

В.В. Кирик, О.С. Богомолова

ОБҐРУНТУВАННЯ ОПТИМАЛЬНОГО МІСЦЯ ПІДКЛЮЧЕННЯ ДЖЕРЕЛА РОЗОСЕРЕДЖЕНОГО ГЕНЕРУВАННЯ ТА ЗНАЧЕННЯ ЙОГО ПОТУЖНОСТІ

Розглянуто підхід до визначення потужності джерела розосередженого генерування (ДРГ) та оптимального місця його підключення для забезпечення мінімального значення втрат активної потужності в замкненій електричній мережі напругою 110 кВ. Виконано аналіз впливу потужності сонячної електростанції на режимні параметри мережі. Запропоновано критерій визначення значення потужності ДРГ в вузлах можливого підключення. Розроблено рекомендації до визначення оптимального вузла підключення джерела розосередженого генерування відповідної потужності. Бібл. 8, табл. 3, рис. 5.

Ключові слова: джерела розподіленої генерації, поточкорозподіл, коефіцієнт завантаження трансформатора, втрати потужності, напруга, сонячна електростанція.

Рассмотрен подход к определению мощности источника рассредоточенной генерации (ИРГ) и оптимального его подключения для обеспечения минимального значения потерь активной мощности в замкнутой электрической сети напряжением 110 кВ. Выполнен анализ влияния мощности солнечной электростанции на режимные параметры сети. Предложен критерий определения значения мощности ИРГ в узлах возможного подключения. Разработаны рекомендации к определению оптимального узла подключения источника рассредоточенного генерации соответствующей мощности. Библ. 8, табл. 3, рис. 5.

Ключевые слова: источники распределенной генерации, потокораспределение, коэффициент загрузки трансформатора, потери мощности, напряжение, солнечная электростанция.

Вступ. В об'єднаній енергосистемі України, яка є системоутворюючою галуззю, відбуваються досить суттєві зміни. Централізований спосіб функціонування електроенергетичної системи вичерпав свої резерви. Затратно-екстенсивний принцип сировинної (передусім вуглецеві та уранові) енергетики привів галузь до невідворотно зростаючих витрат на підтримання параметрів електрообладнання і мереж в межах їх експлуатаційної надійності.

Позитивні зміни в розвитку традиційної енергетики безперечно на мінімальній межі і подальше функціонування може проходити в напрямку: остаточного розвалення та досягнення точки невідновлення і руйнування енергосистеми; або у напрямку якісного переформатування структури та філософії функціонування електроенергетики, орієнтація на безресурсну генерацію відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) на принципах віртуалізації, з впровадженням самокерованих на локальних рівнях «розумних мереж», з розбудовою розподільних мереж на основі впровадження нових рівнів напруг для зменшення втрат потужності, удосконаленням та розвитком топології мереж.

Світовий досвід показує, що зі збільшенням частки розподіленої генерації, в тому числі і на основі відновлюваних джерел енергії, виникає необхідність вирішення ряду проблем: стохастичного характеру виробництва електроенергії, забезпечення надійної роботи об'єктів розподіленої генерації (РГ) у складі електроенергетичної системи зі зміною підходів до режимно-технологічного проектування, планування і управління нею, регулювання частоти та напруги об'єктами РГ, забезпечення надійності і якості електропостачання споживачів, забезпечення стійкої роботи джерел розосередженого генерування (ДРГ). В Україні ці проблеми пов'язані, з одного боку, зі станом, експлуатацією та особливостями побудови електричних мереж, з іншого – особливостями функціонування самого ДРГ в нормальних і аварійних умовах.

Введення ДРГ має суттєвий вплив на роботу ОЕС і вимагає скоординованої роботи системних операторів магістральних, районних та розподільних мереж при плануванні та моніторингу режимів роботи в реальному часі [1].

Ще однією проблемою, яка виникає на етапі проектування, являється вибір оптимального місця підключення ДРГ до електричної мережі, оскільки даний фактор значно впливає на втрати потужності в мережі в цілому. Бажання споживача щодо введення потужності ДРГ не завжди співпадають з технічними можливостями мережі. Різниця між втратами потужності, у випадку, коли ДРГ підключено в найбільш оптимальному, і найменш оптимальному вузлах, може перевищувати 10 % [2].

В останні десятиліття багато авторів запропонували нові методи оптимізації пошуку місця та потужності джерела РГ. Дослідники [5] розглядали проблему пошуку місця встановлення ДРГ використовуючи генетичний алгоритм для мінімізації потоку активної потужності по ділянках мережі. В роботі [6] поєднано два методи пошуку розміщення джерел з суміщенням генетичного алгоритму та імітаційного мета-евристичного методу відбору. Автори [7] застосували алгоритм табу пошуку (локального пошуку) для одночасного пошуку місця встановлення джерела РГ зі встановленням в мережі джерела реактивної потужності. В роботі [8] запропонували метод оптимізації на основі колонії мурах як засіб вирішення пошуку місць та потужності ДРГ. Для даного методу цільова функція мінімізувалась виходячи із загальної вартості мережі.

Однак визначення оптимального місця встановлення та потужності джерел ДРГ є не до кінця дослідженим питанням, адже замість очікуваного покращення параметрів електричної мережі у багатьох випадках спостерігається їх погіршення. У зв'язку з цим, в роботі розглянуто дві важливі задачі при введенні

© В.В. Кирик, О.С. Богомолова

ДРГ, а саме – пошук оптимальної потужності та місця встановлення джерела.

Мета роботи полягає в обґрунтуванні вибору оптимального місця підключення джерела розосередженого генерування та значення його потужності для забезпечення мінімальної величини втрат активної потужності в мережі.

У розподільчих мережах зниження напруги відбувається вздовж напрямку електропостачання споживачів, від головної ділянки лінії електропередачі (ЛЕП) до її кінця. Після встановлення ДРГ в такій електричній мережі відбувається зниження навантаження живильного фідера, а напруга вздовж ЛЕП може збільшуватися. Важливими при цьому є коефіцієнт потужності ДРГ. Величина зміни напруги залежить від місць встановлення ДРГ, їхньої потужності та $\cos\varphi$ (генерація або споживання) [3].

Слід також зазначити, що активне та реактивне навантаження вузлів змінюється з часом, що в свою чергу викликає певні коливання рівня напруги в мережі. У напрямку від головної ділянки до кінця ЛЕП коливання напруги, як правило, збільшується. Якщо навантаження сконцентровано в основному біля кінця ЛЕП або віддалено від балансуєчого пункту, то рівень напруги буде коливатися більш інтенсивно [4].

Введення ДРГ в електричну мережу призводить до зміни її режимних параметрів: відбувається перерозподіл потужностей по ЛЕП і відповідно зміна профілю напруги в мережі. Важливими при цьому є місце, тобто вузол підключення ДРГ, та її потужність.

Встановлення ДРГ в замкненій районній електричній мережі (РЕМ) зі випадковою зміною потужності генерування може змінювати напрямки потоків потужності. При попередньому визначенні вузла підключення ДРГ та її потужності необхідно враховувати три можливі ситуації щодо вузлового навантаження і потужності ДРГ в районній електричній мережі:

1. Власне навантаження кожного вузла в мережі більше або дорівнює вихідній потужності ДРГ, підключених до цього вузла.

2. В РЕМ існує щонайменше один вузол, де вихідна потужність ДРГ більша, ніж власне навантаження цього вузла, але сумарна потужність ДРГ даної РЕМ у цілому менша, ніж її сумарне навантаження.

3. В мережі існує щонайменше один вузол, де вихідна потужність ДРГ більша, ніж власне навантаження цього вузла і сумарна потужність ДРГ даної мережі в цілому більша, ніж її сумарне навантаження.

У першому випадку встановлені ДРГ в мережі будуть впливати на зменшення втрат потужності в мережі. У другому випадку ДРГ можуть перманентно збільшувати втрати потужності у деяких ЛЕП мережі, але, в цілому, сумарні втрати потужності в РЕМ знижуються. У третьому випадку сумарні втрати потужності всієї мережі будуть більше, ніж до встановлення ДРГ.

Таким чином, встановлення ДРГ може як збільшувати, так і зменшувати втрати потужності в РЕМ, що в основному залежить від вузлів підключення в мережі, потужності ДРГ в мережі, їхнього коефіцієнта потужності, а також від топології мережі.

Для обґрунтування доцільності оптимального введення потужності ДРГ у вузли замкненої електричної мережі розроблено стартап-проект, основною ідеєю якого є розбудова існуючої електричної мережі шляхом підключення до неї нової підстанції з метою надання послуги з надійного постачання електричної енергії споживачам та порівняння можливих схем підключення підстанції до мережі з конкурентними варіантами, що мають схожі техніко-економічні показники. Таким чином, проведені розрахунки режимних параметрів п'яти тестових 8-ми вузлових замкнутих мереж напругою 110 кВ різної конфігурації та виконано аналіз впливу джерел розподіленого генерування на режим роботи мережі. При цьому розглянуто варіанти підключення ДРГ з можливою потужністю генерації в діапазоні від 13 до 31 МВт з кроком 2 МВт для кожного з вузлів схеми. У якості умовного джерела розподіленого генерування обрано сонячну фотоелектричну станцію (СЕС) при умові прийнятних погодних та територіальних факторів її функціонування в мережі, тобто розглянуто вплив генерації на системні режимні параметри, такі як напруга у вузлах та втрати потужності в лініях, без врахування стохастичного характеру потужності.

Аналіз режимних параметрів виконувався в межах 80 усталених режимів роботи, розрахованих в програмному середовищі DigSilent Power Factory, для кожної з п'яти електричних мереж.

На рис. 1 представлена одна із п'яти схем електричної мережі, для яких виконувався аналіз режимних параметрів при введенні розподіленої генерації в вузли мережі.

В табл. 1 представлені значення номінальних напруг та потужностей трансформаторів, установлених в вузлах мережі, представленої схеми.

Таблиця 1

Параметри трансформаторів у вузлах мережі

№ вузла	1	2	3	4
U_{tr} , кВ	110/35/10	110/35/10	110/35/10	110/35/10
S_{tr} , МВА	25	10	10	16
№ вузла	5	6	7	8
U_{tr} , кВ	110/10	110/35/10	110/35/10	110/35/10
S_{tr} , МВА	10	16	10	16

В табл. 2 для вибіркової потужностей (13, 23 та 31 МВт) сонячної електростанції в вузлах мережі представлені розрахункові рівні напруг при значенні напруги на рівні 115 кВ в балансуєчому пункті «0» (БП).

З табл. 2 видно, що зміна потужності генерації в прийнятих межах не викликає понаднормативних відхилень напруги в вузлах в нормальному режимі, а втрати в мережі внаслідок зміни потоків потужності мають характерні зміни.

На основі даних моделювання режимів отримані наступні графічні залежності активних (рис. 2) та реактивних (рис. 3) втрат потужності від завантаження трансформаторів у вузлах мережі, а також залежність втрат активної потужності від потужності генерації (рис. 4).

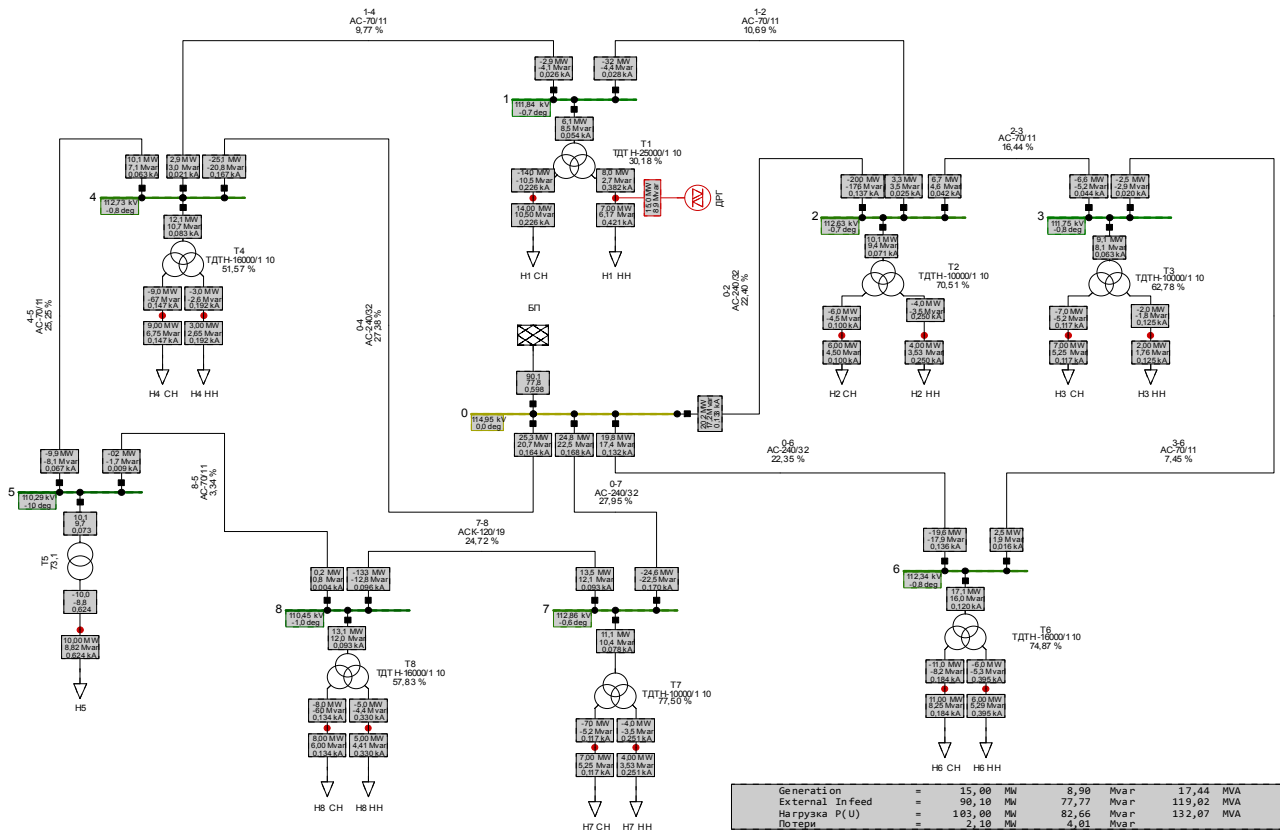


Рис. 1. Розрахункова модель схеми електричної мережі з ДРГ у першому вузлі в програмному середовищі DigSilent Power Factory

Таблиця 2

Значення напруги у вузлах схеми 110 кВ

$P_{\text{СЕС}}$	Пункт, у якому підключено СЕС	U_1 , кВ	U_2 , кВ	U_3 , кВ	U_4 , кВ	U_5 , кВ	U_6 , кВ	U_7 , кВ	U_8 , кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0 МВт	—	109.6	111.91	111.24	112.2	109.95	112.17	112.8	110.27
13 МВт	1	111.56	112.54	111.68	112.67	110.25	112.32	112.85	110.43
	2	110.2	112.84	111.9	112.32	110.03	112.39	112.81	110.31
	3	110.01	112.55	112.84	112.28	110.00	112.75	112.81	110.29
	4	110.04	112.03	111.32	113	110.47	112.19	112.89	110.54
	5	109.88	111.98	111.29	112.72	112.21	112.18	113.22	111.54
	6	109.75	112.14	111.86	112.22	109.97	113.41	112.9	110.28
	7	109.64	111.92	111.24	112.28	110.37	112.17	113.64	110.93
	8	109.75	111.95	111.26	112.48	111.24	112.18	113.48	112.32
23 МВт	1	112.9	112.95	112	112.98	110.45	112.41	112.88	110.53
	2	110.54	113.4	112.3	112.4	110.07	112.5	112.82	110.32
	3	110.24	112.92	113.84	112.32	110.03	113.07	112.81	110.3
	4	110.32	112.1	111.37	113.54	110.8	112.2	112.94	110.71
	5	110.06	112.03	111.32	113.05	113.74	112.2	113.48	112.36
	6	109.8	112.28	112.26	112.23	109.97	114.21	112.8	110.28
	7	109.67	111.92	111.24	112.32	110.61	112.17	114.12	111.32
	8	109.84	111.97	111.27	112.65	112.08	112.18	113.9	113.68
31 МВт	1	113.9	113.27	112.19	113.2	110.59	112.48	112.9	110.6
	2	110.77	113.77	112.54	112.42	110.09	112.57	112.82	110.33
	3	110.39	113.16	114.52	112.34	110.04	113.28	112.81	110.31
	4	110.51	112.15	111.4	113.9	111.03	112.21	112.97	110.83
	5	110.18	112.08	111.34	113.29	114.85	112.19	113.67	112.98
	6	109.89	112.37	112.53	112.34	109.98	114.76	112.8	110.28
	7	109.68	111.92	111.24	112.35	110.76	112.17	114.44	111.58
	8	109.9	111.98	111.28	112.77	112.66	112.18	114.2	114.6

На рис. 2, 3 в першому вузлі спостерігається нехарактерний для інших вузлів різкий спад кривої втрат потужності. Такий характер кривої викликаний тим, що при найбільшій потужності трансформатора в даному пункті мережі (по лініях живлення вузла перетікають значні потоки потужності) при збільшенні потужності СЕС відбувається суттєве розвантаження

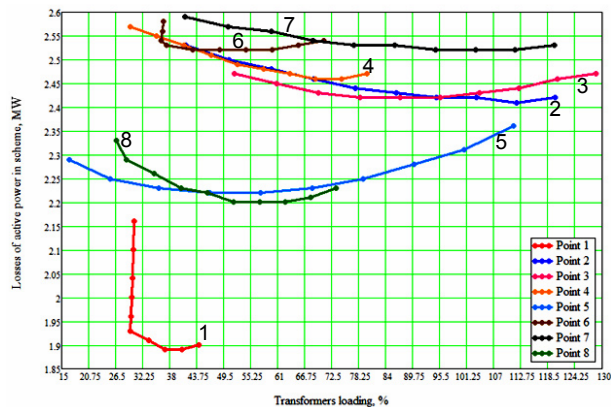


Рис. 2. Залежність втрат активної потужності від навантаження трансформатора

трансформатора та зменшення потоків потужності по лініях і, як наслідок, зниження втрат потужності в них та підвищення рівня напруги у вузлі.

В табл. 3. представлено значення втрат активної та реактивної потужності в мережі при завантаженні трансформаторів у вузлах для вибіркового значення потужності СЕС.

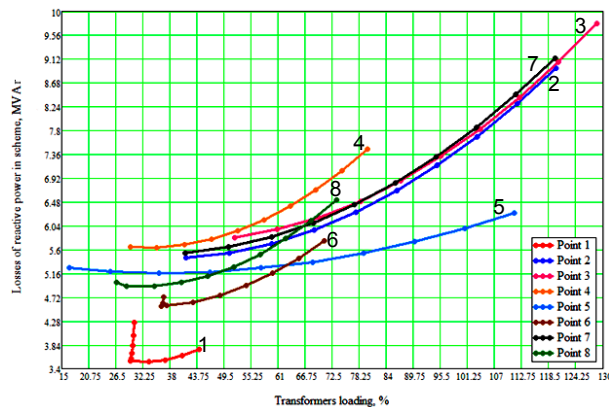


Рис. 3. Залежність втрат реактивної потужності від завантаження трансформатора

Таблиця 3

Втрати потужності в мережі та завантаження трансформаторів

$P_{СЕС}$	Пункт, у якому підключено СЕС	Втрати потужності в схемі		Завантаження трансформаторів, %							
		ΔP_{Σ} , МВт	ΔQ_{Σ} , МВАр	1	2	3	4	5	6	7	8
0 МВт	—	2.81	7.23	59.78	71.01	63.09	51.83	73.3	75	77.55	57.93
13 МВт	1	2.16	4.26	30.35	70.58	62.82	51.6	73.1	74.89	77.51	57.85
	2	2.53	5.45	59.43	41.42	62.69	51.77	73.3	74.84	77.54	57.91
	3	2.47	5.82	59.54	70.57	51.75	51.79	73.3	74.58	77.54	57.92
	4	2.57	5.65	59.53	70.93	63.04	29.65	73	74.96	77.48	57.78
	5	2.29	5.27	59.62	70.96	63.06	51.58	16.6	74.99	77.23	57.23
	6	2.58	4.72	59.69	70.85	62.71	51.82	73.3	36.68	77.54	57.93
	7	2.59	5.54	59.75	71.01	63.09	51.79	73.0	75	41.31	57.57
	8	2.33	4.99	59.69	70.99	63.07	51.69	72.4	75	77.03	26.6
23 МВт	1	1.93	3.54	29.63	70.29	62.64	51.46	73	74.82	77.5	57.79
	2	2.43	6.68	59.23	86.15	62.46	51.74	73.3	74.75	77.53	57.9
	3	2.42	7.32	59.41	70.31	95.57	51.77	73.3	74.34	77.54	57.92
	4	2.48	6.15	59.36	70.88	63	58	72.7	74.97	77.44	57.89
	5	2.23	5.37	59.5	70.93	63.04	51.42	68.3	74.98	77	56.78
	6	2.52	4.75	59.64	70.75	62.48	51.81	73.3	48.64	77.54	57.93
	7	2.53	6.83	59.74	71	63.1	51.77	72.9	75	85.95	57.35
	8	2.2	5.28	59.64	70.1	63.07	51.61	71.9	74.99	76.72	51.61
31 МВт	1	1.9	3.76	44.19	70.08	62.52	51.35	72.9	74.77	77.47	57.75
	2	2.42	8.95	59.1	120.06	62.31	51.72	73.2	74.71	77.53	57.9
	3	2.48	9.77	59.32	70.15	128.7	51.76	73.3	74.19	77.54	57.91
	4	2.47	7.45	59.25	70.84	62.99	79.96	72.6	74.97	77.42	57.62
	5	2.36	6.28	59.44	70.91	63.03	51.31	111.1	74.98	76.89	56.46
	6	2.54	5.76	59.61	70.69	82.32	51.81	73.3	70.79	77.55	57.93
	7	2.53	9.13	59.74	71	68.08	51.76	72.8	75	119.81	27.21
	8	2.23	6.52	59.61	70.96	63.06	51.56	71.5	74.99	76.5	73.38

За наявності в мережі СЕС, втрати активної потужності знижуються зі збільшенням потужності генерації, за виключенням найбільш віддалених вузлів від балансувального пункту БП «0», в яких зменшення втрат має місце приблизно до 60 % завантаження трансформаторів. При значних перевантаженнях трансформаторів (до 130 %) має місце збільшення втрат реактивної потужності в порівнянні з втратами в мережі без потужності СЕС.

Залежність активних втрат потужності в мережі від завантаження трансформаторів має нелінійний характер. Для кожного вузла при одному значенні завантаження трансформатора активні втрати відрізняються. При нижчому коефіцієнті завантаження мають місце менші втрати реактивної потужності. При підвищенні завантаження трансформаторів швидкість збільшення реактивних втрат вища, ніж активних.

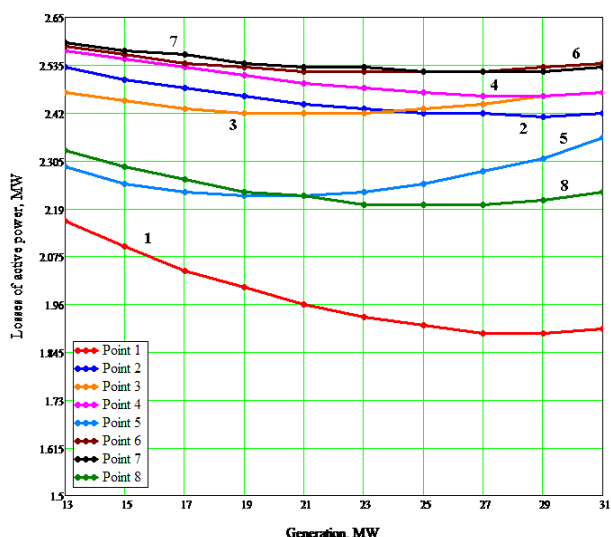


Рис. 4. Залежність втрат активної потужності від потужності генерації

Незалежно від місця підключення і потужності генерації СЕС втрати активної потужності в мережі однозначно знижуються в порівнянні з втратами в мережі без введення СЕС. В представленій на рис. 1 мережі маємо два вузли 1 та 5, в яких спостерігається потокорозподіл потужності, тобто потоки потужності по лініях, які живлять вузли, направлені до них від балансуєчого пункту.

В вузлі 1 навантаження найбільше в порівнянні з іншими вузлами і складає 21 % від навантаження мережі (рис. 5). При цьому оптимальна потужність генерації СЕС, яка може бути введена у вузол, повинна становити приблизно 29 МВт при втратах потужності на рівні $\Delta S = 1.89 - j3.64$ МВА, значення яких є найменшим в порівнянні з втратами при підключенні СЕС в інші вузли. В розрахунковому режимі без введення генерації в мережі втрати потужності знаходяться на рівні $\Delta S = 2.81 - j7.23$ МВА.

У вузлі 5 навантаження складає 10.2 % від сумарного навантаження в мережі. Оптимальна потужність генерації СЕС, яка може бути введена у вузол 5, повинна становити приблизно 19 МВт, при цьому втрати потужності будуть знаходитися на рівні $\Delta S = 2.22 - j5.18$ МВА.

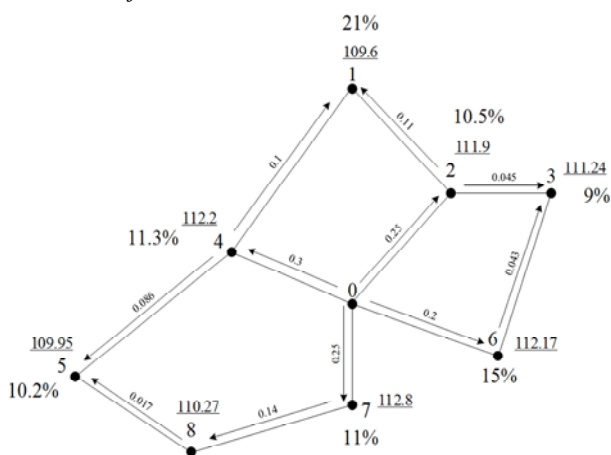


Рис. 5. Схема електричної мережі 110 кВ з коефіцієнтами потокорозподілу потужності

Таким чином, для досліджуваних восьмивузлових замкнених мереж напругою 110 кВ виявлена закономірність, яка підтверджує, що оптимальним вузлом для підключення ДРГ є вузол, в якому має місце потокорозподіл потужності. При наявності декількох таких вузлів у мережі оптимальним з них для підключення є вузол з максимальним навантаженням. Оптимальна потужність СЕС у вузлі не повинна перевищувати 110 % потужності встановленого трансформатора.

Висновки.

Оптимальним місцем підключення джерела розосередженого генерування в замкненій електричній мережі напругою 110 кВ, для забезпечення мінімального значення втрат активної потужності, можна вважати вузол потокорозподілу потужності з найбільшою часткою його струму від балансуєчого пункту.

За оптимальне значення потужності ДРГ у визначеному вузлі можна прийняти потужність, що перевищує не більше ніж на 10 % сумарну потужність встановлених в ньому трансформаторів.

Запропонований підхід дасть змогу виконати попередню оцінку місця встановлення ДРГ та значення її потужності не витрачаючи для цього занадто часу для виконання великих об'ємів багатоваріантних розрахунків режимів роботи мережі.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

- Pepermans G., Driesen J., Haeseldonckx D., Belmans R., D'haeseleer W. Distributed generation: definition, benefits and issues // *Energy Policy*. – 2005. – vol.33. – no.6. – pp. 787-798. doi: 10.1016/j.enpol.2003.10.004.
- Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М. Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах // *Технічна електродинаміка*. – 2011. – №1. – С. 46-53.
- Haesen E., Espinoza M., Pluymers B., Goethals I., Thong V.V., Driesen J., Belmans R., De Moor B. Optimal placement and sizing of distributed generator units using genetic optimization algorithms // *Electrical Power Quality and Utilisation*. – 2005. – vol.11. – iss.1. – pp. 97-104.
- Gandomkar M., Vakilian M., Ehsan M. A combination of genetic algorithm and simulated annealing for optimal DG allocation in distribution networks // *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*. – 2005. – pp. 645-648. doi: 10.1109/ccece.2005.1557013.
- Golshan M.E.H., Ali Arefifar S. Optimal allocation of distributed generation and reactive sources considering tap positions of voltage regulators as control variables // *European Transactions on Electrical Power*. – 2007. – vol.17. – no.3. – pp. 219-239. doi: 10.1002/etep.130.
- Falaghi H., Haghifam M.-R. ACO Based Algorithm for Distributed Generation Sources Allocation and Sizing in Distribution Systems // *2007 IEEE Lausanne Power Tech*. – Jul. 2007. doi: 10.1109/pct.2007.4538377.
- Кириленко О.В., Трач І.В. Технічні особливості функціонування енергосистем при інтеграції джерел розподіленої генерації // *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. – 2009. – №24. – С. 3-7.
- Keane A., O'Malley M. Optimal Allocation of Embedded Generation on Distribution Networks // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2005. – vol.20. – no.3. – pp. 1640-1646. doi: 10.1109/tpwrs.2005.852115.

REFERENCES

- Pepermans G., Driesen J., Haeseldonckx D., Belmans R., D'haeseleer W. Distributed generation: definition, benefits and

- issues. *Energy Policy*, 2005, vol.33, no.6, pp. 787-798. doi: [10.1016/j.enpol.2003.10.004](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2003.10.004).
2. Kyrylenko O.V., Pavlovskiy V.V., Lukianenko L.M. Technical aspects of adoption of distributed generation sources in electric mains. *Technical Electrodynamics*, 2011, no.1, pp. 46-53. (Ukr).
 3. Haesen E., Espinoza M., Pluymers B., Goethals I., Thong V.V., Driesen J., Belmans R., De Moor B. Optimal placement and sizing of distributed generator units using genetic optimization algorithms. *Electrical Power Quality and Utilisation*, 2005, vol.11, iss.1, pp. 97-104.
 4. Gandomkar M., Vakilian M., Ehsan M. A combination of genetic algorithm and simulated annealing for optimal DG allocation in distribution networks. *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, 2005, pp. 645-648. doi: [10.1109/ccece.2005.1557013](https://doi.org/10.1109/ccece.2005.1557013).
 5. Golshan M.E.H., Ali Arefifar S. Optimal allocation of distributed generation and reactive sources considering tap positions of voltage regulators as control variables. *European Transactions on Electrical Power*, 2007, vol.17, no.3, pp. 219-239. doi: [10.1002/etep.130](https://doi.org/10.1002/etep.130).
 6. Falaghi H., Haghifam M.-R. ACO Based Algorithm for Distributed Generation Sources Allocation and Sizing in Distribution Systems. *2007 IEEE Lausanne Power Tech.*, Jul. 2007. doi: [10.1109/pct.2007.4538377](https://doi.org/10.1109/pct.2007.4538377).
 7. Kyrylenko O.V., Trach I.V. The technical features of the power systems functioning with integrating sources of distributed generation. *Works of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*, 2009, no.24, pp. 3-7. (Ukr).
 8. Keane A., O'Malley M. Optimal Allocation of Embedded Generation on Distribution Networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2005, vol.20, no.3, pp. 1640-1646. doi: [10.1109/tpwrs.2005.852115](https://doi.org/10.1109/tpwrs.2005.852115).

Надійшла (received) 14.02.2019

Кирик Валерій Валентинович¹, д.т.н., проф.,
 Богомолова Оксана Сергіївна¹, асистент,
¹ Національний технічний університет України
 «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»,
 03056, Київ, пр. Перемоги, 37,
 тел/phone +380 44 4068234;
 e-mail: vkyryk@ukr.net, BohomolovaOS@ukr.net

V.V. Kyryk¹, O.S. Bohomolova¹
¹ National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»,
 37, Prosp. Peremohy, Kyiv, Ukraine, 03056.

Justification of optimal location of connection of the distributed generation source and value of its power.

Goal. To analyze the options for the development of the 110 kV electricity network with sources of distributed generation.

Establishing the relationship between power of the source of distributed generation with the voltage changes in the nodes and transformer active power losses change. To provide the minimum value of network active power loss the authors justify the conditions for optimal connection of the source of distributed generation and value of its power. Methodology. The authors have used the DigSilent Power Factory software environment to create a 110 kV network model and have made a series of simulation of the network operating modes with solar power plants. **Results.** Based on the operational parameters it is established that the change in power generation in the accepted limits normally does not lead to abnormal voltage variations in the nodes, with power losses having characteristic changes due to alterations in the network of power flows. In the network with solar power plants, the transformer losses of active power is reduced with increasing generation power, except for the most remote nodes from the balancing point, in which losses reduction takes place with load of transformers approximately up to 60 %. At significant overloads of transformers (up to 130 %) there is reactive power losses increasing in comparison with losses in the network without solar power plants. The dependence of active power losses in the network on the load of transformers has a nonlinear character. For each node at one value of transformer load the active losses are different. Less reactive power losses occur at lower load ratios of transformer. When increasing the load of transformers, the rate of increase in reactive losses is higher than the active ones. Also for closed networks with voltage of 110 kV it has been found that the optimal node for connecting the distributed generation is a node with a flow division of power. If there are several such nodes in the network, the optimal one for connecting is the node with the maximum load. The optimal power of the solar station in the node should not exceed 110 % of the installed transformer's power. **Originality.** For the first time the dependence between the place of the best connection source of the distributed generation with the point of flow distribution with the greatest current fraction from network balancing point was established. In this case the power of the source of distributed generation must not exceed 10 % of the total power of the transformers in this node. **Practical significance.** We have obtained reasonable conditions for connecting source of distributed generation to a closed electric network of 110 kV without performing large volumes of mode calculations. Namely, the optimal connection point is the point of flow distribution with the greatest current fraction from network balancing point. References 8, tables 3, figures 5.

Key words: source of distributed generation, flow distribution, load factor of transformer, power losses, voltage, power factory, solar power station.