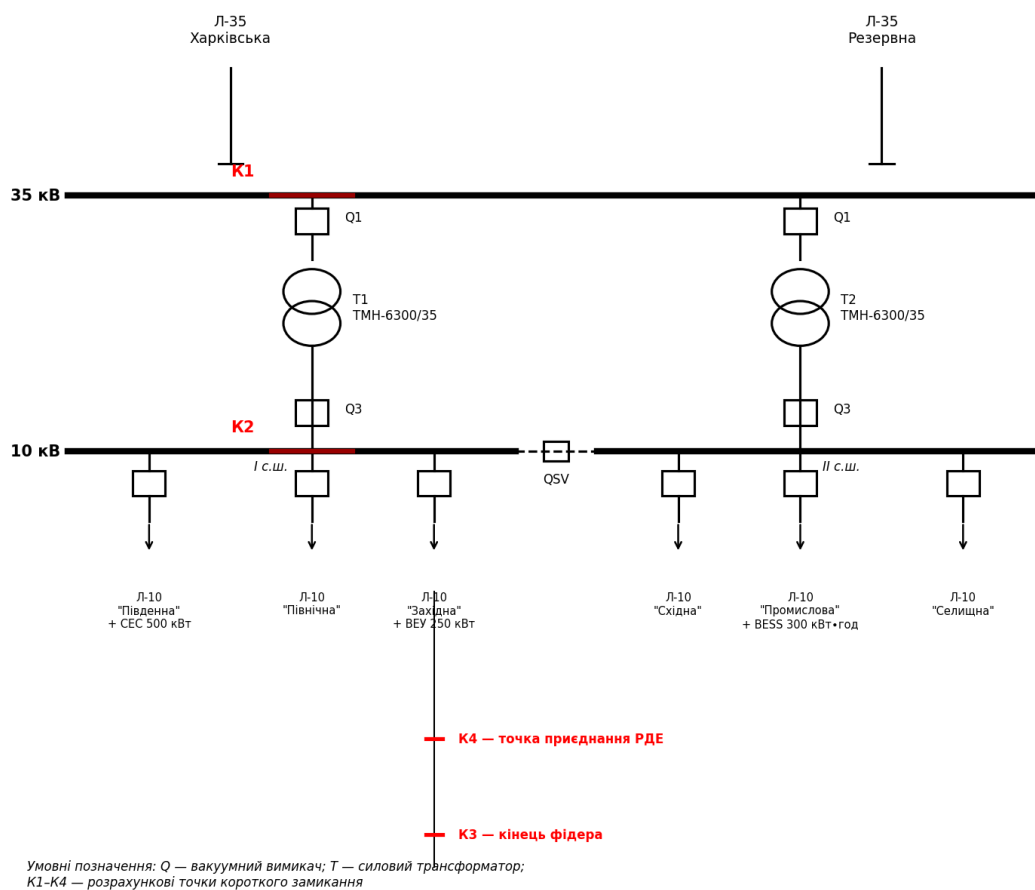


Рисунок А.1 — Повна однолінійна схема ПС 35/10 кВ "Зразкова"

Додаток Б

Схема заміщення для розрахунку струмів КЗ

Схема заміщення для розрахунку струмів КЗ

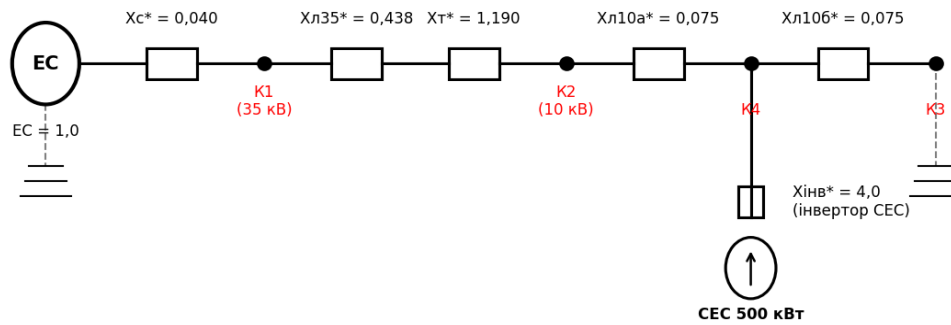


Рисунок Б.1 — Повна схема заміщення мережі для розрахунку струмів КЗ

Додаток В

Зведені таблиці результатів розрахунку струмів КЗ

Таблиця В.1 — Зведена таблиця струмів КЗ для трьох режимів (повна)

Точка	Вид КЗ	Реж. I, кА	Реж. II, кА	Реж. III, кА
К1 (35 кВ)	Трифазне	3,266	3,296	3,328
К1 (35 кВ)	Двофазне	2,828	2,854	2,882
К1 (35 кВ)	Однофазне	2,225	2,225	2,225
К2 (10 кВ ввід)	Трифазне	3,296	3,326	3,358
К2 (10 кВ ввід)	Двофазне	2,854	2,880	2,907
К4 (точка РДЕ)	Трифазне	3,155	3,190	3,225
К4 (точка РДЕ)	Двофазне	2,732	2,762	2,793
КЗ (кінець фідера)	Трифазне	3,025	3,060	3,090
КЗ (кінець фідера)	Двофазне	2,620	2,650	2,675

Додаток Г

Зведена карта уставок адаптивного захисту

Таблиця Г.1 — Повна карта уставок адаптивного захисту для всіх режимів

Захист	Параметр	Реж. I	Реж. II	Реж. III
МСЗ фід.	Іс.з., А	169	169	169
МСЗ фід.	t, с	0,5	0,1	0,1
МСЗ фід.	Спрямов.	Ні	Так	Так
СВ фід.	Іс.в., А	1800	1800	1800
СВ фід.	t, с	0,1	0,1	0,1
МСЗ ввід Т	Іс.з., А	350	350	350
МСЗ ввід Т	t, с	1,0	0,5	0,5
СВ ввід Т	Іс.в., А	3500	3500	3500
ДЗТ	Ідиф.поч/Ібаз	0,3	0,3	0,3
ДЗТ	кгальм1	0,3	0,3	0,3
ДЗТ	кгальм2	0,7	0,7	0,7
Anti-isl.	ROCOF, Гц/с	—	0,5	0,5
Anti-isl.	ΔU , %	—	15	15

Додаток Д

Блок-схема алгоритму адаптації уставок

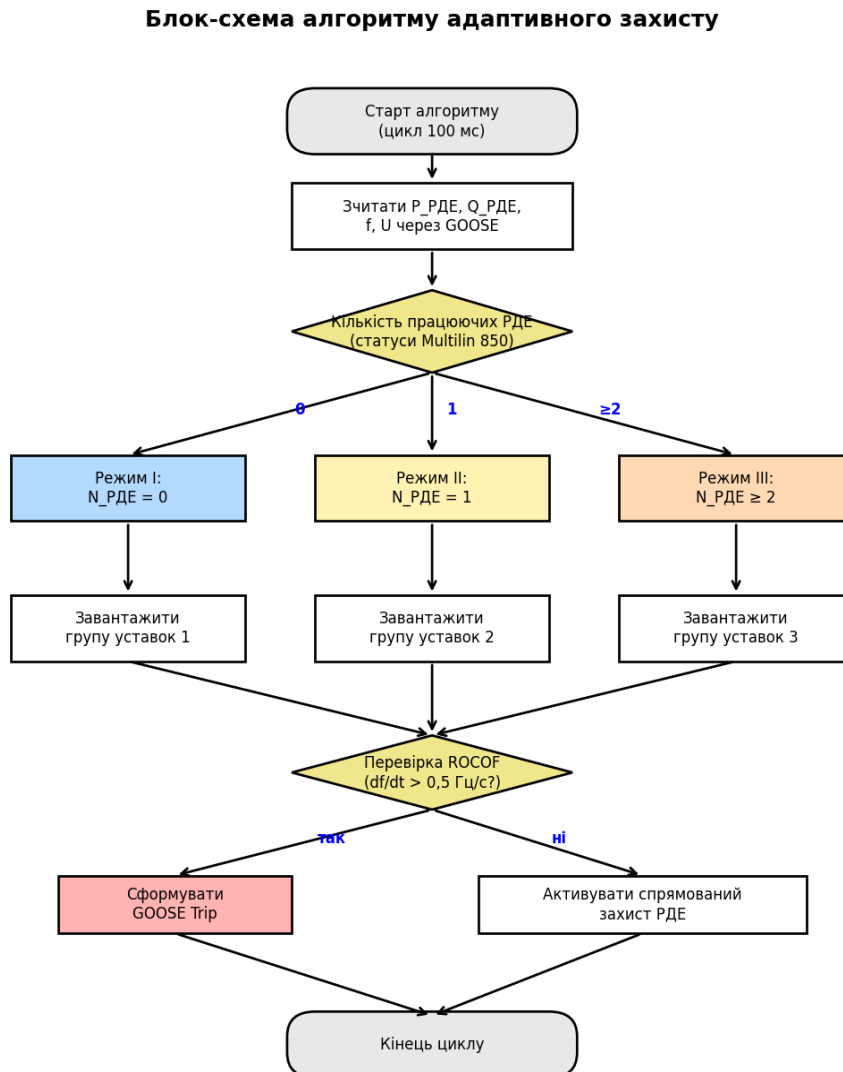


Рисунок Д.1 — Повна блок-схема алгоритму адаптивного перемикання груп уставок

Додаток Е

Параметри блоків моделі Stateflow

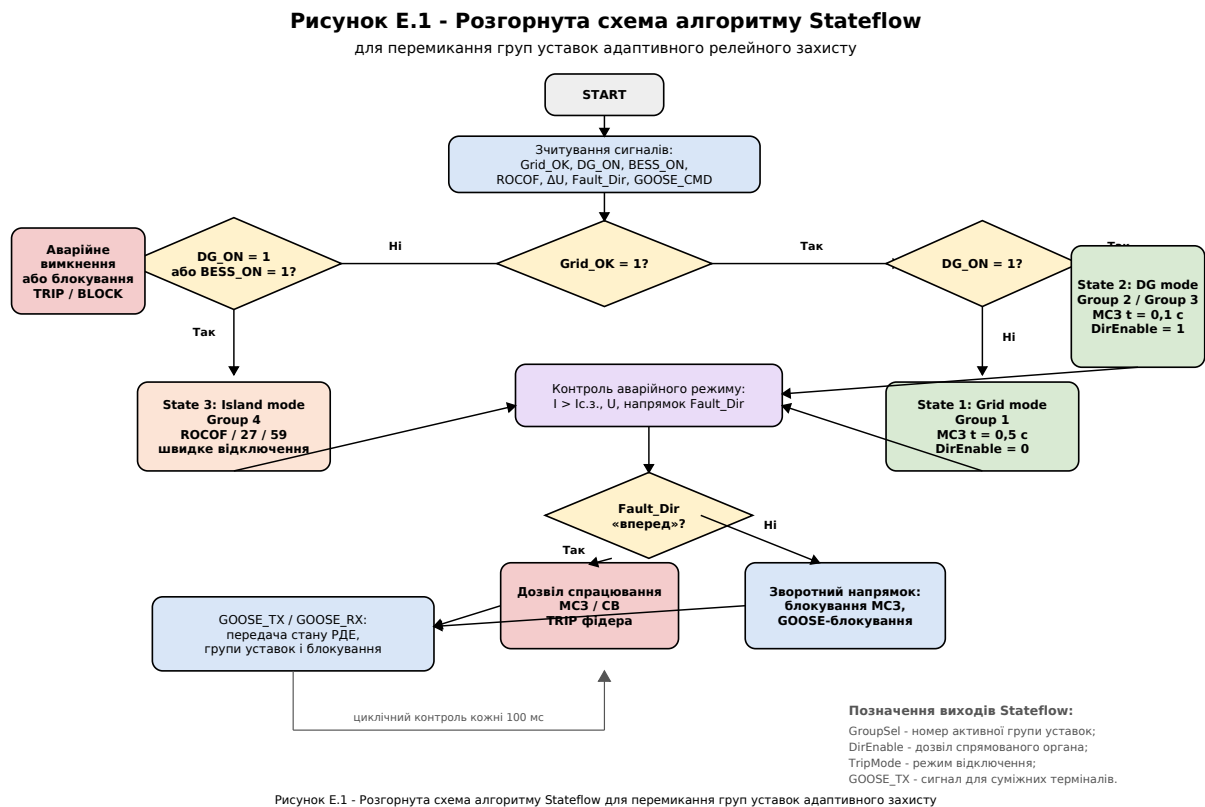


Рисунок Е.1 — Структурна схема імітаційної моделі Stateflow

Рисунок Е.1 відображає розгорнуту логіку алгоритму Stateflow, який використовується в імітаційній моделі MATLAB/Simulink для автоматичного перемикання груп уставок адаптивного релейного захисту. Алгоритм аналізує стан зовнішньої мережі, наявність підключених РДЕ, роботу BESS, напрямок аварійного струму та сигнали GOOSE.

Залежно від поточного режиму мережі Stateflow обирає відповідну групу уставок: Group 1 для звичайного мережевого режиму без РДЕ, Group 2/3 для режиму з РДЕ та активованим спрямованим захистом, Group 4 для острівного режиму з використанням ROCOF, контролю напруги та прискореного відключення.

Повний перелік параметрів усіх блоків моделі наведено в табл. 5.1 основного тексту роботи. Файл моделі (extension .slx, MATLAB R2024a) додається на електронному носії, що додається до роботи.

Додаток Ж

Графічні матеріали (4 листа формату A1)

Перелік графічних матеріалів роботи (4 листа формату A1):

- Лист 1. Однолінійна схема ПС 35/10 кВ "Зразкова" з позначеними точками КЗ та підключеннями РДЕ;
- Лист 2. Схема заміщення мережі для розрахунку струмів КЗ та зведена таблиця результатів розрахунку;
- Лист 3. Блок-схема алгоритму адаптивного захисту та карта селективності захистів;
- Лист 4. Осцилограми результатів моделювання та зведена порівняльна таблиця ефективності традиційного та адаптивного захистів.

Графічні матеріали виконані у форматі A1 (594 × 841 мм) з використанням ЄСКД-стандартів та подаються до захисту в окремих папках.