

ЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА КОМПЛЕКСИ

ENERGY SYSTEMS AND COMPLEXES

УДК 621.316.925

DOI 10.20535/1813-5420.1.2026.353548

О.С. Яндульський¹, д-р. техн. наук, проф., ORCID 0000-0002-0362-7947

Ю.В. Хлистов¹, аспірант, ORCID 0009-0006-2694-1783

¹Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ СТРУМОВОГО ЗАХИСТУ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ З РОЗОСЕРЕДЖЕНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ

Сучасний етап розвитку розподільних електричних мереж (РЕМ) спрямований на впровадження інтелектуальних технологій для реалізації режимів реального часу та безперешкодної інтеграції відновлюваних джерел енергії. Зростання частки розосередженої генерації (РГ) змінює умови функціонування релейного захисту. Оскільки мережі низької та середньої напруги безпосередньо визначають надійність енергопостачання споживачів України, виникає потреба у детальному моделюванні та обґрунтуванні нових підходів до захисту мереж із РГ.

У статті представлено результати комплексного дослідження впливу потужності джерел розподіленої генерації на основні параметри роботи електричної мережі: рівень струмів короткого замикання та ефективність максимального струмового захисту (МСЗ).

Стаття є продовженням попередніх досліджень, де було встановлено, що місце розташування РГ має значний вплив на мінімізацію частки струму від центральної енергосистеми та, як наслідок, на критичне зниження чутливості резервного захисту базового фідера.

У статті зосереджено увагу на кількісній оцінці впливу потужності РГ на функціонування захисту. Встановлено, що залежність струму к.з. від потужності РГ має гіперболічний характер, а найбільш значний вплив спостерігається у діапазоні потужностей до 20 МВт. Дослідження кількісно підтверджує, що, хоча РГ і призводить до зростання коефіцієнта чутливості к_ч основного МСЗ, вона критично знижує чутливість резервного захисту (зменшення к_ч до 0,89 при потужності РГ 20 МВт та довжині лінії 10 км). Аналіз результатів дослідження показує необхідність переходу до адаптивних схем релейного захисту в умовах активного впровадження РГ для надійності функціонування максимального струмового захисту розподільних мереж.

Ключові слова: *максимальний струмовий захист, чутливість релейного захисту, розподільні мережі, розосереджена генерація.*

Вступ

Інтеграція джерел розосередженої генерації (РГ) в існуючі електричні мережі середньої та низької напруги є однією з ключових тенденцій розвитку електроенергетики. Ця трансформація, що перетворює традиційно пасивні розподільні мережі на активно-адаптивні системи, створює низку нових викликів, особливо у сфері надійності та функціонування релейного захисту [1].

Одним із найбільш критичних наслідків є зміна рівнів та напрямків струмів короткого замикання (СКЗ), оскільки РГ стає додатковим джерелом струму в аварійних режимах. Ці зміни безпосередньо впливають на розрахункові уставки традиційного максимального струмового захисту (МСЗ) та на його ефективність і вимагають нових підходів до його реалізації [2].

У статті [3] було виконано аналіз впливу місця підключення РГ на функціонування струмового захисту лінії. Було встановлено, що максимальне зниження частки струму від центральної енергосистеми відбувається у випадках, коли точка підключення РГ розташована посередині основної лінії живлення. Це призводить до критичного зменшення чутливості резервного захисту, ставлячи під сумнів його надійність в аварійних режимах.

Однак, для повноцінного розуміння проблеми та обґрунтування необхідності переходу до більш досконалих систем захисту, необхідний комплексний кількісний аналіз впливу потужності РГ на зміну рівня СКЗ та надійність спрацювання захисту в зонах основного та дальнього резервування.

Для гарантування надійної роботи енергосистеми необхідно здійснювати безперервний моніторинг усіх елементів системи захисту та оперативно вносити зміни до їх налаштувань адаптивно до умов роботи [4, 5].

Мета та завдання дослідження

Метою даної роботи є проведення комплексного дослідження впливу потужності РГ на внесок у струм к.з. від центральної енергосистеми та коефіцієнт чутливості МСЗ для зон основного та дальнього резервування. Результати моделювання дозволяють сформулювати практичні рекомендації щодо впливу РГ на надійність захисту.

Матеріал та результати досліджень

Зміни в значеннях та напрямках струмів короткого замикання, які спричинені підключенням джерел РГ, необхідно враховувати при проектуванні та експлуатації систем релейного захисту. Традиційно в розподільних електричних мережах як основні та резервні широко використовуються двоступеневі струмові захисти. Для дослідження впливу точки підключення та потужності джерела РГ на величину струмів короткого замикання в різних точках мережі, застосований фрагмент електричної мережі показаний на рисунку 1.

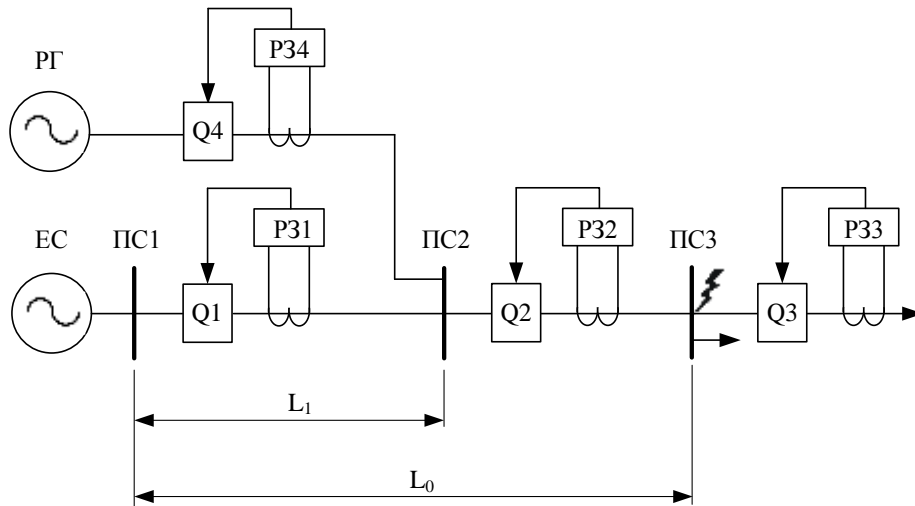


Рисунок 1 – Досліджуваний фрагмент РЕМ

Для аналізу впливу точки підключення РГ на величину струму короткого замикання вибрано приєднання (базова лінія) від живлячої підстанції ПС1 до кінцевої підстанції ПС3, де на відстані L_1 підключено джерело РГ, а на шинах підстанції ПС3 зімітовано трифазне коротке замикання.

Відносний параметр віддалення РГ від підстанції ПС1 буде визначатися виразом:

$$L = \frac{L_1}{L_0}, \tag{1}$$

Складемо еквівалентну однофазну схему заміщення фрагменту РЕМ для розрахунку струмів короткого замикання, яка зображена на рисунку 2.

На схемі (рисунок 2) позначено: U_{EC} та U_{PG} – електрорушійні сили джерел енергосистеми та розосередженої генерації відповідно, Z_{EC} та Z_{PG} – внутрішні опори енергосистеми та РГ відповідно, Z_L – повний опір живлячої лінії. Прийmemo $U_{PG} = U_{EC} = U_{EKB}$.

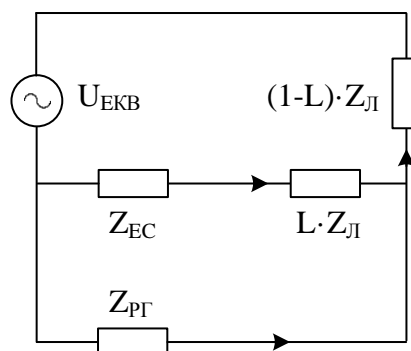


Рисунок 2 – Схема заміщення фрагменту РЕМ

Величина струму к.з. від підстанції ПС1 до підстанції ПС2 (внесок енергосистеми в струм к.з.) буде визначатися виразом:

$$I_{к1} = \frac{U_{ЕКВ} \cdot Z_{РГ}}{\sqrt{3} \cdot ((Z_{Л} \cdot Z_{РГ} + Z_{ЕС} \cdot Z_{РГ} + Z_{ЕС} \cdot Z_{Л}) + L \cdot Z_{Л} (Z_{Л} - Z_{ЕС}) - L^2 \cdot Z_{Л}^2)} \quad (2)$$

На струм $I_{к1}$ повинен реагувати другий ступінь двоступеневого струмового захисту (максимальний струмовий захист) підстанції ПС1, який резервує можливу відмову захисту підстанції ПС2 у випадку короткого замикання на шинах підстанції ПС3. Максимальний струмовий захист підстанції ПС1 не спрацьовує, якщо його уставка спрацювання перевищує величину частки струму від енергосистеми в струмі короткого замикання, тобто, коли коефіцієнт чутливості струмового захисту критично зменшується. Розосереджена генерація має максимальний вплив на струм трифазного короткого замикання у випадку, коли частка струму від енергосистеми є мінімальною [3].

Наведемо приклад розрахунку струму к.з. від енергосистеми для наступних початкових умов мережі: базова лінія 10 кВ, тип АС-95, довжина $L_0 = 10$ км ($Z_{Л} = 4,81$ Ом), $Z_{ЕС} = 0,211$ Ом, $Z_{РГ} = 3 / 1,5 / 0,84 / 0,75$ Ом ($P_{РГ} = 5 / 10 / 17,8 / 20$ МВт), потужність навантаження на шинах ПС3 $S_H = 5$ МВА.

Результати розрахунку струмів к.з. від енергосистеми в залежності від потужності та точки підключення РГ представлені в таблиці 1 та на рисунку 3.

Таблиця 1 – Розрахунок струмів короткого замикання

L, в.о.	P _{РГ} , МВт	I _{к1} , А	P _{РГ} , МВт	I _{к1} , А	P _{РГ} , МВт	I _{к1} , А	P _{РГ} , МВт	I _{к1} , А	P _{РГ} , МВт	I _{к1} , А
0	5	1078	10	1014	17,8	928	20	907	30	820
0,1		960		824		673		641		525
0,3		840		662		496		464		358
0,5		812		627		462		431		328
0,8		914		758		598		565		450
1		1151		1151		1151		1151		1151

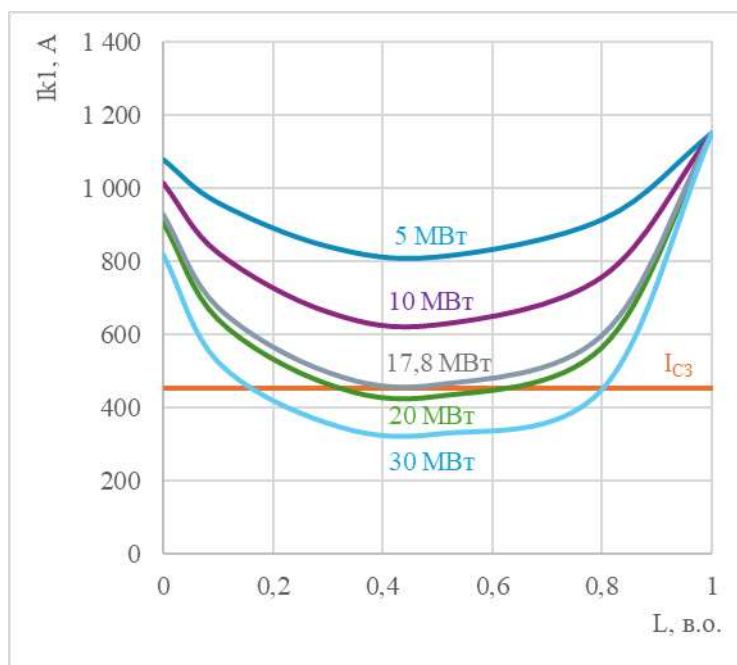


Рисунок 3 – Графік залежності струму к.з. від точки підключення та потужності РГ

Проведений аналіз графіка (рисунок 3) показує, що найбільше зниження чутливості резервного струмового захисту відбувається у випадках, коли точка підключення РГ розташована посередині основної лінії живлення навантаження, незалежно від загальної потужності джерела розосередженої генерації.

Для визначення зони спрацювання захисту розрахуємо струм спрацювання МСЗ. Цей струм визначається за відомою формулою [6] на основі максимального робочого струму лінії з урахуванням необхідних коефіцієнтів запасу для запобігання хибному спрацюванню в нормальних та аварійних режимах:

$$I_{CЗ} = \frac{k_H \cdot k_{CЗ}}{k_{П}} \cdot I_{роб.макс.} = \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,96} \cdot 310 = 462 \text{ A}, \quad (3)$$

де $k_H = 1,1$ - коефіцієнт надійності захисту; $k_{CЗ} = 1,3$ - коефіцієнт самозапуску навантаження; $k_{П} = 0,96$ - коефіцієнт повернення захисту; $I_{роб.макс.} = 310 \text{ A}$ - за максимальний робочий струм приймаємо максимально допустимий робочий струм базової лінії (АС-95).

На графіку (рисунок 3) цей струм спрацювання представлений у вигляді горизонтальної прямої $I_{CЗ}$, яка відповідає струму к.з. базової лінії, на який повинен реагувати резервний захист базової лінії при к.з. на шинах ПСЗ.

Із графіка (рисунок 3) випливає практичний висновок: наприклад, для потужності РГ в 20 МВт точка її підключення до базової лінії повинна лежати поза зоною $0,35 \div 0,65$ довжини базової лінії (10 км), тобто для заданого прикладу зона нечутливості резервного захисту складає $3,5 \div 6,5$ км. При підключенні РГ в цій зоні резервний захист не спрацює. Якщо потужність РГ не перевищує 17,8 МВт, то точка підключення РГ не впливає на функціонування релейного захисту базової лінії при заданих параметрах мережі. Точка підключення РГ потужністю до 17,8 МВт посередині базової лінії веде до зменшення внеску в струм к.з. від енергосистеми та, як наслідок, до зменшення коефіцієнта чутливості резервного захисту. Але це зменшення не є критичним: резервний захист лінії, якщо виникнуть необхідні умови, спрацює правильно та селективно. Для заданого прикладу потужність РГ в 17,8 МВт є граничною для ймовірного спрацювання або неспрацювання захисту.

Для дослідження впливу потужності РГ на струми к.з. було проведено імітаційне моделювання тестового фрагменту мережі. Параметри ліній були підібрані таким чином, щоб забезпечити максимально можливий вплив розподіленої генерації на струм короткого замикання. Моделювання передбачало послідовне збільшення потужності РГ від 1 до 60 МВт.

На рисунку 4 наведена модель в програмному середовищі MATLAB для дослідження залежності струмів к.з. від потужності РГ (сонячна електростанція - СЕС) та довжини базової лінії.

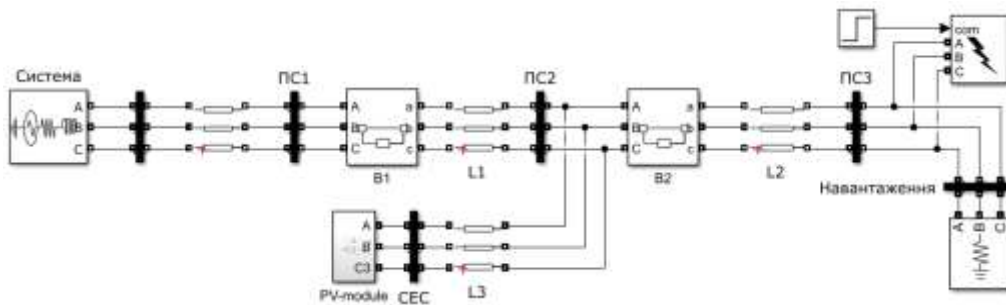


Рисунок 4 – Модель для дослідження залежності струмів к.з. від потужності РГ та довжини базової лінії

У таблиці 2 представлено отримані в результаті моделювання окремі найбільш характерні значення струмів к.з. для різних потужностей РГ та різних довжин довжин базової лінії. Струми визначались для найбільш небезпечного випадку підключення РГ до середини базової лінії, при якому мав місце мінімальний внесок струму від системи в загальний струм к.з.

Кількісні оцінки таблиці 2 демонструють складну взаємодію: при збільшенні потужності РГ загальний струм к.з. змінюється нелінійно, що є прямим наслідком зміни фазних кутів та опорів у ланцюзі з РГ. Це ускладнює прогнозування струму к.з. та вимагає точних розрахунків для кожного конкретного випадку.

Графіки (рисунок 5) описують характер зміни струмів к.з. в залежності від потужності РГ при постійних параметрах системи і довжині базової лінії 10 км. Ця залежність має гіперболічний характер, вплив потужності РГ на струм к.з. є нелінійним. Найбільший вплив на струм к.з. чинить зміна потужності РГ у діапазоні до 20 МВт.

Якщо локальна генерація значно менша за потужність центральної енергосистеми, то зміна потужності РГ виявляється більш вагомим для внеску енергосистеми в струм к.з., що підкреслює необхідність точного моделювання саме в діапазоні малої та середньої РГ (до 20 МВт).

Таблиця 2 - Струми короткого замикання в залежності від потужності РГ та довжини базової лінії

Р _{РГ} , МВт	L ₀ , км	I _{к1} , А	I _{к2} , А	I _{к3} , А	L ₀ , км	I _{к1} , А	I _{к2} , А	I _{к3} , А
0	5	2 109,06	0,00	2 109,06	10	1 081,96	0,00	1 081,96
1		2 038,60	195,90	2 181,30		1 011,67	184,63	1 155,54
2		1 971,16	378,84	2 254,61		947,70	345,91	1 226,86
3		1 906,74	549,69	2 327,56		889,71	487,11	1 293,53
4		1 845,31	709,31	2 399,19		837,22	611,16	1 354,69
5		1 786,77	858,51	2 468,84		789,68	720,58	1 410,27
10		1 533,79	1 473,91	2 777,86		609,60	1 112,52	1 617,91
20		1 179,29	2 266,49	3 209,55		412,40	1 505,26	1 832,72
30		950,55	2 740,33	3 477,13		309,78	1 696,05	1 937,45
40		793,51	3 050,13	3 653,76		247,59	1 807,39	1 998,31
50		679,90	3 266,78	3 777,53		206,03	1 880,02	2 037,84
60		594,22	3 426,11	3 868,53		176,35	1 931,03	2 065,50
0		20	547,92	0,00		547,92	30	366,83
1	480,14		170,81	620,33	301,95	159,76		436,94
2	424,47		302,00	683,33	253,78	268,55		491,30
3	378,83		404,30	735,26	217,65	345,48		531,43
4	341,17		485,47	777,65	189,96	402,02		561,42
5	309,79		551,02	812,39	168,21	445,00		584,37
10	210,13		747,54	917,93	106,11	561,41		646,60
20	126,48		899,88	999,70	60,58	641,05		688,74
30	90,19		962,58	1 033,02	42,32	671,70		704,77
40	70,03		996,55	1 050,94	32,50	687,86		713,17
50	57,22		1 017,82	1 062,11	26,38	697,84		718,33
60	48,37		1 032,38	1 069,73	22,20	704,61		721,82
0	40		275,71	0,00	275,71	50		220,85
1		213,70	150,12	343,17	161,57		141,52	285,57
2		171,89	241,50	389,88	125,11		219,15	325,80
3		142,86	301,07	421,31	101,40		266,43	350,87
4		121,85	342,38	443,31	85,00		297,78	367,56
5		106,05	372,48	459,37	73,06		319,94	379,34
10		63,91	448,97	499,99	42,68		373,86	407,81
20		35,42	497,67	525,51	23,21		406,64	424,87
30		24,47	515,75	534,88	15,93		418,55	431,00
40		18,69	525,16	539,73	12,12		424,70	434,15
50		15,12	530,93	542,69	9,78		428,45	436,07
60		12,69	534,82	544,69	8,20		430,98	437,36

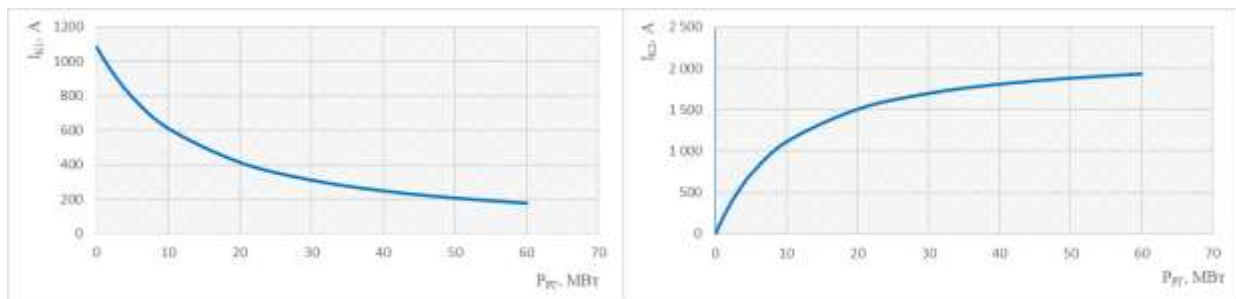


Рисунок 5 – Графіки залежностей струмів к.з. від потужності РГ

Мінімально допустиме значення коефіцієнта чутливості $k_{\text{ч}}$ (відношення мінімального струму к.з. до струму спрацювання захисту) нормує ПУЕ: $k_{\text{ч}} = 1,5$ для основного захисту та $1,2$ для резервного захисту лінії

У таблиці 3 наведено значення коефіцієнтів чутливості резервного струмового захисту базової лінії відповідно до значень струму к.з. ($I_{кз}$) вказаних у таблиці 2 та значення струму спрацювання захисту ($I_{сз} = 462$ А) відповідно вищенаведеного прикладу.

Таблиця 3 - Коефіцієнти чутливості для резервного захисту

Довжина лінії, км	Потужність РГ, МВт										
	0	1	2	3	4	5	10	20	30	40	50
5	4,57	4,41	4,27	4,13	4,00	3,87	3,32	2,55	2,06	1,72	1,47
10	2,34	2,19	2,05	1,93	1,81	1,71	1,32	0,89	0,67	0,54	0,45
20	1,19	1,04	0,92	0,82	0,74	0,67	0,46	0,27	0,20	0,15	0,12
30	0,79	0,65	0,55	0,47	0,41	0,36	0,23	0,13	0,09	0,07	0,06
40	0,60	0,46	0,37	0,31	0,26	0,23	0,14	0,08	0,05	0,04	0,03
50	0,48	0,35	0,27	0,22	0,18	0,16	0,09	0,05	0,03	0,03	0,02

Аналіз кількісних оцінок (таблиця 3) показав, що коефіцієнт чутливості резервного струмового захисту зменшується зі зростанням потужності РГ та збільшенням довжини базової лінії. Для лінії довжиною 5 км коефіцієнт чутливості зменшується від 4,57 до 1,47 при зростанні потужності РГ від 0 до 50 МВт, але перевищує мінімальну норму ПУЕ (1,2), що свідчить про надійне спрацювання резервного захисту лінії. Для лінії довжиною 10 км коефіцієнт чутливості знаходиться в межах норми (більше 1,2) лише при зростанні потужності до 10 МВт. Подальше зростання потужності РГ веде до зменшення коефіцієнта чутливості нижче норми, що свідчить про відмову в спрацюванні резервного захисту. Відмітимо, що коефіцієнт чутливості резервного захисту також знижується зі збільшенням довжини базової лінії. Кількісні оцінки для інших довжин лінії (20-50 км) підтверджують критично неприпустимий характер зниження чутливості при збільшенні потужності РГ.

Таким чином, аналіз чутливості резервного захисту (таблиця 3) виявив негативну тенденцію зменшення коефіцієнту чутливості (менше 1,2) при збільшенні потужності РГ, що є неприпустимим для надійного функціонування резервного захисту. Наприклад, зафіксовано критичне зниження коефіцієнта чутливості резервного захисту базової лінії (довжина 10 км) по відношенню до норми (1,2 – ПУЕ) до 0,74/0,56/0,45/0,38 відповідно до $P_{РГ} = 20/30/40/50$ МВт. Бачимо, що збільшення потужності РГ суттєво впливає на чутливість резервного захисту базової лінії. Відмітимо, що коефіцієнт чутливості знижується зі збільшенням потужності РГ відносно коефіцієнта чутливості захисту мережі без РГ (аналіз для довжини лінії 10 км): від 94% (для потужності РГ 1 МВт), 88% (3 МВт), 73% (5 МВт), 56% (10 МВт), 38% (20 МВт), 29% (30 МВт), 23% (40 МВт) до 19% (50 МВт). Збільшення потужності РГ, з однієї сторони, веде до зниження коефіцієнту чутливості резервного захисту (коефіцієнт чутливості стає меншим норми при потужності більше 20 МВт); з іншої сторони швидкість зниження коефіцієнта чутливості спадає зі збільшенням потужності РГ.

Зниження чутливості захисту свідчить про те, що максимальний струмовий захист не забезпечує функцію дальнього резервування, якщо його уставка спрацювання була розрахована без врахування внеску РГ в струм к.з.

На рисунку 6 наведений графік залежності коефіцієнта чутливості $k_{ч}$ резервного захисту базової лінії від потужності РГ для довжини базової лінії 10 км. Коефіцієнт чутливості знижується при збільшенні потужності РГ. Нормативному значенню $k_{ч} = 1,2$ відповідає потужність РГ в 14 МВт. Збільшення потужності РГ понад 14 МВт веде до критичного зниження $k_{ч}$ традиційної МСЗ.

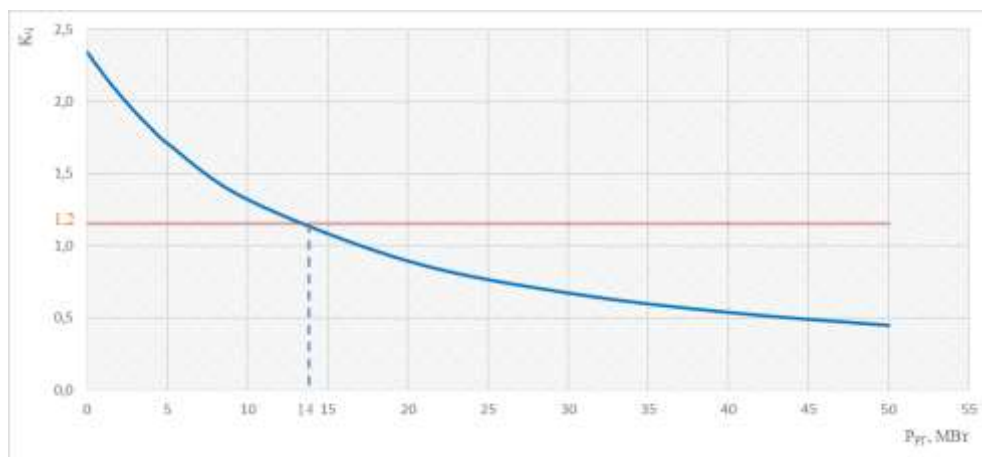


Рисунок 6 – Графік залежності коефіцієнта чутливості РЗ від потужності РГ

У таблиці 4 наведено значення коефіцієнтів чутливості основного струмового захисту ПС2 відповідно до значень струму к.з. ($I_{кз}$) вказаних у таблиці 2 та значення струму спрацювання захисту ($I_{сз} = 462$ А) відповідно вищенаведеного прикладу.

Таблиця 4 - Коефіцієнти чутливості для основного захисту

Довжина лінії, км	Потужність РГ, МВт										
	0	1	2	3	4	5	10	20	30	40	50
5	4,57	4,72	4,88	5,04	5,20	5,35	6,02	6,95	7,53	7,91	8,18
10	2,34	2,50	2,66	2,80	2,93	3,05	3,50	3,97	4,20	4,33	4,41
20	1,19	1,34	1,48	1,59	1,68	1,76	1,99	2,16	2,24	2,28	2,30
30	0,79	0,95	1,06	1,15	1,22	1,27	1,40	1,50	1,53	1,54	1,56
40	0,60	0,74	0,84	0,91	0,96	0,99	1,08	1,14	1,16	1,17	1,18
50	0,48	0,62	0,71	0,76	0,80	0,82	0,88	0,92	0,93	0,94	0,94

Оцінка чутливості МСЗ для основної захисної зони (таблиця 4) показала тенденцію до зростання коефіцієнта $k_{ч}$ зі збільшенням потужності РГ та зменшенням довжини базової лінії.

Отримані значення коефіцієнтів чутливості для довжин лінії до 10 км включно перевищують мінімально допустиму норму ПУЕ $k_{ч} = 1,5$, що свідчить про надійне спрацювання основного захисту. При довжині лінії 20/30 км основний захист буде надійно спрацювати при потужності РГ 3/20 МВт і більше, відповідно. Подальше збільшення довжини лінії до 40-50 км викликає зменшення коефіцієнта чутливості основного захисту нижче норми $k_{ч} = 1,5$, оскільки при більш дальньому розташуванні місця пошкодження до джерела живлення сумарний струм к.з. зменшується. І навпаки, зменшення довжини лінії викликає зростання коефіцієнта чутливості основного захисту, оскільки при ближчому розташуванні місця пошкодження до джерела живлення струм к.з. зростає.

Висновки

Розподілена генерація суттєво впливає на чутливість струмового захисту і, як наслідок, на надійність функціонування захисту і розподільної мережі.

Найбільше зниження чутливості резервного струмового захисту відбувається у випадках, коли точка підключення РГ розташована посередині основної лінії живлення навантаження, незалежно від загальної потужності джерела розосередженої генерації. Із результатів дослідження випливає практичний висновок: наприклад, для потужності РГ в 20 МВт точка її підключення до базової лінії повинна лежати поза зоною $0,35 \div 0,65$ довжини базової лінії, тобто для лінії 10 км зона нечутливості резервного захисту складає $3,5 \div 6,5$ км. При підключенні РГ в цій зоні резервний захист не спрацює.

Характер зміни струмів к.з. в залежності від потужності РГ при постійних параметрах мережі має гіперболічний характер, вплив потужності РГ на струм к.з. є нелінійним. Найбільший вплив на струм к.з. чинить зміна потужності РГ у діапазоні до 20 МВт.

Коефіцієнт чутливості резервного струмового захисту зменшується зі зростанням потужності РГ та збільшенням довжини базової лінії. Наприклад, зафіксовано критичне зниження коефіцієнта чутливості резервного захисту базової лінії (довжина 10 км) по відношенню до норми (1,2 – ПУЕ) до $0,74/0,56/0,45/0,38$ відповідно до $P_{РГ} = 20/30/40/50$ МВт. Зниження чутливості захисту свідчить про те, що максимальний струмовий захист не зможе забезпечити функцію дальнього резервування, якщо його уставки спрацювання були розраховані без врахування внеску РГ.

Оцінка чутливості основного струмового захисту показала тенденцію до зростання коефіцієнта $k_{ч}$ зі збільшенням потужності РГ та зменшенням довжини базової лінії.

Аналіз результатів дослідження вимагає нових підходів до реалізації традиційного максимального струмового захисту і показує необхідність переходу до адаптивних схем релейного захисту в умовах активного впровадження в мережі РГ для підвищення надійності функціонування максимального струмового захисту та розподільних мереж в цілому.

Список використаної літератури

1. Кирик В. В. Розподільні електричні мережі напругою 20 кВ та ефективність їх роботи / Б. В. Циганенко, О. С. Яндульський. – К.: НТУУ «КПІ», 2018. – 233 с.
2. Razavi S., Rahimi E., Javadi M. Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019. Vol. 105, no.7(37). P. 157-167. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.050>
3. Yandulskiy O., Khlystov Y. Impact of distributed generation on the functioning of line current protection. *Power Engineering, Economics, Technique, Ecology*. 2025. Vol. 81, no. 3, P. 53-57. URL: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2025.339754>

4. Baren M., El-Markabi I. Adaptive over current protection for distribution feeders with distributed generators. *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, 2004. Vol. 2. P. 715-719. URL: <https://doi.org/10.1109/PSCE.2004.1397672>

5. Manditereza P., Bansal R., Renewable distributed generation: The hidden challenges – A review from the protection perspective. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 58, no.6 (119). P. 1457-1465. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.276>

6. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. – 533 с

O. Yandulskiy¹, Dr. Sc. (Eng.), Prof, ORCID 0000-0002-0362-7947

Y. Khlystov¹, PhD student, ORCID 0009-0006-2694-1783

¹National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"

FEATURES OF OVERCURRENT PROTECTION PERFORMANCE IN ELECTRICAL DISTRIBUTION NETWORKS WITH DISTRIBUTED GENERATION

The current stage of distribution electrical network (DEN) development is focused on implementing smart technologies for real-time operation and the seamless integration of renewable energy sources. The growing share of distributed generation (DG) alters the operating conditions for relay protection. Since low- and medium-voltage networks directly determine the reliability of power supply to consumers in Ukraine, there is a need for detailed modeling and justification of new approaches to protecting networks with DG.

The article presents the results of a comprehensive study regarding the impact of distributed generation source capacity on the primary operational parameters of the electrical network: short-circuit current levels and the efficiency of overcurrent protection (OCP).

This paper continues previous research, which established that DG placement significantly influences the minimization of the current share from the central power system and, consequently, leads to a critical decrease in the sensitivity of the backup protection of the main feeder.

The article focuses on the quantitative assessment of DG capacity's impact on protection performance. It was established that the dependence of the short-circuit current on DG capacity is hyperbolic, with the most significant impact observed in the capacity range up to 20 MW. The study quantitatively confirms that while DG leads to an increase in the sensitivity coefficient (k_s) of the primary OCP, it critically reduces the sensitivity of the backup protection (decreasing k_s to 0.89 at a DG capacity of 20 MW and a line length of 10 km). Analysis of the research results demonstrates the necessity of transitioning to adaptive relay protection schemes amid the active implementation of DG to ensure the reliable operation of overcurrent protection in distribution networks.

Keywords: overcurrent protection, relay protection sensitivity, distribution networks, distributed generation.

References

1. Kyryk V., Tsyganenko B., Yandulskiy O. Distribution electrical networks with a voltage of 20 kV and the efficiency of their operation. – K.: NTUU "KPI", 2018. – 233 p.

2. Razavi S., Rahimi E., Javadi M. Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019. Vol. 105, no.7(37). P. 157-167. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.050>

3. Yandulskiy O., Khlystov Y. Impact of distributed generation on the functioning of line current protection. *Power Engineering, Economics, Technique, Ecology*. 2025. Vol. 81, no. 3, P. 53-57. URL: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2025.339754>

4. Baren M., El-Markabi I. Adaptive over current protection for distribution feeders with distributed generators. *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, 2004. Vol. 2. P. 715-719. URL: <https://doi.org/10.1109/PSCE.2004.1397672>

5. Manditereza P., Bansal R., Renewable distributed generation: The hidden challenges – A review from the protection perspective. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 58, no.6 (119). P. 1457-1465. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.276>.

6. Kidyba V., Relay Protection of Electric Power Systems: Textbook. – Lviv: Polytechnic National University Publishing House, 2013. – 533 p.

Надійшла: 03.03.2026
Received: 03.03.2026

Прийнята: 20.03.2026
Accepted: 20.03.2026