

ОПТИМІЗАЦІЯ СЕКЦІОНУВАННЯ В ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ З РІЗНОТИПНИМИ РОЗПОДІЛЕНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

Лежнюк Петро Дем'янович д.т.н., професор
Гунько Ірина Олександрівна аспірантка
Рубаненко Олександр Євгенійович к.т.н., доцент
Малогулко Юлія Володимирівна к.т.н., старший викладач
Вінницький національний технічний університет

Lezhnuk P.
Gunko I.
Rubanenko O.
Malogulko U.

Vinnitsa National Technical University

Анотація: в роботі розглядається питання зменшення втрат активної потужності в локальних електричних системах, в яких експлуатуються різноманітні розосереджені джерела енергії, серед яких сонячні електростанції та гідроелектростанції. В статті наведена комп'ютерна модель режиму локальної електричної системи, яка дозволяє визначити місце точок поточкорозділу та розрахувати втрати потужності при розімкненні схеми в відповідних вузлах. Показано, що в умовах використання декількох розосереджених джерел енергії в локальній електричній системі оптимальну за втратами енергії точку поточкорозділу (з декількох можливих точок поточкорозділу) вибирають за найменшою вузловою напругою. Регулювання потужності генерування малої гідроелектростанції впливає на зміну точки поточкорозділу в локальній електричній системі і, відповідно, на втрати електроенергії в ній.

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

Вступ

На зміну централізованому електропостачанню від крупних електростанцій приходять комбіноване електропостачання, коли безпосередньо в розподільних електричних мережах розбудовуються відновлювані джерела енергії [1, 2, 3]. Це вітрові, сонячні та малі гідро електростанції (ВЕС, СЕС, малі ГЕС). Розподілене генерування в електричній мережі впливає на її режими, в результаті чого виникають нові можливості і нові задачі щодо оптимального використання розподілених джерел енергії (РДЕ).

РДЕ постачають електроенергію найближчим споживачам, а в разі появи надлишків енергії можуть її передавати в мережі централізованого електропостачання. РДЕ умовно можна поділити на керовані (дизельні електричні станції, когенераційні і т.п.), умовно керовані (малі ГЕС за відсутності достатньої для безперервної роботи кількості води) і не керовані, наприклад, ВЕС і СЕС [4]. Кількість РДЕ з кожним роком зростає, що призводить до виникнення ситуації, коли в електричній мережі можуть експлуатуватись декілька різноманітних РДЕ, серед яких некеровані і умовно керовані [5, 6]. За набором задач така електрична мережа має всі ознаки локальної електричної системи (ЛЕС).

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 [7]. Вибір місця розімкнення є складною багатокритеріальною оптимізаційною задачею. Критеріями оптимальності є задана кількість аварійних відключень радіальних частин розподіленої мережі, нормовані відхилення напруг, перевантаження ліній електропередач, втрати активної та реактивної потужності і т.п. [8, 9]. Зростаюча кількість РДЕ ускладнює вибір місць ділення кільцевих схем та схем з двостороннім живленням в розподільних електричних мережах. Розбудова в ЛЕС РДЕ призводить до появи декількох точок поточкорозділу і не завжди є виправданим діленням 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 процес керування режимами розподільних електричних мереж та зміщення точки поточкорозділу, викликаного зміною навантаження у вузлах, з неоптимального вузла мережі в інші [10]. Для цього можливо та доцільно використовувати керовані і умовно керовані РДЕ, зокрема малі ГЕС [11]. Останні використовуються для підтримування в мережі, розімкнених за критерієм надійності, таких оптимальних 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 потужності в ній за критеріями надійності та мінімуму втрат активної потужності.

Секціонування розподільної електричної мережі напругою 10 кВ

На прикладі 1 розглянемо фрагмент електричної схеми Ямпільських районних електричних мереж енергопостачальної компанії ПАТ «Вінницяобленерго» напругою 10 кВ, наведений на рис.1

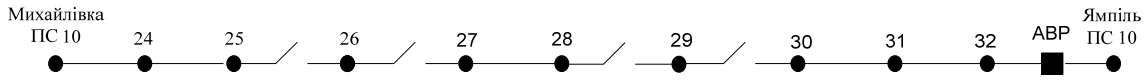


Рис. 1. Фрагмент умовної схеми Ямпільських РЕМ 10 кВ для прикладу 1

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 [13], визначимо місце розмикання електричної мережі ЛЕС відповідно до вимог забезпечення надійного електропостачання.

Розглянемо вибір раціональних місць для встановлення комутаційних апаратів секціонування мереж (КАСМ). Визначаємо відносні потужності першої зони (зони від ввідного вимикача до місця встановлення комутаційного апарату) $P_{1\Sigma}^*$ (табл. 2) за виразом (1):

$$P_{1\Sigma}^* = \frac{\sum_{i=1}^m P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \tag{1}$$

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

Визначаємо відносні довжини $L_{1\Sigma}^*$ (табл. 3) за виразом (2):

$$L_{1\Sigma}^* = \frac{\sum_{i=1}^l L_j}{\sum_{i=1}^k L_j}, \tag{2}$$

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 1-2.

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

Середньорічні навантаження вузлів схеми

Вузол умовної схеми	Відповідний вузол реальної схеми	Напруга, кВ	Навантаження, МВт	Генерування, МВт
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	-

В табл. 2 позначені: Гл. СЕС, Гл. ГЕС – Гальжбіївські ГЕС та СЕС.

Розрахуємо відносні потужності та відносні довжини ліній, для кожної з 4-ох зон, що визначаються місцями встановлення роз'єднувачів [13]. Сумарна спотуживана в ЛЕС потужність з урахуванням генерування (в ЛЕС) дорівнює 4180-950=3230 кВт, загальна довжина лінії 9 км. Результати розрахунків (з урахуванням генерування) наведені у табл. 3.

Таблиця 3

Розрахункові параметри розподільної електричної мережі

Місце встановлення КА (кінець ділянки)	Потужність першої зони $P_{1\Sigma}$, кВт	Відносна потужність першої зони $P_{1\Sigma}^*$, в.о.	Довжина першої зони $L_{1\Sigma}$, км	Відносна довжина першої зони $L_{1\Sigma}^*$, 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

* з урахуванням генерування РДЕ 950 кВт: 2600-950=1650 кВт, 3500-950=2550 кВт.

Наступним кроком необхідно визначити вид розподілу потужності вздовж ЛЕП. Відносити ЛЕП до певного виду за розподілом потужності можна за критерієм λ , що визначається за виразом (3) [13]:

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

де $P_{1\Sigma}^*(\alpha)$, $L_{1\Sigma}^*(\alpha)$ – 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 ЛЕС; β – загальна кількість місць встановлення КАСМ на магістралі електричної мережі ЛЕС (в досліджуваному прикладі мережі ЛЕС $\beta=4$).

Відповідно до даних табл. 2 критерій λ дорівнює 0,118. Отже, можна вважати [13], що потужність споживачів рівномірно розподілена по довжині лінії електропередач (ЛЕП) ($-0,2 \leq \lambda \leq 0,2$ – умова рівномірного розподілу потужності ТП).

У разі встановлення одного КАСМ раціональне місце його встановлення повинно відповідати такій точці електричної мережі, 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 коефіцієнт $x_1 = 0,5$ (визначається з таблиць наведених в[13]), 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 умові з надійності



електропостачання.

Наступним кроком визначимо розрахункове значення очікуваного відносного недовідпуску електричної енергії ΔW^* для мережі ЛЕС, де КАСМ встановлений в раціональному місці, яке визначається з таблиць [13]. В нашому прикладі ΔW_{Σ}^* дорівнює 0,5 в.о.

Розрахункове значення очікуваного недовідпуску електричної енергії для мережі ЛЕС без КА визначається за виразом (5):

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

де P_{Σ} – сумарне середньорічне навантаження електричної мережі, кВт; L_{Σ} – сумарна довжина ЛЕП в ЛЕС, км ($L_{\Sigma} = 9$ км); 0,93 – середньорічна тривалість відновлення електропостачання споживачам при стійких пошкодженнях та планових відключеннях, віднесена до 1 км довжини лінії [13].

Сумарне середньорічне навантаження електричної мережі, у кВт, розраховують за формулою (6):

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

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

З РДЕ сумарне середньорічне навантаження ЛЕС (табл. 2) $P_{\Sigma} = 3230$ кВт (без РДЕ – 4180 кВт). Розрахункове значення очікуваного відносного зниження едовідпуску електроенергії визначається за формулою (7):

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

де ΔW_{Σ}^* – розрахункове значення очікуваного відносного недовідпуску електричної енергії.

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

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

де δw_{Σ}^* – розрахункове значення очікуваного відносного зниження недовідпуску електроенергії (враховуючі те, що в ЛЕС використовуються АВР, які дозволяють автоматично включати додаткові агрегати малих ГЕС, або здійснювати електропостачання споживачів шляхом підключення ЛЕС до іншого центра живлення, то (відповідно до табличних даних [13]) $\delta w_{\Sigma}^* = 0,5$ в.о.).

Тоді з виразу (7) отримуємо:

$$\Delta W_{\Sigma}^* = 1 - \delta w_{\Sigma}^*, \Delta W_{\Sigma}^* = 1 - 0,5 = 0,5 \text{ в.о.}$$

Розрахункове значення очікуваного недовідпуску електричної енергії ΔW_{Σ} для мережі показаної на рис.1 без КАСМ становить $\Delta W_{\Sigma} = 27040$ кВт·год/рік, а очікуване значення зниження недовідпуску електричної енергії після встановлення КАСМ становить $\delta w_{\Sigma} = 13520$ кВт·год/рік.

Отже, за результатами розрахунків з урахуванням вимог з забезпечення надійності електропостачання, можна зробити висновок, що розмикання схеми наведеної на рис.1 доцільно робити комутаційними апаратами (КА), встановленими в лініях 25-26 або 26-27. Тому, наступним кроком, необхідно визначити, яким з двох КА (в лінії 25-26 або 26-27) доцільніше розмикати схему за умов зменшення втрат активної потужності в мережі.

Ефект від встановлення реклоузера в точці потокорозділу ЛЕС

З метою забезпечення чутливості, селективності і швидкодії релейного захисту; підвищення надійності електропостачання та зменшення збитків у споживачів під час позапланових перерв в електропостачанні; з метою покращення культури експлуатації електрообладнання виправданою є автоматизація керування режимами локальних електричних мереж з застосуванням вакуумних реклоузерів (наприклад, РВА/TEL) шляхом автоматичного (наприклад децентралізованого) секціонування повітряних ліній електропередачі ЛЕС. Кожен окремий секціонуєчий апарат є інтелектуальним пристроєм, який аналізує параметри режимів роботи ЛЕС і автоматично здійснює її реконфігурацію відповідно до заздалегідь запрограмованого алгоритму. Однак, часто в ЛЕС енергопостачальних компаній України реклоузери відсутні, що потребує обґрунтування витрат на їх впровадження.

Інтегральний ефект визначатиметься за наступною формулою [13, 14]:



$$IE_t = \sum_{n=1}^t \frac{E_n}{(1+D)^n} - K, \quad (9)$$

де E_n – ефект від впровадження реклоузера, що досягається на n -ому році, тис. грн.; K – капітальні вкладення, тис. грн.; D – норма дисконту.

Враховуючи те, що ознакою ЛЕС є наявність в ній РДЕ, то ефект E_n від впровадження реклоузера в ЛЕС варто визначати не лише з урахуванням збитків споживачів [12], а і власників РДЕ, які мають договори з енергопостачальними компаніями про транспортування електричної енергії від РДЕ до споживачів, що особливо актуально для власників РДЕ, генерація яких залежить від природних умов. Отже E_n визначаємо за наступною формулою (10):

$$E_n = (2 \cdot \delta w \cdot C_n + \delta w \cdot (C_n - C_0) + \delta w_{ГЕС} \cdot C_{ГЕС} + \delta w_{СЕС} \cdot C_{СЕС} + \Delta B) \cdot 10^{-3}, \quad (10)$$

де δw – зниження недовідпуску за рахунок застосування реклоузера, кВт·год/рік ($\delta w_{\Sigma} = 13520$ кВт·год/рік); C_n – нормативна договірна вартість електричної енергії, грн./кВт·год; C_0 – середня вартість електричної енергії на Оптовому ринку, грн./кВт·год; $\delta w_{ГЕС}$ – зниження недовідпуску електричної енергії ГЕС за рахунок застосування реклоузера; $\delta w_{СЕС}$ – зниження недовідпуску електричної енергії СЕС за рахунок застосування реклоузера; $C_{ГЕС}$ – вартість електричної енергії ГЕС, грн./кВт·год; $C_{СЕС}$ – вартість електричної енергії СЕС, грн./кВт·год, ΔB – зменшення експлуатаційних витрат, обумовлене застосуванням реклоузера.

Згідно [13] у 2015 році оптова ціна 1кВт·год електроенергії в ДП «Енергоринок» становила $C_0 = 1,10508$ грн. Тариф для не побутових споживачів за 2 класом напруги на квітень 2016 року складає $C_n = 1,5894$ грн./кВт·год (ПАТ «Вінницяобленерго»)[14], «зелений тариф» для СЕС становив $C_{СЕС} = 10,795$ грн./кВт·год (Гальжбіївська СЕС та Слобода-Бушанська СЕС, ТОВ «Енергоінвест» [15]), «зелений тариф» для малих ГЕС становив $C_{ГЕС} = 2,6987$ грн./кВт·год (Гальжбіївська ГЕС та Слобода-Бушанська ГЕС, ТОВ «Енергоінвест» [15]); $\delta w_{ГЕС}$ – зниження недовідпуску електричної енергії ГЕС за рахунок застосування реклоузера.

Зниження недовідпуску електричної енергії СЕС за рахунок застосування реклоузера $\delta w_{СЕС}$ знаходимо за виразами (11-12):

$$\Delta W_{\Sigma СЕС} = 0,93 \cdot P_{\Sigma СЕС} \cdot L_{\Sigma}, \quad (11)$$

$$\delta w_{СЕС} = \delta w_{\Sigma}^* \cdot \Delta W_{\Sigma СЕС} = 2,511 \cdot 10^3, \text{ кВт} \quad (12)$$

Зниження недовідпуску електричної енергії ГЕС за рахунок застосування реклоузера $\delta w_{ГЕС}$ знаходимо за виразами (13-14):

$$\Delta W_{\Sigma ГЕС} = 0,93 \cdot P_{\Sigma ГЕС} \cdot L_{\Sigma}, \quad (13)$$

$$\delta w_{ГЕС} = \delta w_{\Sigma}^* \cdot \Delta W_{\Sigma ГЕС} = 2,93 \cdot 10^3, \text{ кВт} \quad (14)$$

Вартість реклоузера типу РВА/TEL-10 становить 350 тис. руб. (рос.) [12] або $K = 132$ тис. грн.

Отже, ефект від встановлення реклоузера в лінії 26-27 буде 80,576 тис. грн. за рік, а інтегральний ефект протягом 5 років, за умови придбання реклоузера не в кредит, буде 270,878 тис. грн. Очікуваний термін окупності капітальних вкладень не перевищує двох років.

Висновки

Точка розмикання кільцевої ділянки розподільних електричних мереж за умов забезпечення надійності схеми може не співпадати з точкою оптимального поточкорозділу за критерієм мінімуму втрат потужності, яка до того ж може змінюватися в залежності від навантаження та генерування у вузлах ЛЕС. 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 вони мають забезпечити 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. Gonen T. Electric power distribution system engineering / T. Gonen // Second Edition, CRC Press – 2007. – 856 p.



2. Лежнюк П. Оцінювання імовірнісних характеристик генерування сонячних електростанцій в задачі інтелектуалізації локальних електричних систем / П.Д. Лежнюк, В.О. Комар, С.В. Кравчук // Вісник НТУ «ХПІ», Серія: Нові рішення в сучасних технологіях. – Харків: НТУ «ХПІ». – 2016. – No 18 (1190). – С. 92-100. – doi:10.20998/2413-4295.2016.18.14.
3. 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.
4. Hrisheekesha P. Evolutionary algorithm based optimal control in distribution system with dispersed generation / P. Hrisheekesha, J. Sharma // *International Journal of Computer Applications*. – 2010. – No.14. – P. 31-37. – doi: 10.5120/305-471.
5. 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.
6. 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)
7. Мусаев Т.А. Методика выбора оптимальной точки деления городской распределительной сети напряжением 6(10) кВ / Т.А. Мусаев // *Энергетика Татарстана*. – 2013. – №2(30). – С. 38 – 41.
8. Лежнюк П. Вплив інверторів СЕС на показники якості електричної енергії / П. Лежнюк, О. Рубаненко, І. Гунько // *Вісник Хмельницького національного технічного університету. Серія: Технічні науки* – 2015 – №2. – С.134-139.
9. Лежнюк П. Вплив сонячних електричних станцій на напругу споживачів 0,4 кВ / П. Лежнюк, О. Рубаненко, І. Гунько // *Науковий журнал «Енергетика: економіка технології, екологія* – 2015 – №3(51). – С.7-13.
10. 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.
11. 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.
12. Реклоузер вакуумный РВА\TEL. [Електронний ресурс] / ООО "МК "Возрождение" – Режим доступу: http://tiu.ru/p96026382-reklouzer-pbatel.html#description_block
13. Побудова схем секціонування розподільної електричної мережі напругою 6-10 кВ. Методичні рекомендації: СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-99:2014. – Офіц. вид. – К. : ТОВ «Торговий дім – «ЕЛВО -Україна», 2014. – 42 с.
14. Звіт про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, у 2015 році. Постанова НКРЕКП № 515 від 31.03.2016. [Електронний ресурс] / – К.: НКРЕКП, 2016. 154 с. – Режим доступу: http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_2015.pdf.
15. Про встановлення на квітень 2016 року єдиних роздрібних тарифів на електричну енергію, що відпускається для кожного класу споживачів, крім населення, населених пунктів та зовнішнього освітлення, на території України. Постанова НКРЕКП № 491 від 25.03.2016. [Електронний ресурс] / НКРЕКП – Режим доступу: <http://www.nerc.gov.ua/?id=19375>.

References

1. Gonen T. *Electric power distribution system engineering* / T. Gonen // *Second Edition, CRC Press* – 2007. – 856 p.
2. Lezhnyuk P. Otsinyuvannya imovirnisnikh kharakterystyk heneruvannya Sonyachnykh elektrostantsiy v zadachi intelektualizatsiyi lokalnykh elektrychnykh system / P.D. Lezhnyuk, V.O. Komar, S.V. Kravchuk // *Visnyk NTU «KHPІ», Seriya: Novi reshenye v SUCHASNYKH tekhnolohiyakh*. - Kharkiv: NTU «KHPІ». - 2016. - № 18 (1190). - S. 92-100. - DOI: 10,20998 / 2413-4295.2016.18.14.
3. 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.
4. Hrisheekesha P. Evolutionary algorithm based optimal control in distribution system with dispersed generation / P. Hrisheekesha, J. Sharma // *International Journal of Computer Applications*. – 2010. – No.14. – P. 31-37. – doi: 10.5120/305-471.
5. 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.
6. 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)
7. Musayev T.A. Metodika vybora optimal'noy tochki deleniya gorodskoy raspr delitel'noy seti napryazheniyem 6 (10) kV / T.A. Musayev // *Energetika Tatarstana*. - 2013. - №2 (30). - S. 38 - 41
8. Lezhnyuk P. Vplyv invertoriv SES na pokazately yakosti elektrichnoyi enerhiyi / P. Lezhnyuk, O. Rubanenko,



I. Hunko // *Visnyk Khmelnytskoho natsionalnoho tekhnichnoho universytetu. Seriya: Tekhnichni nauky* – 2015 – №.2. – S.134-139.

9. Lezhnyuk P. *Vplyv Sonyachnykh elektrychnykh stantsiy na napruhu spozhivachiv 0,4 kV* / P. Lezhnyuk , O. Rubanenko , I. Hunko // *Naukovyy zhurnal « Enerhetyka : ekonomika tekhnolohiyi , ekolohiya* – 2015 – №.3 (51) . – S.7-13 .

10. 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.

11. Koval'chuk A. *GES v lokal'nykh elektricheskikh sistemakh s rassredotochennym generirovaniem* / A. Koval'chuk , A. Nikitorovich , P. Lezhnyuk , V. Kulik // *Gidroenergetika Ukrainy* - 2011. - №.1s.54-58 2011 .

12. *Reklouzeriv vakuumnyy RVA / TEL . [Elektronnyy resurs] / OOO "MK" Vozrozhdeniye " - Rezhim dostupa: http://tiu.ru/p96026382-reklouzer-pbatel.html#description_block*

13. *Pobudova skhem sektsiionuvannya rozpodilnoyi elektrichnoyi merezhi napruhoiu 6-10 kV. Metodychni rekomendatsiyi: SOU-N EE 40.1-00100227-99: 2014. - Ofits. vyd. - K. : TOV «Torhovy dim -« ELVO -Ukrayina », 2014. - 42 s.*

14. *Zvit pro rezultaty diyalnosti Natsionalnoy komisiyi, chto zdiysnyuye derzhavne rehulyuvannya u sferakh enerhetyky ta komunalnykh posluh, u 2015 hodu. Postanova NKREKP № 515 vid 31.03.2016. [Elektronnyy resurs] / - K.: NKREKP, 2016. 154 s. - Rezhym dostupu: http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_2015.pdf.*

15. *Pro vstanovlennya na kviten 2016 roku yedynikh rozdribnikh taryfiv na elektrychnyy Enerhiyu, chto vidpuskayetsya dlya kozhnoho klasu spozhivachiv, krome naselelnya, naselelykh punktiv ta zovnishnoho osviteniya, na terrytoryy Ukrainy. Postanova NKREKP № 491 vid 25.03.2016. [Elektronnyy resurs] / NKREKP - Rezhym dostupu: <http://www.nerc.gov.ua/?id=19375>.*

ОПТИМИЗАЦИЯ СЕКЦИОНИРОВАНИЯ В ЛОКАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ С РАЗНОТИПНЫМИ РАСПРЕДЕЛЕННЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ

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. В статье приведена компьютерная модель режима локальной электрической системы, которая позволяет определить место точек потокороздilu и рассчитать потери мощности при размыкания схемы в соответствующих узлах. Показано, что в условиях использования нескольких рассредоточенных источников энергии в локальной электрической системе оптимальную по потерям энергии точку потокороздilu (из нескольких возможных точек потокороздilu) выбирают по наименьшей узловой напряженности. Регулировка мощности генерации малой гидроэлектростанции влияет на изменение точки потокороздilu в локальной электрической системе и, соответственно, на потери электроэнергии в ней.

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

SECTIONING OPTIMIZATION IN LOCAL ELECTRIC NETWORKS WITH DIFFERENT TYPES OF DISTRIBUTED ENERGY SOURCES

Summary: this paper examines the decrease active power losses in the local electrical systems that operate different types dispersed energy sources, including solar power and hydropower. The article shows the computer model regime for local electricity system that allows to determine the place potokorozdilu points and calculate the power loss at rozimknenni schemes in the respective nodes. It is shown that in the use of multiple distributed sources of energy in the local electrical system for optimum energy losses potokorozdilu point (several possible points potokorozdilu) is selected at the lower junction voltage. Adjusting hydroelectric power generating small impact on the change point potokorozdilu the local electrical system and, consequently, the power losses in it.

Keywords: dispersed energy sources, solar power, potokorozdilu point, the local electrical systems, hydroelectric power, active power losses.