

**ОПТИМІЗАЦІЯ ВИТРАТ ПЕРВИННОГО ПАЛИВА НА ЛОКАЛЬНИХ РИНКАХ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ З ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРАМИ**

**С.П. Денисюк** \*, докт.техн.наук, **Г.С. Белоха** \*\*, канд.техн.наук, **Д.Г. Дерев'янку** \*\*\*, канд.техн.наук  
НТУ України «КПІ ім. Ігоря Сікорського»,  
пр. Перемоги, 37, Київ, 03056, Україна.  
E-mail: [pointage13@gmail.com](mailto:pointage13@gmail.com)

*Локальні енергоринки є окремою системою розподілу з декількома джерелами розосередженої генерації та з власним оператором, який не залежить від мережі. Вартість електроенергії в локальних системах залежить від багатьох критеріїв, серед яких витрати первинного палива дизель-генераторів, що залежать від його потужності. Рівномірний розподіл потужностей між паралельно ввімкненими генераторами призводить до збільшення витрат первинного палива. Розроблено алгоритм оптимізації витрат палива, який виконує розрахунок розподілу потужностей паралельно з'єднаних генераторів. Ці потужності відповідають мінімальному значенню витрат палива. Розглянуто систему з трьома дизель-генераторами та варіант з заміною одного генератора на сонячну електричну установку. У порівнянні з рівномірним розподілом використання оптимального алгоритму дає змогу знизити ціну в середньому від 9 до 20 %. Введення сонячної установки з акумуляторною батареєю дало змогу підвищити енергоефективність та зменшити ціну за рахунок менших поточних витратах сонячної установки. Бібл. 10, рис. 3, табл. 1.*

**Ключові слова:** локальні ринки електроенергії, дизель-генератори, витрати первинного палива, сонячні електричні установки.

**Вступ.** Перехід від традиційних енергосистем до систем, які мають в своєму складі розосереджені та відновлювані джерела енергії, вимагає розробки нових ринкових рішень. Локальні ринки електроенергії є одним із вирішень цієї проблеми. Локальні ринки надають платформу для торгівлі електроенергією, виробленої невеликими електроенергосистемами, дають змогу дрібним споживачам електроенергії та виробникам брати активну участь у ринку та у формуванні ціни [1–7].

Економічні вигоди локальних ринків визначаються зниженням поточних витрат та збільшенням прибутку для їх учасників. З технологічної точки зору це призведе до скорочення витрат під час передачі та перерозподілу, а в довгостроковій перспективі – до розширення таких мереж та можливостей для покращення електропостачання [1]. Локальні енергоринки можуть бути представлені невеликими окремими системами розподілу з декількома генераторами з власним оператором, незалежним від мережі. Директиви ЄС [3] містять положення, що стосуються функціонування дрібних виробників електроенергії, які мають власну розосереджену генерацією. В локальних ринках встановлюються свої тарифи, які можуть змінюватися з часом. Такі тарифи стимулюють регулювання навантаження як вручну, так і автоматично, що дає змогу споживачам заощаджувати на електроенергії, користуючися перевагами системи. Використання таких тарифів можливе лише за наявності у споживача Smart-лічильника електроенергії [2]. Локальні енергоринки вивчають динамічне ціноутворення локальних електроенергетичних систем (Microgrid). На сьогодні актуальним завданням є оптимізація роботи Microgrid як за технічними, так і економічними показниками, розглядаючи їхнє власне функціонування на системному рівні. Використання динамічних мережевих тарифів сприяє більш розумному керуванню ціною та ситуацією в мережі [6].

Джерела живлення Microgrid забезпечують балансуювання електропостачання споживачів. Вони складаються з одного або декількох типів джерел: дизель-генератори (ДГ), сонячні електричні установки (СЕУ), вітроенергетичні установки (ВЕУ) з резервним акумулятором або без нього. Широке застосування ДГ у локальних системах обумовлено можливістю їхньої реалізації в будь-яких кліматичних умовах, невеликою вартістю, простотою керування. Можливість електрифікації локальних об'єктів лише від відновлюваних джерел у більшості випадків суттєво обмежена тимчасовою нестабільністю їхнього потенціалу.

Одним з головних недоліків використання ДГ є витрати первинного палива. В [7] проведено порівняння з гібридними системами. За додаткового введення систем відновлюваної електроенергії

---

© Денисюк С.П., Белоха Г.С., Дерев'янку Д.Г., 2023  
ORCID ID: \* <https://orcid.org/0000-0002-6299-3680>; \*\* <https://orcid.org/0000-0003-4277-367X>;  
\*\*\* <https://orcid.org/0000-0002-4877-5601>

відмічається зменшення вартості електроенергії. У [8] проведено огляд різних гібридних систем з різними типами джерел, вказано, що найбільш широко використовувані системи ВЕУ-СЕУ з накопичувачем електроенергії та без нього складає 28% з усіх гібридних систем, ВЕУ-СЕУ-ДГ – 22% і СЕУ-ДГ – 21%.

Аналіз публікацій [7–9] показує, що керування ДГ у складі локальних систем у більшості випадків відбувається рівномірним розподілом потужностей по кожному. Зазвичай основні витрати пов'язано із закупівлею дизельного палива. Основними причинами збільшення витрат палива є низькі температури та неефективне завантаження. Навантаження вважається оптимальним для дизель-генератора, якщо лежить в межах від 40% до 75% від номіналу. Якщо навантаження менше 40% або більше 75% номінальної потужності, ДГ працює з підвищеною питомою витратою палива, відповідно рівномірний розподіл між паралельно ввімкненими генераторами може призвести до збільшення витрат палива. Тому актуальним є оптимізація витрат первинного палива.

**Мета роботи** – розробити алгоритм оптимального розподілу потужностей генераторів в локальних системах в динамічному режимі роботи, які містять дизель-генератори та відновлювані джерела, задля отримання мінімальної вартості електроенергії за рахунок зменшення витрат первинного палива дизель-генераторів.

Розглянемо складові вартості електроенергії, які залежать від багатьох критеріїв [5]. Ціна за 1 кВт·год енергії дизель-генератора  $C_{ДГ}(t)$  складається з поточних витрат, які є постійними витратами на обслуговування, процента від ціни за дизельну установку та змінних витрат, які пов'язано з витратами первинного палива та нелінійно залежать від генеруємої потужності. Також на витрати палива впливають перехідні процеси, що виникають через зміну потужності навантаження

$$C_{ДГ}(t) = C_{зм}(B(P_{ДГ}(t))) + \Delta C + C_{пот}, \quad (1)$$

де  $C_{пот}$  – поточні витрати;  $C_{зм}(B(P_{ДГ}(t)))$  – функція змінних витрат первинного палива від генерованої потужності;  $\Delta C$  – функція витрат палива у перехідних режимах роботи.

Графік залежності витрат первинного палива ДГ  $B(P_{ДГ})$  має нелінійний характер. У загальному випадку такий графік може бути побудований шляхом використання нормативних (усереднених) значень або експериментально та представлений поліномом третього порядку. Графік витрат палива  $C(P_{ДГ})$  має подібний вид як і витрати первинного палива  $B(P_{ДГ})$ , оскільки ціна за паливо є найбільш впливовою складовою на загальну вартість, ніж інші складові ціни.

Вартість сонячної генерації складається з витрат на експлуатацію та технічне обслуговування ( $C_{обс}$ ), процента від ціни за сонячну установку ( $C_{IPV}$ ), а також змінних витрат, які залежать від генерованої потужності ( $C(P_{PV}(t))$ )

$$C_{PV}(t) = C_{IPV} + C_{обс} + C(P_{PV}(t)), \quad (2)$$

За паралельної роботи кількох генераторів зі своїми залежностями потужності від часу вартість генерації 1 кВт·год визначається як сума вартості генерації кожного

$$C_{Г\Sigma}(t) = \sum_{i=1}^n C_{ДГ_i}(t) + \sum_{i=1}^m C_{PV_i}(t), \quad (3)$$

де  $n$  – кількість дизель-генераторів;  $m$  – кількість сонячних генераторів.

Середньозважена вартість 1 кВт·год електроенергії в гібридній системі визначається із співвідношення

$$C_{Г,сп}(t) = \sum_{i=1}^N P_{Г_i}(t) C_{Г_i}(t) / \sum_{i=1}^N P_{Г_i}(t), \quad (4)$$

де  $P_{Г_i}(t)$  – потужність  $i$ -го генератора;  $C_{Г_i}(t)$  – вартість споживання потужності  $i$ -го генератора;  $N$  – кількість генераторів.

Оскільки постійні витрати не залежать від навантаження, то ціну необхідно регулювати зменшуючи витрати палива, які вимірюються в \$/кВт·год. Це можливо за оптимального розподілу потужності навантаження між декількома паралельно включеними генераторам. Пошук оптимального розподілу потужностей з мінімальними витратами є задачею нелінійного програмування. На кожному інтервалі з урахуванням попередніх значень потужностей генераторів задля забезпечення поточного значення потужності навантаження  $P_n$  розраховуються необхідні величини потужностей ДГ, що відповідають мінімальним витратам палива, та на які треба змінити потужності кожного генератора. Такий алгоритм дає змогу мінімально змінювати потужності

генераторів відносно попереднього значення, не призводячи до частих пусків і зупинок дизеля та тривалих перехідних процесів.

Алгоритм розрахунку на прикладі трьох генераторів містить наступні кроки:

1. Завдання початкових умов: криві  $C_1(P)$ ,  $C_2(P)$  та  $C_3(P)$  у вигляді неперервних функцій;  $P_{10}$ ,  $P_{20}$ ,  $P_{30}$  початкові значення потужності навантаження.

2. Завдання поточного значення потужності навантаження  $P_{Hi}$ .

3. Розрахунок необхідного значення зміни потужності  $\Delta P_i = P_{Hi} - (P_{1(i-1)} + P_{2(i-1)} + P_{3(i-1)})$ .

4. Знаходження мінімуму функції

$$C_{\min}(P_i) = C_1(P_{1(i-1)} + \Delta p_{1i}) + C_2(P_{2(i-1)} + \Delta p_{2i}) + C_3(P_{3(i-1)} + \Delta p_{3i})$$

за допомогою функції *fmincon* (обмежена нелінійна багатовимірна функція мінімуму)

$$\min_{\Delta p} C_{\min}(\Delta p) \text{ such that } \begin{cases} \Delta p_1 + \Delta p_2 + \Delta p_3 = \Delta P \\ -\Delta P \leq \Delta p_i \leq \Delta P \end{cases}, \quad (5)$$

та визначення  $\Delta p_{1i}$ ,  $\Delta p_{2i}$ ,  $\Delta p_{3i}$  – величин потужності, на які треба змінити (збільшити або зменшити) потужність кожного джерела живлення.

5. Розрахунок потужностей, які необхідно встановити для отримання мінімальних витрат

$$P_{1i} = P_{1(i-1)} + \Delta p_{1i}, P_{2i} = P_{2(i-1)} + \Delta p_{2i}, P_{3i} = P_{3(i-1)} + \Delta p_{3i}. \quad (6)$$

Отримані значення потужностей є початковими умовами для наступного розрахунку.

6. Розрахунок повторюється з п. 2, якщо  $P_{Hi}$  змінило своє значення.

Аналогічний алгоритм можна використовувати і для більшої кількості генераторів.

Розглянемо приклад розрахунку мінімальних витрат палива за паралельного з'єднання трьох дизель-генераторів (рис. 1, а). Потужність споживача (навантаження) представлено у вигляді ступінчатого добового графіку електричних навантажень (рис. 1, б) для 48 інтервалів часу.

Дизель-генератори ДГ1, ДГ2, ДГ3 обрано на різну потужність:  $P_1=65$  кВт,  $P_2=75$  кВт,  $P_3=100$  кВт. Вони мають індивідуальні графіки  $C_1(P)$ ,  $C_2(P)$ ,  $C_3(P)$ , наближені до реальних (рис. 1, в) згідно (1) при  $C_{\text{пот}} = \text{const}$ ,  $\Delta C = 0$  у відносних одиницях від максимально значення  $C_{\text{max}}$ .

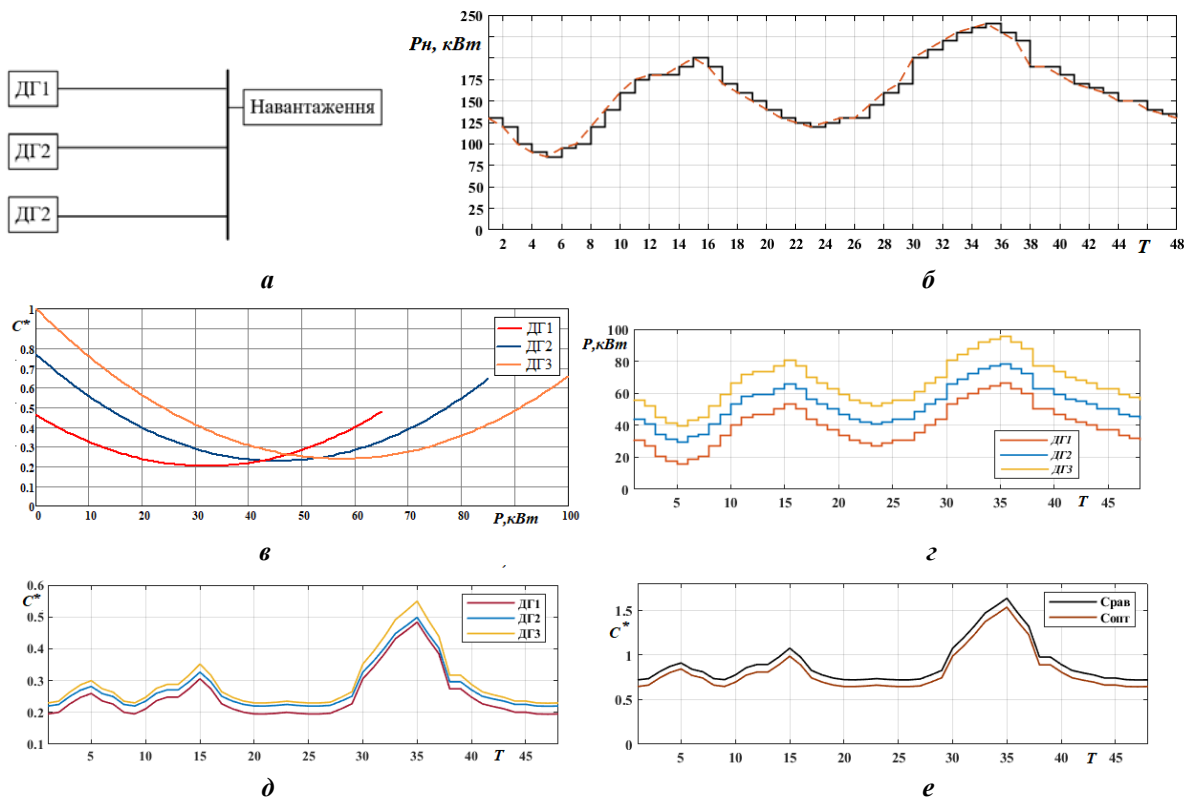


Рис. 1

Для наведеного графіка (рис. 1, б) електричних навантажень програмно проведено пошук оптимального розподілу потужностей між трьома генераторами (рис. 1, д) та розрахунок мінімального значення сумарних витрат  $C_{\text{опт}}$  (рис. 1, е). Для порівняння зображено графік сумарних

витрат  $C_{\text{равн}}$  за рівномірного розподілу потужності по генераторам, як це роблять за відсутності інформації про індивідуальні залежності палива від потужності, який розраховується за виразом для кожного інтервалу

$$C_{\text{равн},i} = C_{1i} \left( \frac{P_{ni}}{3} \right) + C_{2i} \left( \frac{P_{ni}}{3} \right) + C_{3i} \left( \frac{P_{ni}}{3} \right). \quad (7)$$

Для аналізу кривих розраховано середнє значення ціни  $C_{\text{сер}}$ ,  $C_{\text{сер,равн}}$  на всьому інтервалі, процент зміни ціни відносно рівномірного розподілу потужностей  $C_{\text{пр}}$  та  $C_{\text{Г.ср}}$  (таблиця). В середньому за оптимального розподілення зменшення витрат складо 9,7%.

Склад системи	$C_{\text{сер}}$	$C_{\text{равн,сер}}$	$C_{\text{пр}} \%$	$C_{\text{пр,баз}} \%$	$C_{\text{Г.ср}}$
ДГ1, ДГ2, ДГ3 (базова)	0,84	0,94	9,7	-	0,89
PV, ДГ2, ДГ3	0,707	0,78	10	19,5	0,718
ДГ1, PV, ДГ3	0,705	0,85	20,6	19,95	0,724
ДГ1, ДГ2, PV	0,702	0,86	23	20,6	0,726

Витрати палива для кожного генератора окремо наведено на рис. 1, д.

Незважаючи на низьку вартість ДГ, простоту резервування та експлуатації, використання ДГ в локальних мобільних системах має низку недоліків: високу собівартість

електроенергії, негативний вплив на екологію, доставка палива. Введення в локальну систему відновлювальних джерел енергії призводить до економії дизельного палива, проте збільшує встановлену потужність та вартість енергетичного обладнання гібридної системи, а також впливає на надійність та режими роботи складових енергетичного комплексу.

В системі, яку представлено вище, задля зниження вартості енергії та зменшення викидів парникових газів було замінено один з генераторів сонячною енергетичною установкою PV з перетворювачем постійної напруги DC-DC, інвертором DC-AC та акумуляторною батареєю АБ (рис. 2).

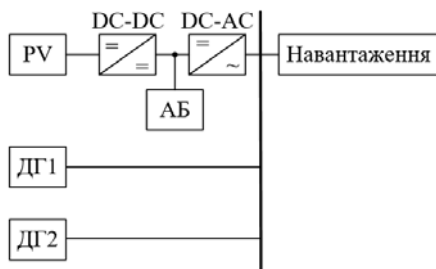


Рис.2

Під час аналізу криву залежності витрат на постачання енергії та обслуговування сонячної системи представлено у вигляді лінійної функції. Прийнято припущення, що потужність сонячної панелі постійна у час. Таке припущення справедливе за наявності акумуляторної батареї. За базову ціну сонячної електроенергії за 1 кВт взято середню ціну у 2020 році 0,04 \$/кВт·год [10].

На рис. 3 наведено графіки роботи гібридної системи у разі заміни ДГ3 з максимальною потужністю 100 кВт на СЕУ. Графік навантаження при цьому залишився незмінним (рис. 1, б). У порівнянні з базовою системою з трьома ДГ ціна за кВт·год зменшилася на 20,6%. Також проведено аналіз заміни ДГ2 на СЕУ з потужністю 75 кВт та заміни ДГ1 на СЕУ з потужністю 65 кВт (див. табл.).

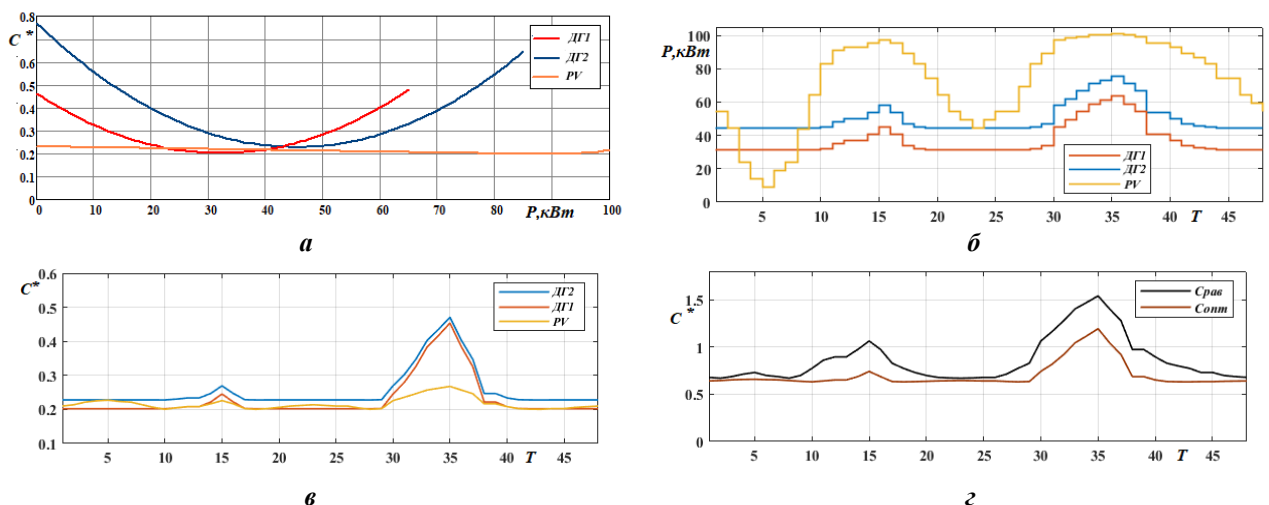


Рис. 3

У порівнянні з рівномірним розподілом потужності навантаження використання оптимального алгоритму в локальних системах дає змогу знизити ціну в середньому від 9 до 20 % за рахунок перерозподілу вироблення електроенергії серед генераторів.

Застосування наведеного алгоритму дасть змогу:

- керувати в реальному часі генераторами безперервно або через деякі проміжки часу;
- оптимізувати склад локальної системи на етапі проектування виробником електроенергії за рахунок комбінування різних типів генераторів на різну потужність для відомих графіків електричних навантажень;
- знизити собівартість електроенергії вже існуючих систем у разі керування з оптимальним перерозподілом потужності між генераторами;
- провести аналіз впливу споживачем добових графіків потужностей споживаної електроенергії на зміну вартісних показників системи, що за динамічного ціноутворення дасть змогу споживачу економити за рахунок перерозподілу своєї потужності протягом дня;
- провести попередній розрахунок витрат для різних дизель-генераторів в системі для заданих графіків потужностей навантажень, і, якщо це потрібно, заміну існуючих генераторів в системі на генератори з меншими витратами первинного палива або заміну комплектуючих.

У подальшому вдосконалення програми дасть змогу проводити аналіз гібридної системи з дизель-генераторами, сонячними та вітрогенераторами у своєму складі, а також враховувати вплив перехідних процесів у разі зміни потужності навантаження.

**Висновки.** Для динамічної тарифікації в локальних ринках розроблено алгоритм та на його основі програма на мові програмування Matlab, що розраховує оптимальний розподіл потужностей генератора, які відповідають мінімальному значенню витрат палива, задля забезпечення потужності навантаження  $P_H$ .

Розподіл потужностей в динамічному режимі для добового графіку електричних навантажень за умови мінімальних витрат дав змогу отримати меншу вартість електроенергії в локальних гібридних системах на основі дизель-генераторів до 23% у порівнянні з рівномірним розподілом в залежності від складу системи.

Введення СЕУ з акумуляторною батареєю дало змогу підвищити енергоефективність, зменшити витрати первинного палива зменшити ціну за рахунок зниження поточних витрат СЕУ. Вартість за 1 кВт·год знизилася в середньому на 20% по відношенню до структури з трьох дизель генераторів та залежить від характеристик генераторів, які у даний момент здійснюють генерацію електроенергії в локальній системі.

Аналіз отриманих результатів для наведених прикладів з заміною одного ДГ на СЕУ показав, що співвідношення між встановленими потужностями сонячної станції та дизельної електростанції незначно впливає на ціну по відношенню до базової структури і складає 19,6 – 20,6%.

1. Dudjak V., Neves D., Alskaf T., Khadem S., Pena-Bello A., Saggese P., Bowler B., Andoni M., Bertolini M., Zhou Yue, Lormeteau B., Mustafa A. Mustafa, Wang Yingjie, Francis Ch., Zobiri F., Parra D., Papaemmanouil A. Impact of Local Energy Markets Integration in Power Systems Layer: A Comprehensive Review. *Applied Energy*. 2021. Vol. 301. Pp. 117-434. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117434>.

2. Honarmand M.E., Hosseinezhad V., Hayes B., Siano P. Local Energy Trading in Future Distribution Systems. *Energies*. 2021. Vol. 14(11): 3110. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14113110>.

3. Directive (EU) 2018/2002 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 amending Directive 2012/27/EU on energy efficiency. *Official Journal of the European Union*. 2018. Pp. L 328/210 – L 328/230.

4. Кириленко О.В., Басок Б.І., Базєєв Є.Т., Блінов І.В. Енергетика України та реалії глобального потепління. *Технічна електродинаміка*. 2020. № 3. С 52-61. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.03.052>

5. Zhuikov V.Y., Boiko I.Y., Denysiuk S.P. Model of dynamic tariffing Microgrid's electricity consumption in local energy markets. *Science and Education a New Dimension*. Hungary, 2021. Vol. IX (31). Issue 250. Pp. 46-49.

6. Блінов І.В., Парус Є.В. Врахування мережевих обмежень та мінімізація різниці цін між ринками електроенергії. *Технічна електродинаміка*. 2015. № 5. С. 81-88.

7. Іванов Г.А., Блінов І.В., Парус Є.В., Мірошник В.О. Складові моделі для аналізу впливу відновлювальних джерел енергії на ринкову вартість електроенергії в Україні. *Технічна електродинаміка*. 2020. № 4. С. 72-75. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.04.072>.

8. Rehman S. Hybrid Power Systems – Sizes, Efficiencies, and Economics. *Energy Exploration & Exploitation*. 2021. Vol. 39. No 1. Pp. 3-43. DOI: <https://doi.org/10.1177/0144598720965022>



9. Rehman S., Natrajan N., Mohandes M., Alhems L.M., Himri Y., Allouhi A. Feasibility Study of Hybrid Power Systems for Remote Dwellings in Tamil Nadu. *IEEE Access*. 2022. Vol. 8. Pp. 143881-143890. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3014164>

10. IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2020. URL: <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020> (accessed at 05.05.2022).

## OPTIMIZATION OF CONSUMPTION OF PRIMARY FUEL IN LOCAL ELECTRICITY MARKETS FOR SYSTEMS USING DIESEL GENERATORS

S.P. Denysiuk, H.S. Bielokha, D.G. Derevianko

National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»,  
Peremohy ave., 37, Kyiv, 03056, Ukraine.

E-mail: [pointage13@gmail.com](mailto:pointage13@gmail.com).

*Local energy markets represent a separate distribution system with several sources of distributed generation and with its own network-independent operator. The cost of electricity in local systems depends on many criteria. They include the consumption of primary fuel for diesel generators, which depend on their capacity. Equal distribution of power on generators running in parallel leads to an increase in primary fuel consumption. An algorithm for optimizing fuel consumption, which calculates the power distribution of generators connected in parallel, has been developed. These capacities correspond to the minimum value of fuel consumption. The system using three diesel generators and the option of replacing one generator with a solar electric installation was considered. The use of the optimal algorithm allows for reducing the price by an average of 9 to 20% if compared to the uniform distribution. The introduction of a photovoltaic system with a rechargeable battery allowed to increase energy efficiency and reduce the price due to lower running costs of the solar installation. References 10, figures 3, tables 1.*

**Keywords:** local electricity markets, diesel generators, primary fuel consumption, photovoltaic system.

1. Dudjak V., Neves D., Alskaf T., Khadem S., Pena-Bello A., Saggese P., Bowler B., Andoni M., Bertolini M., Zhou Yue, Lormeteau B., Mustafa A. Mustafa, Wang Yingjie, Francis Ch., Zobiri F., Parra D., Papaemmanouil A. Impact of Local Energy Markets Integration in Power Systems Layer: A Comprehensive Review. *Applied Energy*. 2021. Vol. 301. Pp. 117-434. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117434>.

2. Honarmand M.E., Hosseinezhad V., Hayes B., Siano P. Local Energy Trading in Future Distribution Systems. *Energies*. 2021. Vol. 14(11): 3110. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14113110>.

3. Directive (EU) 2018/2002 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 amending Directive 2012/27/EU on energy efficiency. *Official Journal of the European Union*. 2018. Pp. L 328/210 – L 328/230.

4. Kyrylenko O.V., Basok B.I., Baseyev Ye.T., Blinov I.V. Power industry of Ukraine and realities of the global warming. *Tekhnichna Electrodynamika*. 2020. No 3. Pp. 52-61. (Ukr). DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.03.052>

5. Zhuikov V.Y., Boiko I.Y., Denysiuk S.P. Model of dynamic tariffing Microgrid's electricity consumption in local energy markets. *Science and Education a New Dimension*. Hungary, 2021. Vol. IX (31). Issue 250. Pp. 46-49. DOI: <https://doi.org/10.31174/SEND-NT2021-250IX31-11>

6. Blinov I.V., Parus E.V. Congestion management and minimization of price difference between coupled electricity markets. *Tekhnichna Electrodynamika*. 2015. No 5. Pp. 81-88. (Ukr)

7. Ivanov H.A., Blinov I.V., Parus Ye.V., Miroshnyk V.O. Components of model for analysis of influence of renewables on the electricity market price in Ukraine. *Tekhnichna Electrodynamika*. 2020. No 4. Pp. 72-75. (Ukr). DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.04.072>.

8. Rehman S. Hybrid Power Systems – Sizes, Efficiencies, and Economics. *Energy Exploration & Exploitation*. 2021. Vol. 39. No 1. Pp. 3-43. DOI: <https://doi.org/10.1177/0144598720965022>

9. Rehman S., Natrajan N., Mohandes M., Alhems L.M., Himri Y., Allouhi A. Feasibility Study of Hybrid Power Systems for Remote Dwellings in Tamil Nadu. *IEEE Access*. 2022. Vol. 8. Pp. 143881-143890. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3014164>

10. IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2020. URL: <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020> (accessed at 05.05.2022).

Надійшла 19.05.2022  
Остаточний варіант 11.08.2022