

ОПТИМІЗАЦІЯ СЕКЦІОНУВАННЯ В ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМАХ ЗА КРИТЕРІЄМ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ПОТУЖНОСТІ З УРАХУВАННЯМ ВІДМОВ

Лежнюк Петро Дем'янович д.т.н., професор
Гунько Ірина Олександрівна аспірантка
Рубаненко Олександр Євгенійович к.т.н., доцент
Вінницький національний технічний університет
Lezhnuk P.
Gunko I.
Rubanenko O.

Vinnitsa National Technical University

Анотація: в роботі розглядається питання зменшення втрат активної потужності в локальних електричних системах, в яких експлуатуються різномітні розосереджені джерела енергії, серед яких сонячні електростанції та гідроелектростанції. На прикладі фрагменту розподільних електричних мереж показано можливість вибору місця встановлення секційних комутаційних апаратів, з урахуванням можливих відключень споживачів та втрат електричної енергії в цих мережах. В статті наведені результати комп'ютерного моделювання режиму локальної електричної системи, та показано, що в умовах використання декількох розосереджених джерел енергії в цій системі, оптимальну за втратами енергії, точку поточкорозділу вибирають за найменшою вузловою напругою, та доведено, що регулюючи потужність, генеровану ГЕС так, щоб точка поточкорозділу співпадала з місцем розташування вже встановленого секційного апарату можна зменшити втрати активної потужності, використовуючи для секціонування наявні комутаційні апарати.

Ключові слова: розосереджені джерела енергії, сонячні електростанції, надійність електропостачання, точка поточкорозділу, локальні електричні системи, гідроелектростанції, втрати активної потужності.

Вступ

Інтенсивні темпи автоматизації сфер діяльності людини призводять до суттєвого зростання споживання електричної енергії. В умовах великої вартості традиційних енергоносіїв (таких як вугілля, нафта, газ), актуальною постає задача виростання альтернативної енергетики. Більшість розвинених країн світу впроваджують різні програми для розбудови джерел розподіленого генерування на основі альтернативної енергії. Використання альтернативної енергетики доцільно з огляду на питання екологічної безпеки. Розподілене генерування, є екологічно-прийнятним та може вирішити проблему забезпечення електроенергією нових споживачів [1,2]. Система розподіленого генерування складається з невеликих за потужністю електричних станцій, розосереджених по всій енергетичній системі. До таких розосереджених джерел енергії (РДЕ) можна віднести малі гідроелектростанції (МГЕС), сонячні електростанції (СЕС), газотурбінні установки, вітрові електростанції та ін. РДЕ умовно можна поділити на керовані (наприклад, МГЕС), умовно-керовані (ВЕС, СЕС) [3]. Кількість РДЕ з кожним роком зростає, що призводить до виникнення ситуації, коли в електричній мережі можуть експлуатуватись декілька різномітних РДЕ, серед яких керовані та умовно-керовані [4,5]. За набором задач така електрична мережа має всі ознаки локальної електричної системи (ЛЕС). Розподілене генерування в електричній мережі впливає на її режими, в результаті чого виникають нові можливості і нові задачі щодо оптимального використання розподілених джерел енергії.

Розподільні електричні мережі для забезпечення надійності електропостачання за своєю структурою є замкнені (передбачено що споживачі можуть отримувати живлення по декількох лініях електропередач). Однак з метою зменшення струмів короткого замкнення та зменшення кількості аварійних відключень споживачів кільцеві та петльові фідери розмикаються [6]. Вибір місця розімкнення є складною багатокритеріальною оптимізаційною задачею. Критеріями оптимальності є прогнозована кількість аварійних відключень радіальних частин розподіленої мережі, нормовані відхилення напруг, перевантаження ліній електропередач, втрати активної та реактивної потужності і т.п. [7,8].

Зростаюча кількість РДЕ ускладнює вибір місць ділення кільцевих схем та схем з двостороннім живлення в розподільних електричних мережах. Зростання в ЛЕС кількості РДЕ призводить до появи декількох точок поточкорозділу. За таких умов не завжди є виправданим ділення мережі в точках поточкорозділу за вищезазначеними критеріями оптимальності. Водночас, широке впровадження сучасного високовольтного та мікропроцесорного обладнання, впровадження в мережах основних засад концепції Smart Grid дозволяє автоматизувати як процес керування режимами розподільних електричних



мереж, так і оптимального зміщення точки поточкорозділу, викликаного зміною навантаження у вузлах, з неоптимального вузла мережі в інші [9]. Для цього можливо та доцільно використовувати керовані і умовно керовані РДЕ, зокрема малі ГЕС. Останні використовуються для підтримування в мережі, розімкненій за критерієм надійності, таких потоків потужності, що забезпечує мінімум втрат активної потужності та електроенергії.

Мета роботи

Метою роботи є розроблення методу визначення оптимальної точки поточкорозділу та оптимального місця розмикання мережі в локальній електричній системі з джерелами розосередженого генерування та підтримування оптимальних потоків в ній за критеріями зменшення відключень споживачів та мінімуму втрат активної потужності.

Секціонування розподільної електричної мережі напругою 10 кВ

Шляхами підвищення надійності електропостачання споживачів розподільної електричної мережі напругою 6-10 кВ є використання: секціонування мережі за допомогою комутаційних апаратів з ручним керуванням (наприклад, роз'єднувачі), секціонування за допомогою автоматичних комутаційних апаратів (роз'єднувачі з моторним приводом, вимикачі навантаження, реклоузери та ін.), пристрої автоматичного повторного ввімкнення, резервні джерела енергії. Місця встановлення комутаційних апаратів секціонування мереж (КАСМ [10]) визначають за максимумом функції зниження недовідпуску електроенергії, який шукають методом зонних структур.

З метою дослідження методики визначення доцільних місць секціонування розглянемо перший фрагмент спрощеної еквівалентованої електричної схеми Ямпільських районних електричних мереж ПАТ «Вінницяобленерго» напругою 10 кВ, наведений на рис. 1

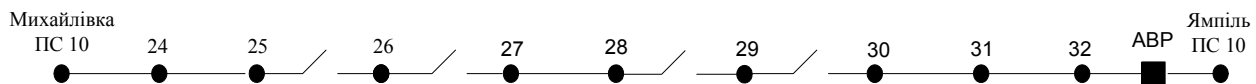


Рис. 1. Перший фрагмент спрощеної схеми Ямпільських РЕМ 10 кВ

Як видно з рис. 1 роз'єднувачі встановлені в 4 лініях, а саме: 25-26, 26-27, 28-29, 29-30. Використовуючи рекомендації по побудові схем секціонування розподільних електричних мереж 10 кВ (СОУ-Н МЕН 40.1-00100227-99:2014), визначимо за умови зменшення можливого недовідпуску електроенергії, місце розмикання електричної мережі [10].

Згідно методики розглянемо вибір раціональних місць для встановлення КАСМ. Визначаємо відносні потужності першої зони (зони від ввідного вимикача до місця встановлення комутаційного апарату) $P_{l\Sigma}^*$ за виразом 1.

$$P_{l\Sigma}^* = \frac{\sum_{i=1}^m P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (1)$$

де P_i – середня протягом року потужність споживачів i -ої трансформаторних підстанцій (ТП), кВА; m – кількість ТП (споживачів) між ввідним вимикачем та місцем встановлення комутаційного апарату; n – загальна кількість ТП в електричній мережі.

Визначаємо відносні довжини $L_{l\Sigma}^*$ за виразом 2.

$$L_{l\Sigma}^* = \frac{\sum_{j=1}^l L_j}{\sum_{j=1}^k L_j} \quad (2)$$

де L_j – довжина j -ої ділянки електричної мережі, км; l – кількість ділянок ЛЕП між ввідним вимикачем та місцем встановлення комутаційного апарату; k – загальна кількість ділянок ЛЕП в електричній мережі.

Довжини ліній та навантаження вузлів наведені в таблицях 1 та 2. Розраховуємо відносні



потужності та відносні довжини ліній, для кожної з 4-ох зон, що визначаються місцями встановлення роз'єднувачів. Сумарна потужність споживачів 3230 кВт, загальна довжина лінії 9 км. Результати розрахунків наведені у таблиці 3.

Таблиця 1

Параметри електричної мережі

ЛЕП		Марка проводу	Довжина ЛЕП, км	Z, Ом/км	Наявність лінійного роз'єднувача
Початок	Кінець				
16	24	АС-50	1	0,63+0,418i	
24	25	АС-50	1,12	0,706+0,468i	
25	26	АС-50	1,12	0,706+0,468i	+
26	27	АС-50	1,5	0,945+0,627i	+
27	28	АС-35	0,7	0,637+0,3i	
28	29	АС-50	0,7	0,441+0,293i	+
29	30	АС-50	0,5	0,315+0,209i	+
30	31	АС-50	1,13	0,712+0,472i	
31	32	АС-50	1,23	0,775+0,514i	
32	23	АС-50	1,21	0,762+0,506i	

Таблиця 2

Навантаження вузлів схеми

Вузол	Відповідний вузол	Напруга	Навантаження	Генерування
ПС 10 Михайлівка	61,63	10	0,2+0,11i	-
24	70,71,87	10	0,9+0,51i	-
25	72	10	0,6+0,34i	-
26	88	10	0,4+0,23i	-
27	68, Гл. СЕС, Гл. ГЕС	10	0,3+0,17i	0,95
28	115	10	0,4+0,23i	-
29	90,91,95	10	0,9+0,51	-
30	173,100	10	0,5+0,28i	-
31	160	10	0,09+0,05i	-
32	150	10	0,09+0,05i	-

Таблиця 3

Розрахункові параметри розподільної електричної мережі.

Місце встановлення КА (кінець ділянки)	Потужність першої зони P _{1Σ} , кВт	Відносна потужність першої зони P _{1Σ} [*] , в.о.	Довжина першої зони L _{1Σ} , км	Відносна довжина першої зони L _{1Σ} [*] , в.о.
25	1500	0,464	2,12	0,236
26	1900	0,588	3,24	0,36
28	1650	0,511	5,44	0,604
29	2550	0,789	6,14	0,682

Наступним кроком визначаємо розподіл потужності вздовж ЛЕП. Відносити ЛЕП до певного виду за розподілом потужності можна за критерієм λ [10], що визначається за виразом 3.

$$\lambda = \frac{1}{\beta} \cdot \sum_{\alpha=1}^{\beta} [P_{1\Sigma}^*(\alpha) - L_{1\Sigma}^*(\alpha)] \quad (3)$$

де P_{1Σ}^{*}(α), L_{1Σ}^{*}(α) – відносна сумарна потужність і відносна сумарна довжина ділянки електричної мережі між ввідним вимикачем і місцем встановлення КАСМ у α-у місці на магістралі електричної мережі; β - загальна кількість місць встановлення КАСМ на магістралі електричної мережі.

В нашому випадку критерій λ дорівнює 0,121. Отже, можна вважати, що потужність



споживачів рівномірно розподілена по довжині ЛЕП ($-0,2 \leq \lambda \leq 0,2$ – умова рівномірного розподілу потужності ТП [10]).

У разі встановлення одного КАСМ раціональне місце його встановлення повинно відповідати такій точці електричної мережі [10], в якій сумарна довжина першої зони $L_{1\Sigma}$, яка обмежена ввідним вимикачем та КАСМ, буде визначається за виразом 4.

$$L_{1\Sigma} = x_1 \cdot L_{\Sigma} \quad (4)$$

де $x_1 = 0,5$ – визначається з таблиць [10], L_{Σ} - загальна довжина ЛЕП.

КАСМ бажано встановлювати на початку лінії, так щоб довжина лінії до точки встановлення КАСМ в реальній схемі, була менше за розраховану довжину першої зони $L_{1\Sigma}$. Розрахункове значення $L_{1\Sigma} = 4,5$ км, отже КАСМ встановлені в лініях 25-26, 26-27 задовольняють умови по надійності електропостачання.

Наступним кроком методики визначимо розрахункове значення очікуваного відносного невідпуску електричної енергії ΔW^* для мережі, де КАСМ встановлений в раціональному місці, який визначається з таблиць методики [10]. В нашому випадку ΔW_{Σ}^* рівний 0,5 в.о.

Розрахункове значення очікуваного невідпуску електричної енергії ΔW_{Σ} для мережі без КА визначається за виразом (5).

$$\Delta W_{\Sigma} = 0,93 \cdot P_{\Sigma} \cdot L_{\Sigma} \quad (5)$$

де P_{Σ} - сумарне середнє навантаження електричної мережі (без РДЕ), кВт; L_{Σ} - сумарна довжина ліній електропередавання в мережі, км.

Сумарне середнє навантаження електричної мережі, у кВт, розраховують за формулою 6:

$$P_{\Sigma} = \frac{W}{8760} \quad (6)$$

де W – річне споживання електричної енергії в мережі, кВт·год.

Без РДЕ сумарне середнє навантаження мережі дорівнює 4180 кВт. Розрахункове значення очікуваного відносного зниження невідпуску електроенергії визначається за формулою (7):

$$\partial w_{\Sigma}^* = 1 - \Delta W_{\Sigma}^* \quad (7)$$

де ΔW_{Σ}^* - розрахункове значення очікуваного відносного невідпуску електричної енергії

Очікуване значення зниження невідпуску електричної енергії кВт·год/рік, для розрахунку інтегрального ефекту від встановлення КАСМ, визначають за формулою (8):

$$\partial w_{\Sigma} = \partial w_{\Sigma}^* \cdot \Delta W_{\Sigma} \quad (8)$$

де ∂w_{Σ}^* - розрахункове значення очікуваного відносного зниження невідпуску електроенергії; ΔW_{Σ}^* - розрахункове значення очікуваного відносного невідпуску електричної енергії.

Розрахункове значення очікуваного невідпуску електричної енергії ΔW_{Σ} для мережі показаної на рис.1 без КАСМ становить 34990 кВт·год/рік, а очікуване значення зниження невідпуску електричної енергії після встановлення КАСМ становить 17490 кВт·год/рік.

Отже, по результатах розрахунків по надійності електропостачання, можна зробити висновок, що розмикання схеми наведеної на рис.1 доцільно робити, КА встановленими в лініях 25-26, 26-27. Тому, наступним кроком, визначимо, яким з двох КА краще розмикати схему за умов зменшення втрат активної потужності в мережі.

Визначення точки поточкорозділу

Розглянемо визначення місць поточкорозділу на другій спрощеній еквівалентованій схемі електричної мережі напругою 110/10 кВ (рис.2), тому в програмному середовищі ГрафСКАНЭР було побудовано модель електричної мережі з РДЕ, що відповідає схемі рис. 2. Параметри схеми наведені в таблицях 4 та 5.

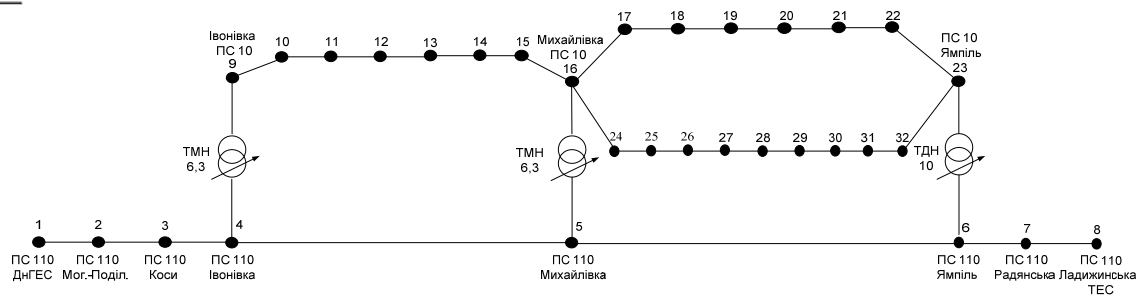


Рис. 2. Спрощена схема електричної мережі 110/10 кВ

В якості центрів живлення виступають Дністровська ГЕС та Ладизинська ТЕС. Розглянемо приклад, коли з міркувань надійності електропостачання в мережах 110 кВ кільцеві схеми розімкнені.

Таблиця 4

Параметри віток схеми

ЛЕП		Марка проводу	Довжина ЛЕП, км	Z, Ом/км	Наявність лінійного роз'єднувача
Початок	Кінець				
1	2	АС-185	39,06	10,458+6,939i	
2	3	АС-120	22,6	6,102+8,837i	
3	4	АС-120	22,4	6,048+8,758i	
4	5	АС-120	12,0	7,56+5,016i	
5	6	АС-120	18,37	4,96+7,18i	
6	7	АС-120	10,4	2,808+4,066i	
7	8	АС-120	2,8	0,756+1,095i	
9	10	АС-50	1,5	0,945+0,627i	
10	11	АС-35	1	0,91+0,429i	
11	12	АС-35	1,5	1,365+0,643i	+
12	13	АС-35	1,33	1,21+0,571i	
13	14	АС-35	3,22	2,935+1,384i	
14	15	АС-50	5,94	3,742+2,483i	
15	16	АС-50	5	3,15+2,09i	
16	17	АС-50	1,73	1,09+0,723i	
17	18	АС-35	1,78	1,62+0,764i	+
18	19	АС-35	2,86	2,603+1,227i	
19	20	АС-35	2,18	1,984+0,935i	
20	21	АС-35	1,91	1,738+0,819i	
21	22	АС-50	5,255	3,311+2,197i	
22	23	АС-35	1,6	1,456+0,686i	
16	24	АС-50	1	0,63+0,418i	
24	25	АС-50	1,12	0,706+0,468i	
25	26	АС-50	1,12	0,706+0,468i	+
26	27	АС-50	1,5	0,945+0,627i	+
27	28	АС-35	0,7	0,637+0,3i	
28	29	АС-50	0,7	0,441+0,293i	
29	30	АС-50	0,5	0,315+0,209i	
30	31	АС-50	1,13	0,712+0,472i	
31	32	АС-50	1,23	0,775+0,514i	
32	23	АС-50	1,21	0,762+0,506i	



Таблиця 5

Навантаження вузлів ЛЕС

Вузол	Відповідний вузол	Напруга	Навантаження	Генерування
1	ПС 110 ДнГЕС	110	б/у	б/у
2	ПС 110 Мог. - Подільський	110	6+3,40i	-
3	ПС 110 Коси	110	0,37+0,21i	-
4	ПС 110 Івонівка	110	-	-
5	ПС 110 Михайлівка	110	-	-
6	ПС 110 Ямпіль	110	-	-
7	ПС 110 Радянська	110	0,44+0,25i	-
8	ПС 110 Ладизинська	110	-	4+3,48i
9	63	10	0,09+0,05i	-
10	641	10	0,4+0,23i	-
11	642	10	0,4+0,23i	-
12	Сл.-Буш. СЕС, ГЕС	10	0	1
13	1,4,8	10	1,2+0,68i	-
14	5,6,7,9,10,11,14,16	10	0,35+0,2i	-
15	2,3,13	10	0,14+0,08i	-
16	61,63	10	0,2+0,11i	-
17	64,65,82	10	0,76+0,43i	-
18	80,81,83,89	10	0,41+0,23i	-
19	75,77,78	10	0,3+0,17i	-
20	93	10	0,53+0,3i	-
21	96,97, Гл. СЕС І-ІІ, Гл. ГЕС	10	0,54+0,31i	1,5
22	99	10	0,26+0,15	-
23	62	10	0,3+0,17	-
24	70,71,87	10	0,9+0,51i	-
25	72	10	0,6+0,34i	-
26	88	10	0,4+0,23i	-
27	68, Гл. СЕС, Гл. ГЕС	10	0,3+0,17i	0,6
28	115	10	0,4+0,23i	-
29	90,91,95	10	0,9+0,51	-
30	173,100	10	0,5+0,28i	-
31	160	10	0,09+0,05i	-
32	150	10	0,09+0,05i	-

Встановлена потужність генерування Слободи-Бушанської СЕС – 1МВт, Гальжбіївської СЕСІ та СЕС2 – 1,5 МВт, Гальжбіївської СЕС ІІІ – 0,6 МВт і в ході дослідження не змінювалась. Спочатку розглянемо режим роботи ЛЕС, коли ГЕС вимкнено, а в якості джерел живлення виступають Дністровська ГЕС, Ладизинська ГЕС та наявні СЕС.

З метою визначення точок покорозділу, приймаємо, що всі кола схеми замкнені. В результаті першого досліду, отримали, що розрахункові точки покорозділу будуть у 13, 18 та 28, сумарні втрати активної потужності в схемі становлять 0,5426 МВт, втрати потужності в лініях 10 кВ – 0,3627 МВт, втрати активної потужності в лініях 110 кВ становлять 0,1799 МВт. Напруги у вузлах схеми наведені у таблиці 6.

В наступному досліді, відповідно до точки поточкорозділу 18 розмикаємо лінію 17-18, в результаті розмикання сумарні втрати становлять 0,5541 МВт, втрати по 10 кВ – 0,3740 МВт, втрати 110 кВ – 0,1801 МВт.

З метою зміщення розрахункової точки покорозділу до вузла схеми де встановлений роз'єднувач, вмикаємо Слободи-Бушанську ГЕС. При потужності генерування 0,2 МВт точка покорозділу з 13 вузла змістилася в 11. В лінії 11-12 є лінійний роз'єднувач, а отже в наступному досліді відмикаємо дану лінію. Після відключення ліній сумарні втрати активної потужності становлять 0,5125 МВт, втрати в мережі 10 кВ – 0,344 МВт, в мережі 110 кВ – 0,1685 МВт. В результаті другого розмикання сумарні втрати в мережі зменшилися.

Далі розмикаємо лінію з двостороннім живленням 16-23. Розрахункова точка поточкорозділу знаходиться у вузлі 28, а лінійний роз'єднувач в лінії 26-27. Отже, вмикаємо Гальжбіївську ГЕС на потужність 0,35 МВт, точка поточкорозділу змістилася в 26 вузол. В четвертому досліді розмикаємо лінію 26-27. Сумарні втрати, після розмикання, становлять 0,4671 МВт, в мережі 10 кВ – 0,3160 МВт,



а в мережі 110 кВ – 0,1511 МВт. Так, як КА встановлені в лініях 26-27, 25-26 задовольняють вимоги по надійності електропостачання, вимкнемо лінію 25-26, при ввімкненій 26-27. В результаті такого розмикання загальні втрати активної потужності зросли до 0,4934 кВт. З отриманих результатів можна зробити висновок, що доцільно робити відключати лінію 26-27.

Таблиця 6

Напруги у вузлах схеми

№ вузла	Номер досліджу				
	1	2	3	4	5
1	115	115	115	115	115
2	113,77	113,77	113,81	113,86	113,77
3	113,42	113,42	113,49	113,59	113,41
4	113,08	113,07	113,17	113,31	113,07
5	112,82	112,81	112,92	113,1	112,79
6	112,93	112,91	113,03	133,22	112,83
7	113,14	113,12	113,23	113,43	113,07
8	113,2	113,18	113,3	113,49	113,13
9	10,84	10,85	10,64	10,65	10,63
10	10,51	10,52	10,37	10,39	10,36
11	10,32	10,33	10,24	10,25	10,22
12	10,25	10,26	10,38	10,43	10,2
13	10,18	10,2	10,31	10,37	10,15
14	10,24	10,27	10,36	1,41	10,24
15	10,32	10,35	10,43	10,48	10,35
16	10,66	10,7	10,74	10,79	10,76
17	10,03	10,17	10,21	10,26	10,23
18	10	9,77	10,79	9,84	9,67
19	10,11	9,91	9,93	9,98	10,82
20	10,36	10,23	10,25	10,29	10,14
21	10,67	10,58	10,6	10,64	10,49
22	10,82	10,76	10,78	10,82	10,68
23	10,91	10,86	10,88	10,93	10,78
24	10,5	10,53	10,56	10,63	10,61
25	10,4	10,42	10,46	10,54	10,51
26	10,36	10,37	10,4	10,51	10,47
27	10,35	10,53	10,38	10,5	10,2
28	10,34	10,33	10,35	10,47	10,18
29	10,35	10,35	10,37	10,46	10,19
30	10,42	10,38	10,41	10,5	10,15
31	10,55	10,53	10,55	10,63	10,48
32	10,72	10,59	10,71	10,77	10,59

Як видно з результатів, після розмикання в мережі 10 кВ, втрати активної потужності зменшилися порівняно з отриманими результатами до розмикання. Також необхідність розмикання, пов'язана з вимогами по надійності електропостачання. Якщо, для наведеного режиму роботи мережі, розімкнуту схему не в точках точка покорозділу, а в місцях де встановлено роз'єднувачі, то втрати зростуть. Тому, в наступному досліді, ГЕС вимкнена. Далі розмикаємо ті лінії, де є роз'єднувачі, тобто лінії 11-12, 17-18, 26-27. В результаті досліджень встановлено, що сумарні втрати складають 0,559 МВт, втрати в мережі 10 кВ – 0,3763 МВт, втрати в мережі 110 кВ – 0,1827 МВт. Отже, керування режимом ЛЕС шляхом зміни генерованої потужності ГЕС дозволяє змінити розрахункову точку покорозділу в місце, де наявний роз'єднувач. Це дає можливість зменшити сумарні втрати в ЛЕС до 91,9 кВт.

Висновки

Точка розмикання кільцевої ділянки електричних мереж ЛЕС з умов забезпечення надійності схеми може не співпадати з точкою оптимального потокорозділу за критерієм мінімуму втрат потужності, яка до того ж може змінюватися в залежності від навантаження у вузлах. Підтримувати



потоки потужності в ЛЕС, які відповідають оптимальній точці поточкорозділу за критерієм мінімуму втрат потужності, можливо малими ГЕС.

Регулювання потужності малих ГЕС здійснюється за незмінної схеми ЛЕС. Значення потужностей ГЕС визначаються і задаються такими, що забезпечують потоки потужності, які відповідають оптимальній точці поточкорозділу, розрахованій за критерієм мінімуму втрат потужності.

Реальна точка розмикання електричної мережі не змінюється, а потоки потужності за таких умов відповідають розрахунковій оптимальній точці поточкорозділу. Цим забезпечується надійність електропостачання за мінімальних втрат електроенергії під час її передавання.

Список літератури

1. T. Gonen *Electric power distribution system engineering* / Gonen T. // *Second Edition, CRC Press* – 2007. – 856 p.
2. Pepermans, G. *Distributed generation: definition, benefits and issues* / G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, W.D'haeseleer // *Energy Policy* – 2005 – No.33. – P.787-798. – doi: 10.1016/j.enpol.2003.10.004
3. Hrisheeksha P. *Evolutionary algorithm based optimal control in distribution system with dispersed generation* / Hrisheeksha, P., J. Sharma // *International Journal of Computer Applications*. – 2010. – No.14. – P. 31-37. – doi: 10.5120/305-471
4. Jung J. *Coordinated control of automated devices and photovoltaic generators for voltage rise mitigation in power distribution circuits* / J. Jung, A Onen, R. Arghandeh, R. Broadwater // *Renewable Energy*. – 2014. – № 66. – P 532-540. – doi: 10.1016/j.renene.2013.12.039
5. Лежнюк П.Д. *Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах : монографія* / П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук, О. В. Нікіторович, В. В. Кулик. – Вінниця : Вінниця : ВНТУ, 2014. — 204 с.
6. Мусаев Т. *Методика выбора оптимальной точки деления городской распределительной сети напряжением 6(10) кВ* / Т.А. Мусаев // *Энергетика Татарстана*. – 2013. – №2(30). – С. 38 – 41.
7. Лежнюк П. *Влияние инверторов СЭС на показатели качества электрической энергии* / П. Лежнюк, О. Рубаненко., І. Гунько // *Вісник Хмельницького національного технічного університету*. Серія: Технічні науки – 2015 – №.2. – С.134-139.
8. Лежнюк П. *Влияние солнечных электрических станций на нагрузку потребителей 0,4 кВ* / П. Лежнюк, О. Рубаненко, І. Гунько // *Научный журнал «Энергетика: экономика технологий, экология* – 2015 – №.3(51). – С.7-13.
9. Buslavets O. *Evaluation and increase of load capacity of on-load tap changing transformers for improvement of their regulating possibilities* / O. Buslavets, P. Legnik, O. Rubanenko // *Eastern-European journal of enterprise technologies* – 2015. – No. 2/8 (74). – P. 35-41. – doi: 10.15587/1729-4061.2015.39881
10. *СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-99:2014. Методичні рекомендації з побудови схем секціонування розподільної електричної мережі напругою 6-10 кВ*
11. Мельников Н. *Матричный метод анализа электрических сетей* / Н.А. Мельников. – М.: «Энергия», 1996. – 120 с.
12. Ковальчук О. *ГЕС в локальних електричних системах з розосередженим генеруванням* / О. Ковальчук, О. Нікіторович, П. Лежнюк, В. Кулик // *Гідроенергетика України* – 2011. – №.1с.54-58, 2011

References

1. T. Gonen “*Electric power distribution system engineering*” / Gonen T. // *Second Edition, CRC Press* 2007. 856 p.
2. Pepermans G. *Distributed generation: definition, benefits and issues* / G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, W.D'haeseleer // *Energy Policy* – 2005 – No.33. – P.787-798. – doi: 10.1016/j.enpol.2003.10.004
3. Hrisheeksha P. *Evolutionary algorithm based optimal control in distribution system with dispersed generation* / Hrisheeksha, P., J. Sharma // *International Journal of Computer Applications*. – 2010. – No.14. – P. 31-37. – doi: 10.5120/305-471
4. Jung J. *Coordinated control of automated devices and photovoltaic generators for voltage rise mitigation in power distribution circuits* / J. Jung, A Onen, R. Arghandeh, R. Broadwater // *Renewable Energy*. – 2014. – № 66. – P 532-540. – doi: 10.1016/j.renene.2013.12.039
5. Tran K. *Effects of dispersed generation (DG) on distribution systems* / K. Tran, M. Vaziri // *Proc. of IEEE Power Engineering Society General Meeting* – 2005 – vol.3. – P. 2173-2178. – doi: [10.17485/ijst/2011/v4i10/30172](https://doi.org/10.17485/ijst/2011/v4i10/30172)
6. Musaev T. *Metodyka vybora optimalnoy tochky deleniya horodskoy raspredelytelnoy sety napryazheniyem 6(10) kV* / T.A. Musaev // *Énerhetyka Tatarstana*. – 2013. – №2(30). – S. 38 – 41.
7. Lezhnyuk P. *Vplyv invertoriv SES na pokaznyky yakosti elektrychnoyi enerhiyi* / P. Lezhnyuk, O. Rubanenko., І. Hunko // *Visnyk Khmelnytskoho natsionalnoho tekhnichnoho universytetu*. Seriya: Tekhnichni nauky – 2015 – №.2. – S.134-139.



8. Lezhnyuk P. Vplyv sonyachnykh elektrychnykh stantsiy na napruhu spozhyvachiv 0,4 kV / P. Lezhnyuk, O. Rubanenko, I. Hunko // Naukovyy zhurnal «Enerhetyka: ekonomika tekhnolohiyi, ekolohiya – 2015 – №.3(51). – S.7-13.
9. Buslavets O. Evaluation and increase of load capacity of on-load tap changing transformers for improvement of their regulating possibilities / O. Buslavets, P. Legnuk, O. rubanenko // Eastern-European journal of enterprise technologies – 2015. – No. 2/8 (74). – P. 35-41. – doi: 10.15587/1729-4061.2015.39881
10. SOU-N EE 40.1-00100227-99:2014. Metodichni rekomendatsii z pobudovi shem sektionuvannya rozpodilnoi elektrichnoi mrezy naprugoyu 6-10 kV
11. Melnykov N. Matrychnyy metod analiza elektrycheskykh setey / N.A. Melnykov. – M.: «Enerhyia», 1996. – 120 s.
12. Kovalchuk O. HES v lokalnykh elektrychnykh systemakh z rozoseredzhenym heneruvannyam / O. Kovalchuk, O. Nikitorovych, P. Lezhnyuk, V. Kulyk // Hidroenerhetyka Ukrayiny – 2011. – №.1s.54-58, 2011

ОПТИМИЗАЦИЯ СЕКЦИОНИРОВАНИЯ В ЛОКАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ ПО КРИТЕРИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ С УЧЕТОМ ОТКАЗОВ

Аннотация: в работе рассматривается вопрос уменьшения потерь активной мощности в локальных электрических системах, в которых эксплуатируются разнотипные рассредоточенные источники энергии, среди которых солнечные электростанции и гидроэлектростанции. На примере фрагмента распределительных электрических сетей показана возможность выбора места установки секционных коммутационных аппаратов, с учетом возможных отключений потребителей и потерь электрической энергии в этих сетях. В статье приведены результаты компьютерного моделирования режима локальной электрической системы, и показано, что в условиях использования нескольких рассредоточенных источников энергии в этой системе, оптимальную по потерям энергии, точку потокораздела выбирают по наименьшему узловому напряжению, и доказано, что регулируя мощность, генерируемую ГЭС так, чтобы точка потокораспределения совпадала с местоположением уже установленного секционного аппарата, можно уменьшить потери активной мощности, используя для секционирования имеющиеся коммутационные аппараты.

Ключевые слова: рассредоточенные источники энергии, солнечные электростанции, надежность электроснабжения, точка потокораздела, локальные электрические системы, гидроэлектростанции, потери активной мощности.

OPTIMIZATION OF PARTITIONING THE LOCAL ELECTRIC SYSTEM AT CRITERIA LOSSES ELECTRIC POWER WITH REGARD TO FAILURE

Summary: this paper considers the question of reducing active power losses in the local electrical systems that operate heterogeneous dispersed energy sources, including solar power and hydroelectric power. For example, a fragment of power distribution networks is a possibility to choose the installation location sectional switching devices, subject to possible shutdowns of consumers and electric power losses in these networks. The results of computer simulation of the local electrical system mode, and it is shown that in the conditions of the use of multiple distributed sources of energy in the system, the optimal energy losses, point of power flow section is selected at the lower node voltages, and proved that by adjusting the power generated by the HPP so to flow distribution point coincides with the position already established the sectional unit, can reduce active power losses, using partitioning existing switchgear.

Keywords: dispersed energy sources, solar power, power reliability, point of power flow section, the local electrical systems, hydroelectric power, active power losses.