

Проведення енергетичного обстеження тягових підстанцій змінного та постійного струму

В. О. Разінков¹, PhD

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0934-0426>; e-mail: razinkov.v.o@opu.ua

С. П. Савич¹, кандидат технічних наук, доцент

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6995-568X>; e-mail: savichsp@gmail.com

¹ Національний університет «Одеська політехніка»

Анотація. В даній роботі наведені комплекси рішень підвищення енергетичної ефективності тягових електричних підстанцій, що були розглянуті практично на реальних об'єктах. Наданий комплекс енергозберігаючих заходів може бути використаний для проведення енергетичних аудитів та обстежень будь-яких тягових підстанцій, оскільки відображає основні проблеми, що утворилися в секторі електричних мереж тягового електричного транспорту. Всі енергозберігаючі заходи, що розглядаються при економічному обґрунтуванні враховують ставку дисконтування та відсоток інфляції відповідно до показників визначених національним банком України.

Ключові слова: електрична енергія, тягова підстанція, енергетичний аудит, реактивна енергія, втрати енергії, комерційний облік, втрати в трансформаторах, тепловізійне обстеження, висковольтні вимикачі, вимірвальні трансформатори струму.

Цитування статті: Разінков В. О., Савич С. П. (2026). Проведення енергетичного обстеження тягових підстанцій змінного та постійного струму. *Електротехнічні та комп'ютерні системи*, 46(122), с.120-134. doi:<https://doi.org/10.15276/eltecs.46.122.2026.11>

Вступ

Внаслідок стрімкого подорожчання паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР), загострення проблеми збалансованості платіжних балансів, прискорення інфляції, поглиблення економічної залежності від постачальників ПЕР, швидкого виснаження національних запасів енергоресурсів енергетична стратегія стала головним фактором політики соціально-економічного розвитку держави. Закон України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо стимулювання заходів з енергозбереження від 16.03.2007 року №760 – У вніс зміни в Кодекс України про адміністративні правопорушення, яким значно посилену відповідальність за порушення в сфері енергозбереження.

Звідси сформувались першочергові завдання енергетичної стратегії залізничного транспорту - не допустити порушення чинного законодавства з енергозбереження, забезпечити ефективність використання енергоресурсів та визначити об'єктивні, реальні для виконання норми пито-

мих витрат ПЕР в структурних підрозділах залізниць. Ці завдання реалізуються шляхом кропіткого навчання, виховання культури енергоспоживання, популяризації досягнень в сфері енергоефективності та шляхом реального впровадження енергозберігаючих заходів. Проведення енергетичного аудиту вирішує поставлені завдання в комплексі.

1 Мета роботи

Метою є поглибленого вивчення внутрішнього і зовнішнього середовища тягових підстанцій (ПС) на основі якого проводиться аналіз роботи ПС та аналіз їх економічного становища за результатами яких розробляються першочергові заходи по ліквідації технічного і технологічного відставання, яке призводить до непродуктивних витрат ПЕР та дозволяє спланувати роботу для підвищення рівня енергоефективності господарства електропостачання.

2 Матеріали та результати дослідження

Для проведення енергетичного обстеження була представлена двох трансформаторна тягова електрична підстанція з номінальною напругою високої сторони 110 кВ. Розподіл електричної енергії на території тягових ПС відбувається за рахунок відкритих (ВРП) та закритих (ЗРП) розподільчих пристроїв різних класів напруги. Живлення ПС отримує від двох незалежних повітряних ліній (ПЛ) напругою 110 кВ. ВРП високої напруги (ВН) виконаний за типовою блочною схемою з неавтоматичною ремонтною перемичкою зі сторони лінії та автоматикою «Відділювач-

короткозамикач». Повітряна лінія приєднана до ВРП ВН через лінійні роз'єднувачі з заземлюючими ножами, також на анкерній опорі підвищені височастотні загороджувачі) для організації зв'язку між тяговими ПС.

Відповідно до категорії надійності електропостачання на тяговій ПС встановлені два силові трансформатори з однаковими параметрами. В нормальному режимі від трансформатора Т-1 живиться тягова мережа 27,5 кВ, а від трансформатора Т-2 споживачі розподільчої мережі 35 кВ.

Графіки навантаження обох трансформаторів за останні три місяці, отримані з системи АСКОЕ, зображені на рисунках 1 та 2.

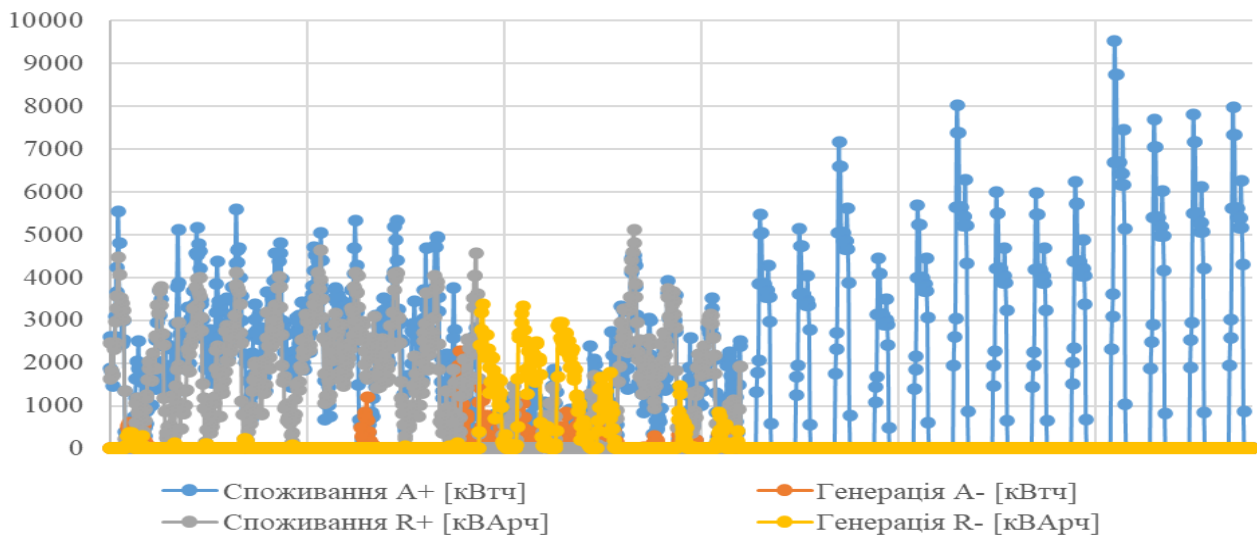


Рис. 1 – Навантаження за три місяці трансформатора Т-1 на напрузі 27,5 кВ

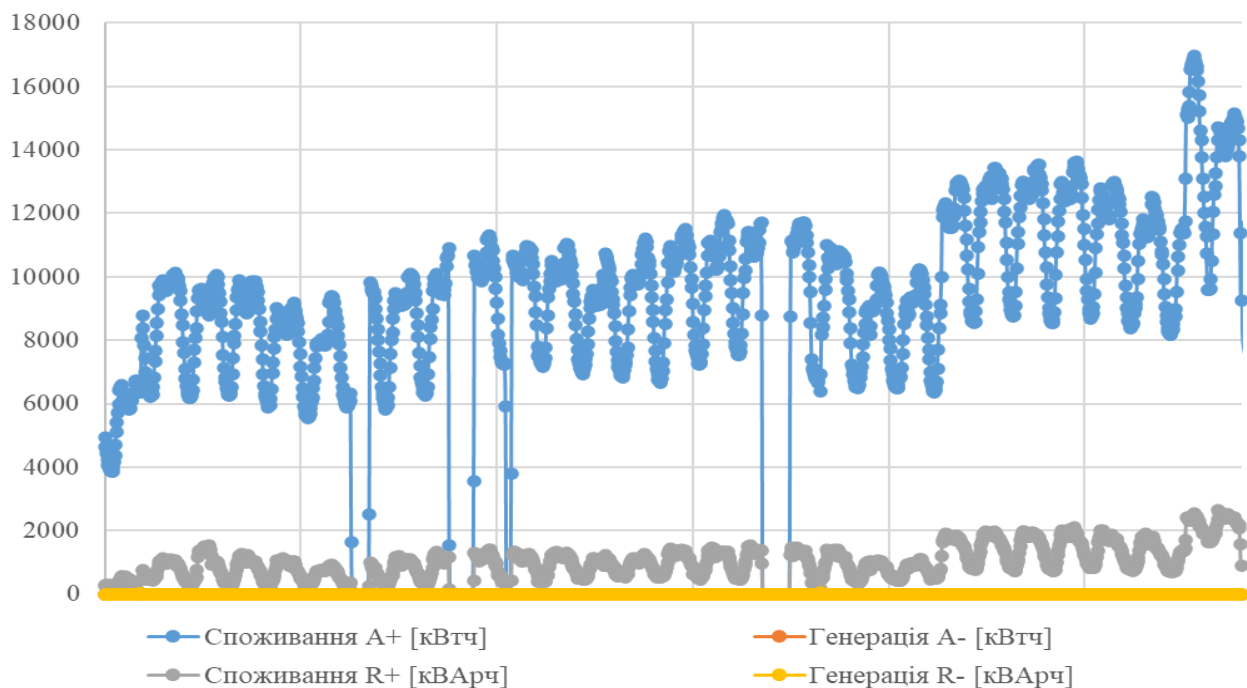


Рис. 2 – Навантаження за три місяці трансформатора Т-2 на напрузі 35 кВ

Оскільки пікове навантаження на напрузі 27,5 кВ не перевищує 10 МВт, а навантаження на напрузі 35 кВ не перевищує 18 МВт, при номінальній потужності трансформатора 40,5 МВт то було встановлено, що загальне навантаження не перевищує допустимі норми завантаження одного трансформатора, а отже можлива організація роботи всієї мережі від одного трансформатора, а другий вивести в резерв. Така організація електропостачання дозволить зменшити втрати холостого ходу трансформатора (ХХ), але разом із тим збільшить втрати короткого замикання (КЗ).

Відповідно до паспортних даних трансформаторів ПС та методики обчислення втрат в трьох обмоткових трансформаторах, що наведена в п. 15.2 Методики проведення енергетичного аудиту дистанції електропостачання, було визначено, що можливо досягти зменшення споживання електричної активної енергії в середньому у кількості 49094,4 кВт·год кожного місяця, електричної реактивної енергії в середньому 136706,2 кВАр·год кожного місяця. Економія у

грошовому вираженні становить 1,291 млн. грн на рік, зниження питомих викидів вуглецю в атмосферу 247,4 т на рік. Однак оскільки в якості комутаційних апаратів встановлена автоматика «Відокремлювач - короткозамикач», що не може задовольнити вимог до безперебійності електропостачання другої категорії надійності при аварійних ситуаціях, даний енергозберігаючий захід потребує встановлення високовольтного вимикача на напругу 110 кВ. Пропонується встановлення двох вакуумних трьохфазних вимикачів, виробництва ТОВ «Високовольтний Союз – РЗ-ВА», або аналогічних. Вартість одного такого вимикача з урахуванням монтажних робіт з заміни застарілої автоматики за даними виробника становить 1 320 000 грн., таким чином капітальні затрати складають 2,64 млн. грн. З урахуванням інфляції та коефіцієнта дисконтування, що визначає НБУ, а також з урахуванням вартості електричної енергії для потреб залізниці, графік окупності даного енергозберігаючого заходу наведений на рисунку 3.

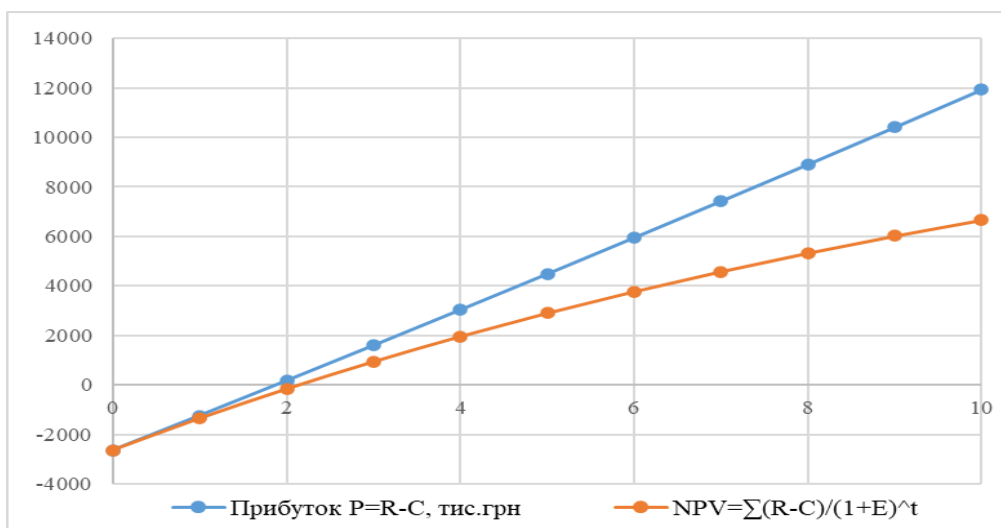


Рис. 3 – Графіки термінів окупності високовольтного вимикача за рахунок зменшення втрат в трансформаторах

Простий термін окупності (PP) складає 1,9 роки, дисконтований термін окупності (NPV) складає приблизно 2 роки, внутрішня норма прибутку (IRR) складає 53 %.

Також окрім економічних переваг даного заходу будуть досягнені значні покращення технічного оснащення тягових ПС, які дозволять зробити схему РП 110 кВ більш гнучкою для оперативних перемикачів та значно підніме рівень надійності електропостачання.

Також до енергозберігаючих заходів пов'язаних з силовими трансформаторами можна віднести їх повну заміну. Оскільки нормативний термін експлуатації силових трансформаторів

вичерпаний, а їх експлуатація можлива лише за рахунок проведення періодичних капітальних ремонтів, то пропонується замінити один силовий трансформатор, який буде забезпечувати усіх споживачів електричною енергією, а трансформатор Т-2, який нещодавно пройшов капітальний ремонт використовувати в якості резервного.

Згідно Постанови Кабінету Міністрів України про затвердження «Технічного регламенту щодо вимог до екодизайну для малих, середніх та великих силових трансформаторів» (п.2), цей технічний регламент не розповсюджується на тягові трансформатори, що встановлені на заліз-

ничному транспорті. Але, оскільки за рахунок встановлення трансформатора екодизайну можливо досягти зменшення втрат, то далі розглядаються два варіанти.

Основною економією від заміни силового трансформатора є зменшення втрат в ньому. Зменшення втрат обумовлено розвитком машинобудівельної галузі в області трансформаторобудування та впровадження під час проектування останніх досягнень науки. Розрахунок втрат в трансформаторах звичайного зразку та екодизайну виконано також відповідно до п. 15.2 Методики проведення енергетичного аудиту дистанції електропостачання, але для порівняння розглядається випадок коли все навантаження живить один трансформатор. Отже, при заміні трансформатора на новий звичайного зразку мож-

ливо досягти зменшення в середньому електричної активної енергії у кількості 51 030,5 кВт·год кожного місяця, електричної реактивної енергії в середньому 136 428,9 квар·год кожного місяця. Економія у грошовому вираженні становить 1,450 млн. грн на рік, зниження питомих викидів вуглецю в атмосферу 274,4 т на рік. При заміні трансформатора на новий екодизайну можливо досягти зменшення в середньому електричної активної енергії у кількості 64 240,8 кВт·год кожного місяця, електричної реактивної енергії в середньому 150 828,9 квар·год кожного місяця. Економія у грошовому вираженні становить 1,886 млн. грн на рік, зниження питомих викидів вуглецю в атмосферу 340,9 т на рік. Графіки окупності заміни трансформаторів наведені на рисунках 4 та 5.

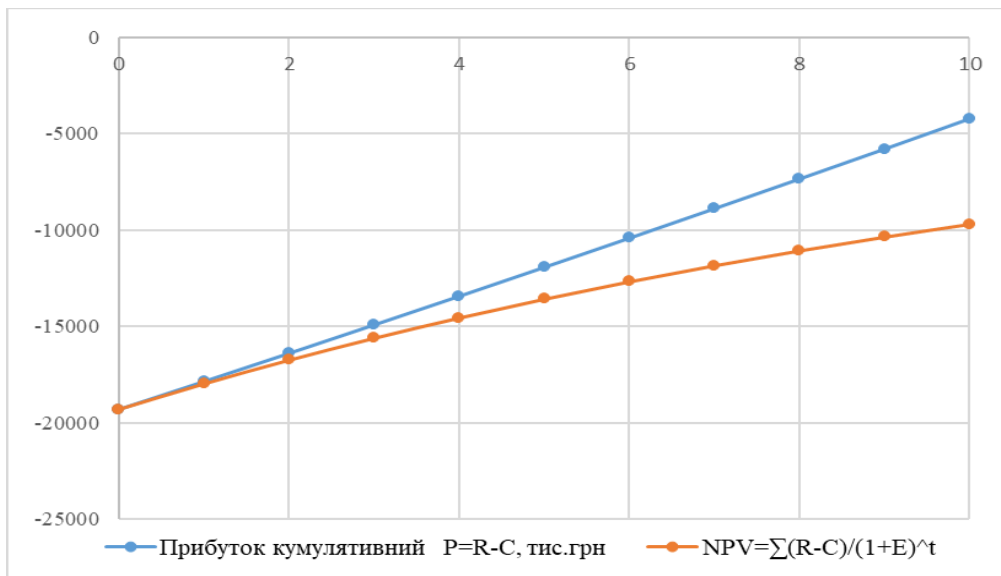


Рис. 4 – Графіки термінів окупності заміни трансформатора на новий звичайного зразку

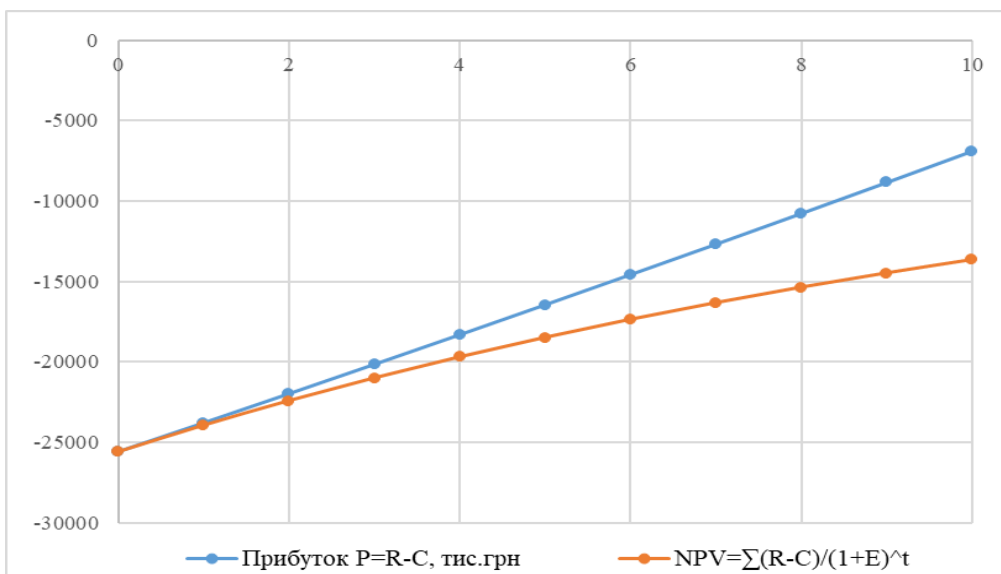


Рис. 5 - Графіки термінів окупності заміни трансформатора на новий екодизайну

Капітальні затрати трансформатора звичайного зразку становлять 19,3 млн. грн, простий термін окупності (*PP*) складає 12,6 років, внутрішня норма прибутку (*IRR*) складає -4 %, для трансформатора екодизайну капітальні затрати складають 25,6 млн. грн, простий термін окупності (*PP*) складає 13,5 роки, внутрішня норма прибутку (*IRR*) складає -5 %. В капітальні затрати вкладені вартості доставки обладнання від заводу виробника до місця установки, вартість монтажу, а також податок на додану вартість. Кінцева ціна з урахуванням усіх складових є комерційною пропозицією заводу виробника.

До енергозберігаючих заходів пов'язаних з комутаційними апаратами можна віднести заміну масляних вимикачів на вакуумні. Відповідно до розділу 7 наказу Міністерства палива та енергетики від 25.07.2006 № 258 «Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів»: «Шафи з апаратурою пристроїв релейного захисту та автоматики, зв'язку і телемеханіки, електрорічильниками, шафи керування і розподільні шафи повітряних вимикачів, а також шафи приводів масляних вимикачів, відокремлювачів, короткозамикачів і роз'єднувачів, установлених в РУ, у яких значення температури повітря може бути нижче за допустиме, повинні бути обладнані пристроями електропідігрівання, які вмикаються у разі зниження значень температури навколишнього середовища нижче від 5°C. Ввімкнення і вимкнення електропідігрівачів, як правило, здійснюються автоматично».

Масляні вимикачі повинні бути обладнані пристроями електропідігрівання днищ баків і корпусів, якщо значення температури навколишнього повітря в місці їх розташування може бути нижче за мінус 25°C протягом однієї доби і більше, або згідно з вимогами інструкції підприємства-виробника».

У зв'язку з тим, що пристрої обігріву масляних емностей та приводу вимикача об'єднані і не відокремлюються для різних нагрівань, ними споживається протягом усього часу максимальна потужність. В реальних умовах експлуатації даної ПС підігрів масляних вимикачів вмикається при зниженні температури нижче рівня +5°C.

Існує можливість встановити замість масляних вимикачів – вакуумні, у яких відсутній підігрів контактів, що дозволить економити електричну енергію впродовж опалювального сезону. При впровадженні даного енергозберігаючого заходу можливо досягти економії за рахунок скорочення витрат на електроенергію оскільки відповідно до ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 «Будівельна кліматологія», опалювальний період почи-

нається з досягненням температури зовнішнього повітря рівня нижче 8°C. Відповідно до паспорту вимикача змінного струму на напругу 27,5 кВ типу ВМКП-27,5А-12,5/1000У1 максимальна потужність, яка може споживатись пристроями підігріву 2000 Вт. З урахування періоду зниження температури та потужності підігріву втрати електричної енергії становлять 8448 кВт·год, що в грошовому еквіваленті дорівнює 17 690,1 грн. При заміні масляного вимикача на вакуумний вимикач типу ВР35НСМ-35-20/1600 УХЛ1 з пружинним приводом, виробництва ТОВ «Високовольтний Союз – РЗВА», або аналогічний. Відповідно до даних наданих представником виробника цей вимикач також обладнується пристроєм обігріву приводу вимикача, потужність якого складає 0,5 кВт. Відповідно втрати електричної енергії на підігрів вакуумного вимикача будуть складати 2107 кВт·год, що відповідно становить 4412,06 грн. Вартість одного вимикача становить 396 000 грн. Річна економія на втратах становить 13278,04 грн. Вартість електротехнічного обладнання взята з урахуванням податку на додану вартість, що надає завод виробник.

Розрахунок терміну окупності проводиться для одного вимикача з урахуванням умови, що збільшення кількості прямо пропорційно збільшує економічний ефект від заміни вимикачів. Економія розраховується з урахування коефіцієнта інфляції на електричну енергію.

Таким чином заміною масляного вимикача на вакуумний можливо досягти зменшення споживання в середньому електричної активної енергії у кількості 6,337 тис. кВт·год за холодну пору року. Економія у грошовому вираженні становить 13 т. грн на рік, зниження питомих викидів вуглецю в атмосферу 2,6 т на рік.

Капітальні затрати складають 396 тис. грн, простий термін окупності (*PP*) складає 26,6 років, внутрішня норма прибутку (*IRR*) складає -16 %. Графіки динаміки термінів окупності від впровадження заходу наведені на рисунку 6.

Оскільки термін окупності даного заходу перевищує термін експлуатації обладнання, то для його реалізації необхідні додаткові джерела фінансування, але такий розрахунок, може бути доцільним при обґрунтуванні технічного переоснащення підстанції у вигляді додаткового економічного аспекту доцільності.

З рисунку 1 видно, що величина споживання реактивної енергії практично сягає величини активної енергії, тому необхідно застосовувати компенсацію реактивної потужності. З усіх методів компенсації реактивної потужності, найбільшого поширення набув метод «централізованої»

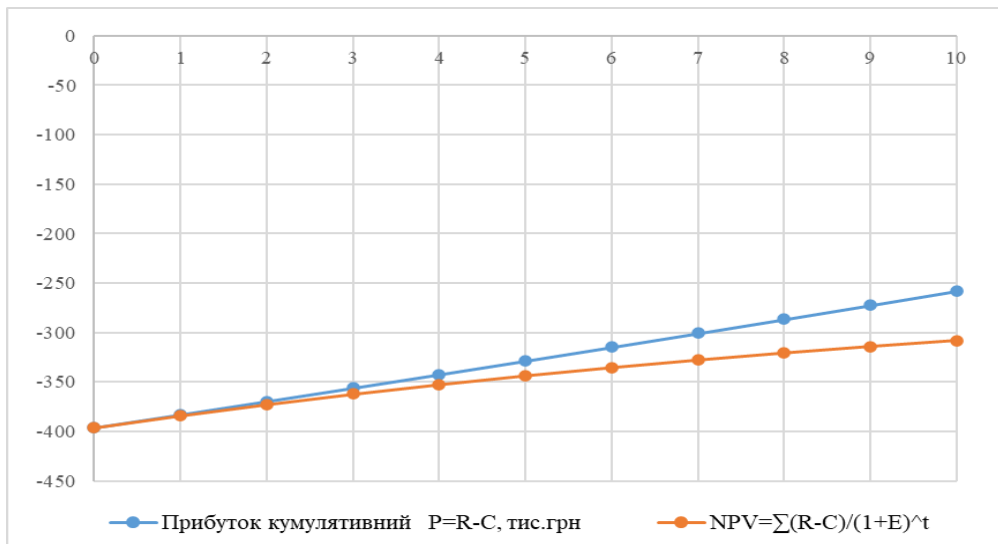


Рис. 6 – Графіки термінів окупності заміни масляних вимикачів на вакуумні

компенсації - тобто підключення до головного розподільного пристрою автоматичної компенсації реактивної потужності. Завдяки автоматичному регулятору, установка включає в роботу свої конденсатори (по черзі або разом) залежно від навантаження і $\cos\phi$ без втручання людини. На відміну від індивідуальної та групової компенсації, цей спосіб має найкраще співвідношення «якість компенсації/ціна», оскільки при найменших фінансових витратах забезпечує максимальну ефективність компенсації.

На даній тяговій ПС наявна установка компенсації реактивної потужності зібрана на основі 34 конденсаторів КСК-2-1,05 з реактором РБВЛ-4-3,3 та сумарною реактивною потужністю 4150 квар. Однак існуюча установка є нерегульованою і при зменшенні навантаження тягової мережі відбувається генерація реактивної енергії в мережу, що є неприпустимим. Разом з тим при роботі установки, розвантажуючи живлячу мережу від реактивної потужності, зменшуються втрати напруги, а оскільки автоматичне регулювання напруги на трансформаторах відсутнє та розраховане на добавку напруги для максимальних навантажень без урахування компенсації, то це призводить до збільшення рівня напруги, і в окремих випадках призводить до спрацювання захисту максимальної напруги на локомотивах та вибуху окремих конденсаторів. Саме тому для уникнення аварійних ситуацій при вибуху конденсаторів та для забезпечення надійності руху рухомого складу існуюча конденсаторна установка знаходиться у відключеному стані.

На рисунку 7 представлені графіки вимірів аналізатора якості електричної енергії, з яких видно, що в мережі присутні вищі гармонійні складові струму, які можуть викликати в конден-

саторах резонанси. Резонанси в системах електропостачання зазвичай розглядаються стосовно конденсаторів, зокрема силових конденсаторів. При перевищенні гармоніками струму рівнів, гранично допустимих для конденсаторів, останні не погіршують свою роботу, проте через деякий час виходять з ладу.

З урахуванням усього вище зазначеного було запропоновано встановити регульоване тиристорно-кероване фільтраційно-компенсаційне обладнання для компенсації реактивної потужності на двох фазах тягового 3-фазного трансформатора 40 МВА 110/27,5 кВ та фільтрації гармонік. Регулювання буде відбуватися в межах коефіцієнта потужності $\cos\phi=0,91\div 0,97$.

Відповідне устаткування виготовляє фірма «ELEKTROTECHNIKA», Чеська республіка.

При впровадженні компенсації реактивної потужності можливо досягти зменшення споживання електричної реактивної енергії в середньому у кількості 30 095,55 тис. кВАр·год за рік. Економія у грошовому вираженні становить 3,млн. грн на рік. Капітальні затрати складають 49,44 млн. грн, простий термін окупності (PP) складає 15 років, внутрішня норма прибутку (IRR) складає -7 %.

За даними обстеження було встановлено, що тяговою мережею 27,5 кВ за три місяці було спожито реактивної енергії в наступних об'ємах 2101440 кВАр·год, 3061465 кВАр·год, 2360985 кВАр·год, отже середнє місячне споживання реактивної енергії становить 2507963,3 кВАр·год.

Відповідно до споживання та ціни на реактивну енергію розраховано термін окупності установки компенсації реактивної потужності, графіки наведені на рисунку 8.

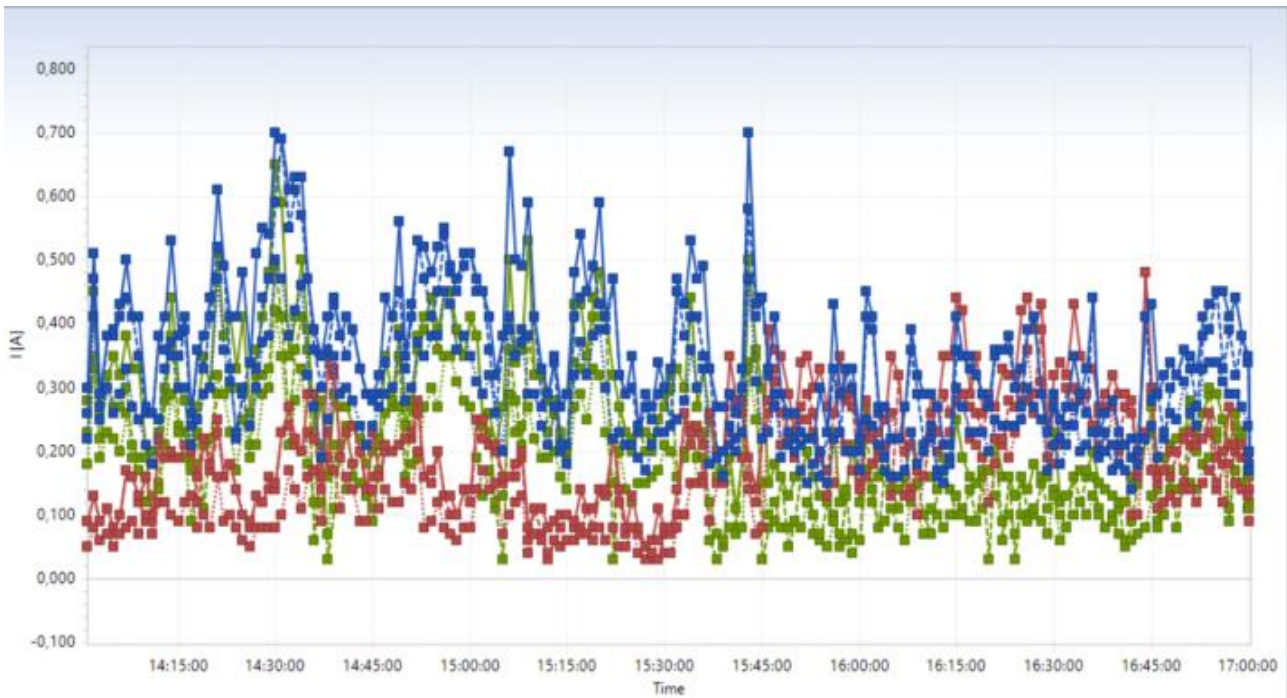


Рис. 7 - Вищі гармоніки струму третього порядку контактної мережі 27,5 кВ приведені до вторинної обмотки ТТ (синя – між фазами АВ, червона – між фазами ВС, зелена – між фазами А)

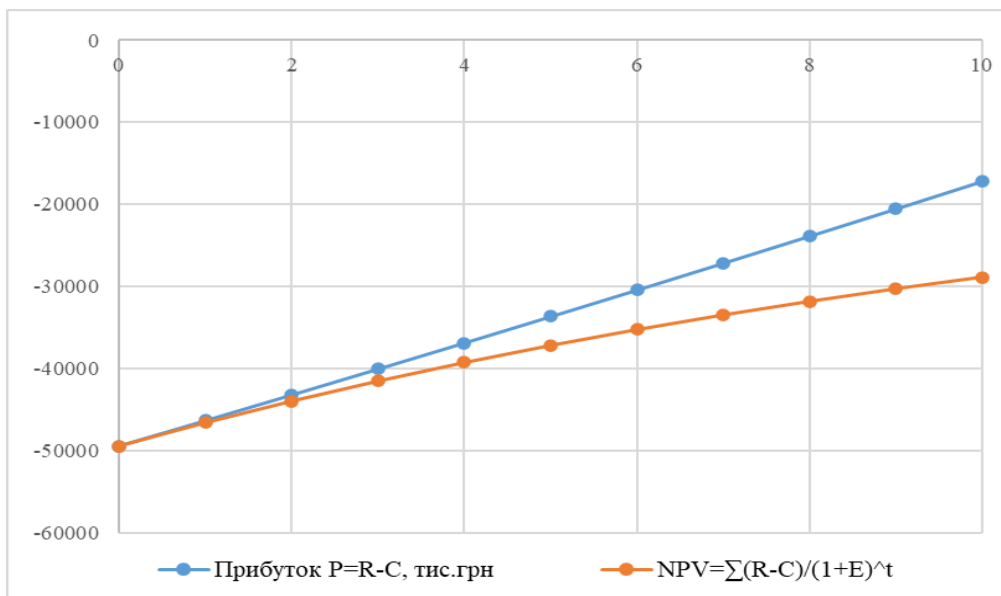


Рис. 8 – Графіки термінів окупності установки регульованої компенсації реактивної потужності

На ринку електротехнічного обладнання наявні вітчизняні виробники установок компенсації реактивної потужності, первинна вартість яких значно менша за вартість запропоновану Чеською компанією, відповідно до цього терміни окупності будуть значно знижуватись, а економічний ефект збільшуватись.

Також обов'язково в програмі енергетичного обстеження будь-якого об'єкту повинні виконуватися роботи з тепловізійного обстеження.

Тепловізійне обстеження в даному випадку проводилось для двох варіантів: обстеження електротехнічного обладнання тягової підстанції та обстеження загально підстанційного пункту керування.

Заходи з тепловізійного обстеження проводяться з метою виявлення місць нагрівання в діючих електроустановках. Сутність обстеження полягає в тому, що нагрівання об'єкта змушує виділяти випромінювання в інфрачервоному

діапазоні. При цьому окремі ділянки такого випромінювання свідчать про ті чи інші процеси, що відбуваються з елементами об'єкта, що досліджується. Ґрунтуючись на цьому, за допомогою спеціального приладу – тепловізора можна знімати показання наочно зображення на екрані.

У ході цього енергетичного аудиту виявлено низку аварійних ситуацій, запобігання яким окупає витрати на придбання або оренду такої техніки сповна.

Аналіз теплограм виконаний у відповідності до методичних вказівок «Технічне діагностування електрообладнання та контактних з'єднань електроустановок і повітряних ліній електропередачі засобами інфрачервоної техніки» СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007 з урахуванням струму навантаження в межах 0,5 - 1 номінального.

На теплограмі рис. 9 зображені змінні теплові поля на клемі трансформатора струму 35 кВ. Температура в зоні локального нагріву дорівнює +78,4°C.

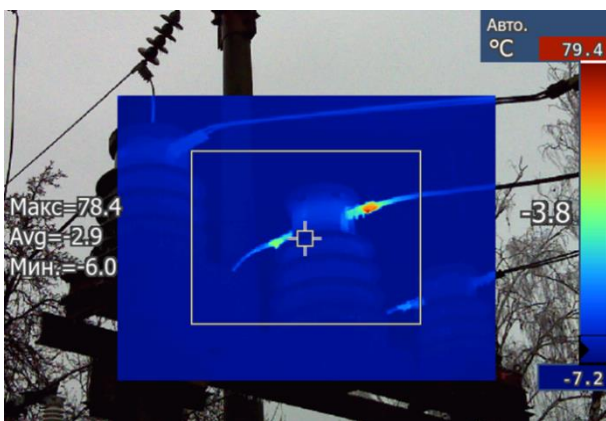


Рис. 9 – Теплограма ТС 35 кВ

Перевищення температури на більш, як 10°C відповідає значенню перевищення для ідентифікації розвинутого дефекту (Таблиця 9.2 п.2. Методики). Можлива причина температурної аномалії – дефект монтажу клемі трансформатора струму 35 кВ. Виконувати прискорений контроль один раз у квартал. У разі збільшення температури усунути за першої нагоди, але не пізніше початку осінньо-зимового максимуму.

На теплограмі рис. 10 зображені змінні теплові поля на приєднанні струмопровідної частини до масляного вимикача 35 кВ. Температура в зоні локального нагріву дорівнює +23,8°C. Перевищення температури на більш, як 10°C відповідає значенню перевищення для ідентифікації розвинутого дефекту (Таблиця 9.2 п.2. Методики). Можлива причина температурної аномалії – дефект монтажу струмопровідної частини до масляного вимикача 35 кВ.

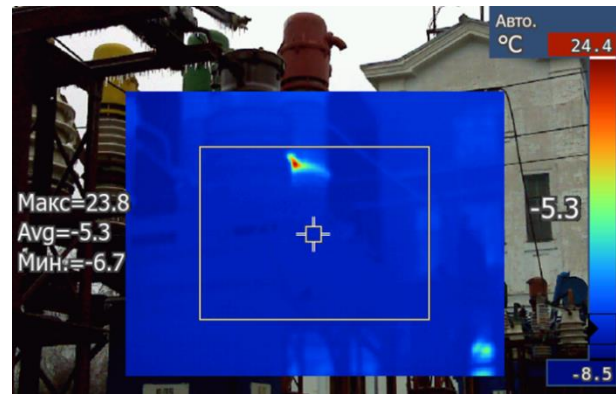


Рис. 10 – Теплограма малого масляного вимикача

Для передчасного виявлення подібних дефектів потрібно виконувати прискорений контроль один раз у квартал. У разі збільшення температури усунути за першої нагоди, але не пізніше початку осінньо-зимового максимуму.

В цілому під час тепловізійного обстеження було декілька аварійних ділянок на яких температура нагріву перевищує нормоване значення, що свідчить про необхідність поточного ремонту. Втрати енергії на таких ділянках за рахунок нагрівання цих ділянок з урахуванням їх площі питомого опору матеріалу та температури за рік складають 8854,9 кВт·год.

Обстеження із застосуванням тепловізійної техніки проводилося протягом кількох годин одного дня. Протягом року можна проводити не менше 250 обстежень. Якщо прийняти, що в кожному такому обстеженні будуть виявлені перегриви контактів з таким самим значенням річних втрат, як і в проведеному, і вони будуть відремонтовані, то загальна сума економії енергії від використання тепловізійної техніки складе 2 213 771,5 кВт·год на рік.

При наявності тепловізійної техніки з достатньою частотою оновлення зображення, можливе обстеження контактної мережі, що також може призвести до виявлення значних ділянок на яких відбувається перегрів і відповідно втрати електричної енергії. В якості такого тепловізора може використовуватись тепловізор FLIR E85 з частотою оновлення зображення 30 Гц.

Тепловізійне обстеження загальної підстанційного пункту керування показало, що в місцях встановлення опалювальних приладів відбувається значне прогрівання зовнішньої стіни, внаслідок чого відбуваються втрати теплової енергії - передача її частини до навколишнього середовища (Дивись рисунок 11).

Систему опалення із 35 електрообігрівачів загальною потужністю 52,5 кВт пропонувалось

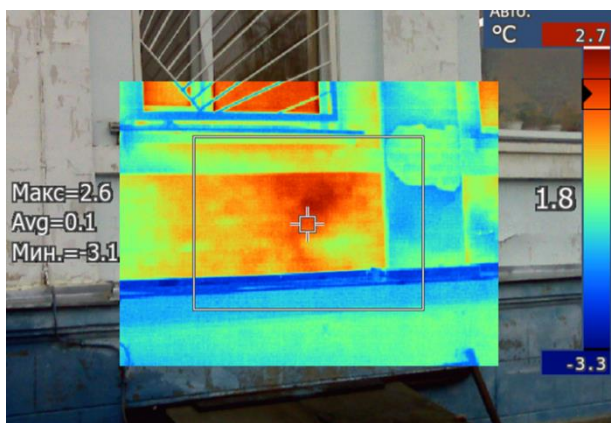


Рис. 11 – Теплограма зовнішньої стіни загально підстанційного пункту керування

замінити на 39 стельових ІЧ довгохвильових обігрівачів ТЕПЛОВ Б 1350 (або їх аналоги) потужністю 1350 Вт та вартістю 3400 грн. за шт., загальною потужністю 52,65 кВт, загальною вартістю 132600 грн. Їх експлуатація повинна відбуватися з використанням терморегуляторів ТЕРНЕО-РОЛ (або аналогів) вартістю 495 грн. за шт., загальною вартістю 19305 грн.

Загальна сума потрібних інвестицій для модернізації системи опалення загально підстанційного пункту керування становить 151905 грн. На рисунку 12 наведені розрахункові терміни окупності заміни системи опалення.

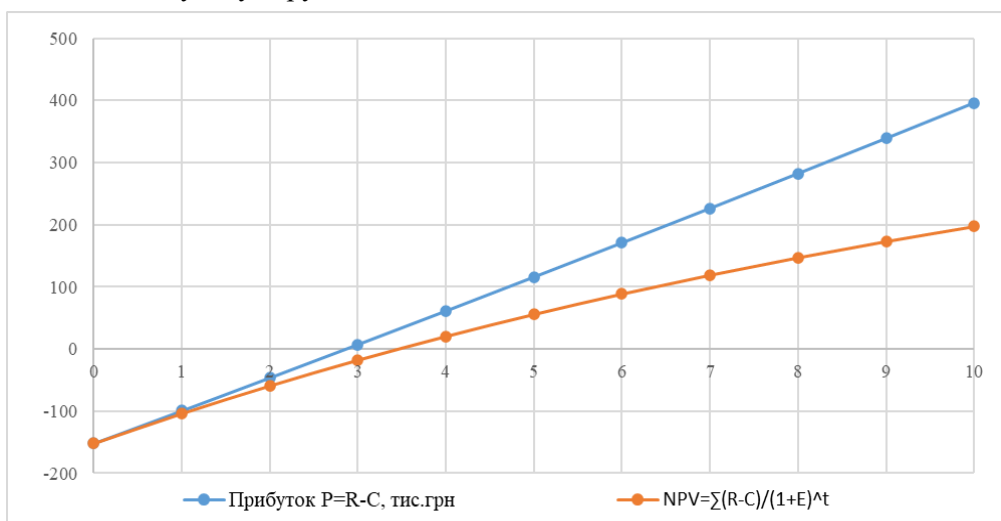


Рис. 12 – Графіки термінів окупності заміни опалення

З урахуванням всіх недоліків, які було виявлено при проведених обстеженнях із застосуванням тепловізійної техніки, усіх наведених вище факторів розраховані терміни окупності теплові-

зійного обладнання при придбанні на дистанцію електропостачання. Графіки термінів окупності необхідного покупного обладнання зображені на рисунку 13.

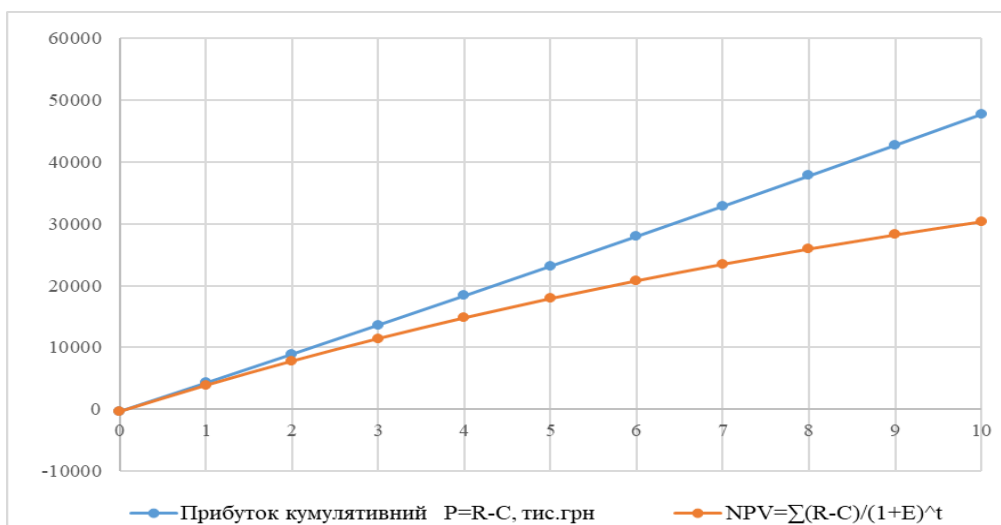


Рис. 13 – Графіки термінів окупності тепловізійного обладнання на дистанцію електропостачання

При обстеженні за допомогою аналізатора якості електричної енергії було також встановлено, що на виводах присутня генерація активної енергії від контактної мережі. На рисунку 14 зображена зміна генерованої активної потужності від контактної мережі 27,5 кВ, приведеної до вторинних обмоток ТС та ТН. Оскільки ділянка з якої надходила генерація активної енергії була зустрічного живлення, то попередньо було вирішено, що генерація відбувається за рахунок різниці напруг між виводами двох підстанцій, що живлять ділянку зустрічно.

За даними, отриманими з системи АСКОЕ, на рисунку 15 наведена зміна споживання електричної енергії на одній підстанції, а на рисунку 16 зображена зміна рівнів напруг по фазах на обох підстанціях.

Виходячи з даних рисунку 15 було встановлено, що при відносній симетричності навантаження на двох фазах, в одній фазі споживання більше приблизно на величину генерації на іншій підстанції, а рівень напруги протягом всієї доби

на підстанції, де спостерігається генерація, менший за рівень напруги іншої підстанції зустрічного живлення.

Відповідно до цього було зроблено висновки, що перетікання дійсно є, і їх причиною є різниця рівнів напруги між підстанціями при відсутності засобів розділення живлення.

В якості вирішення цієї проблеми було запропоновано три варіанти:

1) Перегляд договору про постачання електричної енергії, оскільки він не регламентує повернення частини енергії до системи, то між цими двома підстанціями було втрачено 1 155 748 кВт·год електричної енергії за рахунок перетікання, на основі даних АСКОЕ.

2) Заміна вимикачів на посту секціонування на ділянці зустрічного живлення, який може електрично розділяти мережу на дві гілки з незалежним живленням, оскільки існуючі не дозволяють виконувати перемикання, через що знаходяться у постійно ввімкненому положенні.

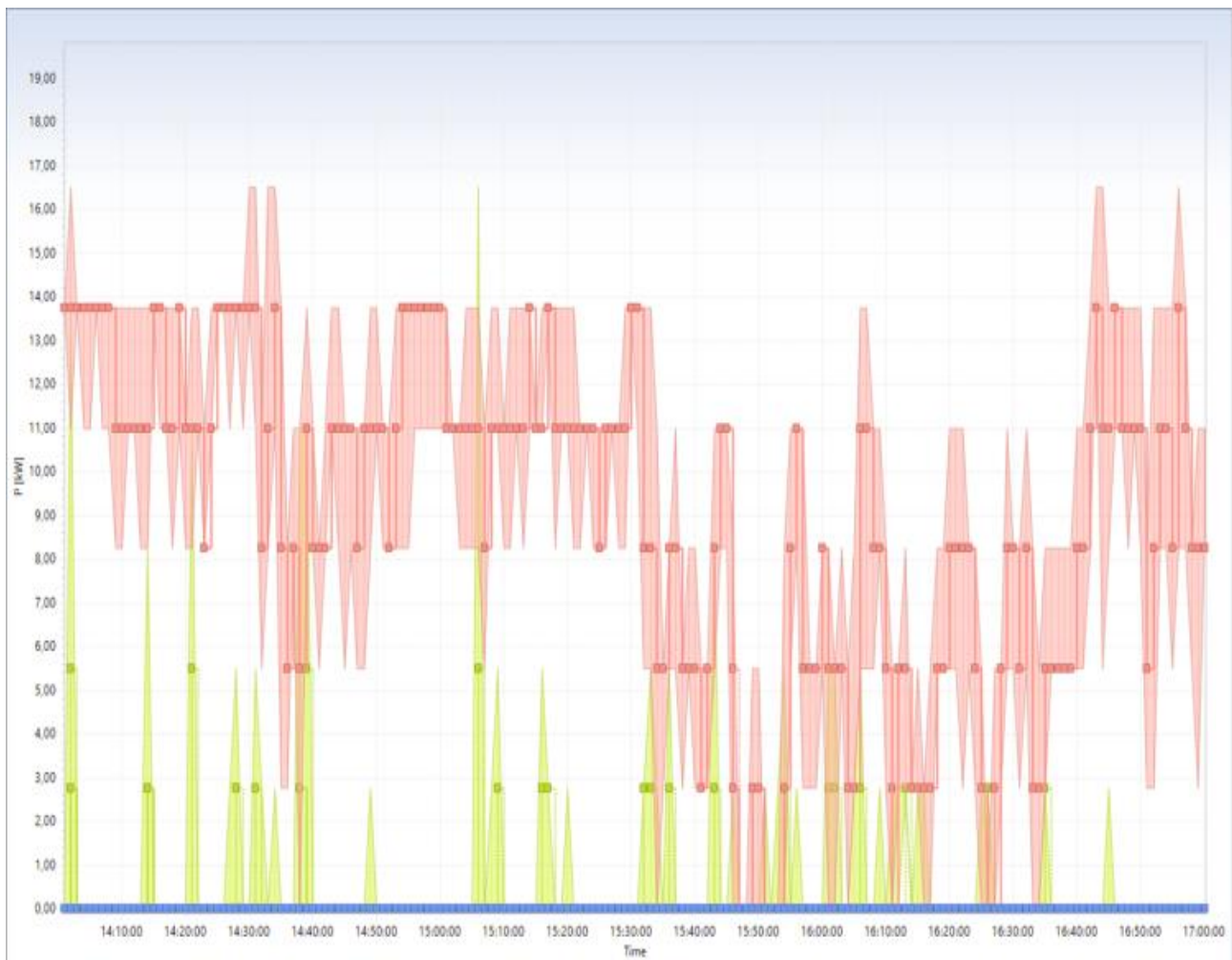


Рис. 14 – Зміна генерованої активної потужності від контактної мережі 27,5 кВ, приведена до вторинних обмоток ТС та ТН

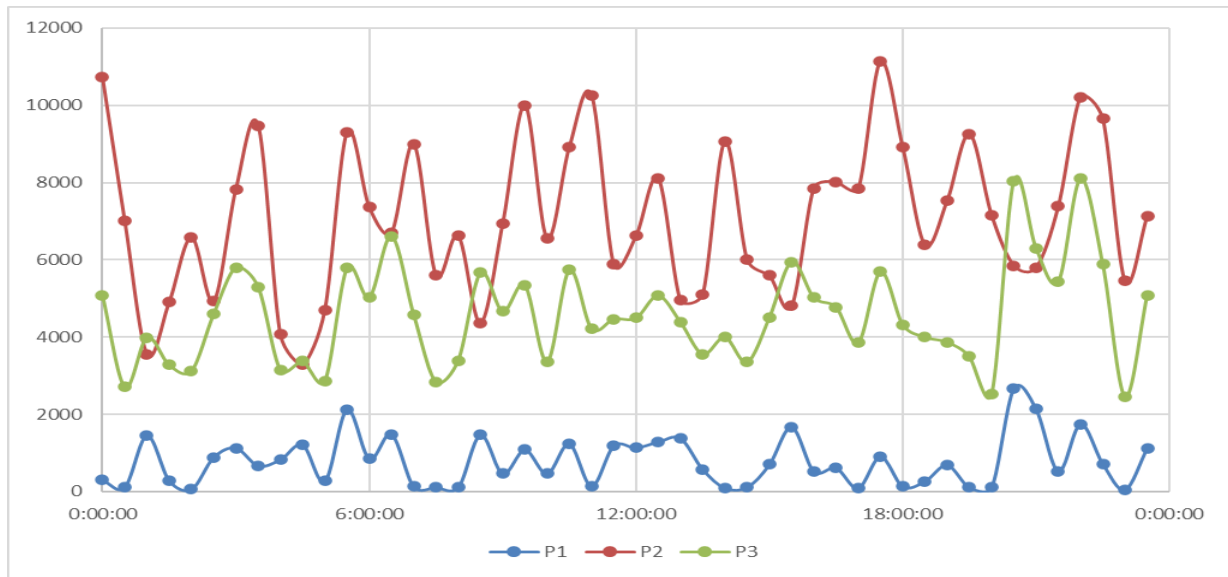


Рис. 15 – Зміна споживання електричної енергії на одній з підстанцій

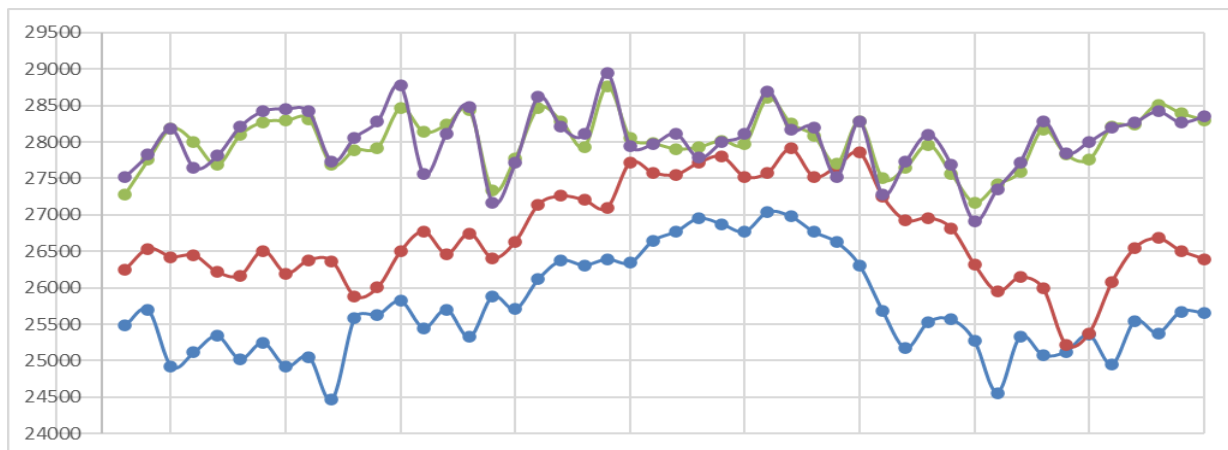


Рис. 16 – Зміна рівнів напруг по фазах на обох підстанціях

3) Організація взаємного регулювання напруги на ділянці, оскільки трансформатори оснащені пристроями РПН, які можуть в автоматичному режимі регулювати напругу. В сучасних варіантах РПН за даними виробника можливе регулювання за вхідним сигналом по напрузі з іншої підстанції, завдяки чому можливо досягти майже ідеального однакового рівня напруги на протязі всієї ділянки.

Найбільш затратним є останній варіант оскільки існуючі РПН вичерпали свій ресурс і для запобігання аварійних ситуацій виведені з експлуатації. Монтаж нових РПН на старі трансформатори є дуже ризикованим бо може призвести до виходу з ладу усього трансформатора. Рішенням цієї проблеми може бути комплекс заходів при якому трансформатор замінюють на новий відповідно до попередніх розрахунків, із новим РПН. Однак організація алгоритму взаємного регулювання для таких випадків є недостатньо досліджена і потребує особливої уваги. Тому

найбільш сприятливими є перші два варіанти, у першому випадку без будь-яких капіталовкладень можливе повернення 2 198 232,7 грн на рік, у другому варіанті термін окупності буде складати декілька місяців.

При проведенні обстеження тягової електричної мережі постійного струму було виявлено, що значна кількість тягових підстанцій залізничних доріг укомплектована випрямлячами, виготовленими кілька десятків років тому. Так на іншій тяговій підстанції були встановлені випрямні агрегати ПВЕ-3 зібрані за 6-ти пульсною нульовою схемою випрямлення, із застосуванням діодів ВЛ-200.

Параметри діодів ВЛ-200 значно поступаються сучасним таблетковим діодам SD2500C 25K, які використовуються у випрямлячах виробництва ПрАТ «Плутон».

Це призводить до додаткових втрат електроенергії, а отже, і до додаткових витрат на відведення теплової енергії з приміщень, де вони

встановлені. Детальний розрахунок втрат показав, що сумарні річні втрати у існуючого випрямного агрегату становлять 566259,7 кВт·год/рік, в той час при використанні нових діодів з мостовою схемою втрати будуть складати 98507,6 кВт·год/рік, а при нових діодах за нульовою схемою 317353,02 кВт·год/рік. Однак використання мостової схеми з існуючим трансформатором перетворювального агрегату є неможливим, тому необхідне становлення додатково нового трансформатора. Відповідно до цього розглядалось два варіанти:

1) Замінюється один випрямляч за нульовою схемою, в даному випадку замінюється лише перетворювальний агрегат, він приєднується до існуючого трансформатора, а економія буде здійснюватися за рахунок зменшення активних втрат всередині перетворювального агрегату. Для цього випадку річна економія електричної

енергії становить 348 906 кВт·год на загальну суму 792 тис. грн.

2) Замінюється трансформатор та встановлюється випрямний агрегат за мостовою схемою.

Капітальні затрати в першому варіанті складають 2006,2 тис.грн, простий термін окупності (*PP*) складає 2,5 роки дисконтований термін окупності складає 2,7 роки, внутрішня норма прибутку (*IRR*) складає 39%. Зменшення викидів вуглецю становить 146,54 т.

Капітальні затрати у другому випадку складають 9645 тис.грн, простий термін окупності (*PP*) складає 8 років дисконтований термін окупності складає 12,3 роки, внутрішня норма прибутку (*IRR*) складає 4%. Зменшення викидів вуглецю становить 216,071 т.

Графіки розрахованих термінів окупності за обома розглянутими варіантами зображені на рисунку 17 і рисунку 18, відповідно.

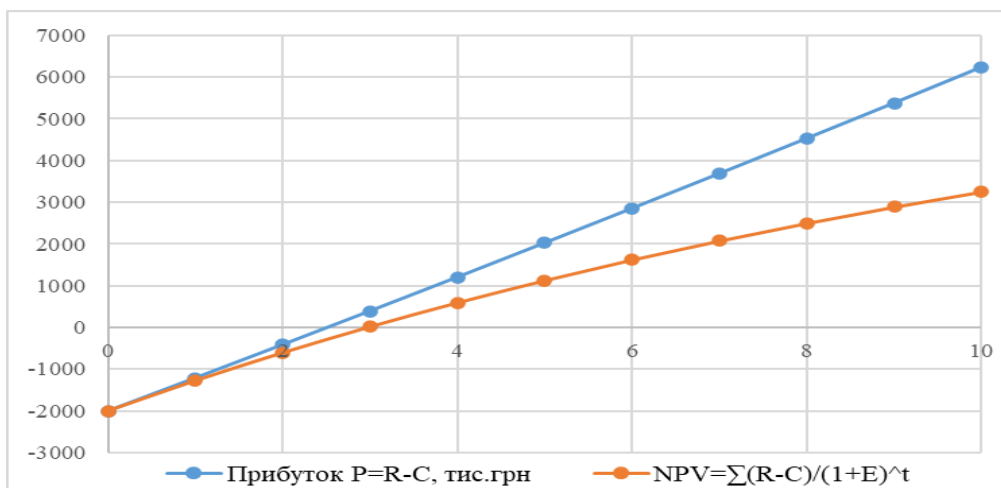


Рис. 17 – Графіки термінів окупності заміни лише випрямного агрегату

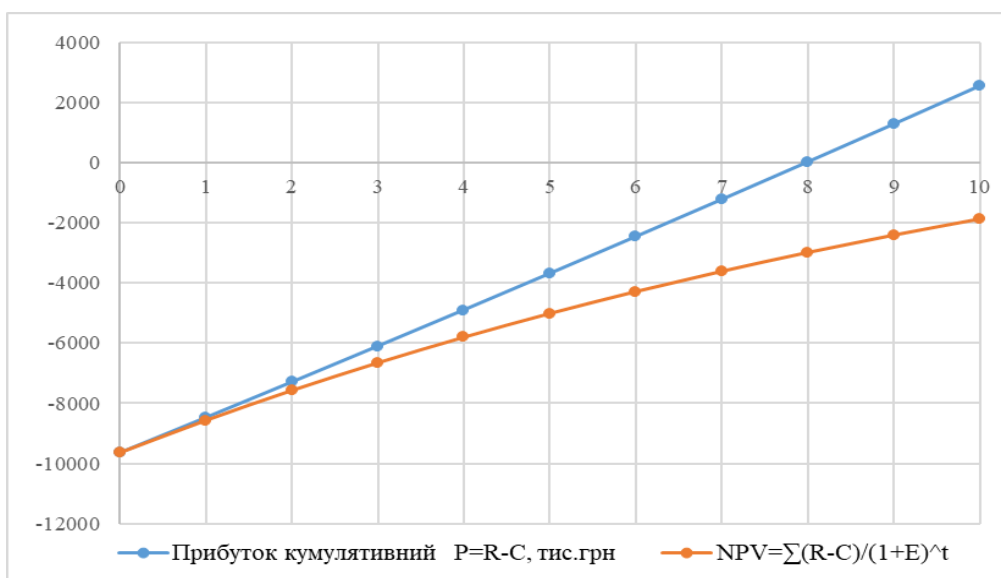


Рис. 18 – Терміни окупності випрямного агрегату та трансформатора

При енергетичному обстеженні тягових підстанцій дистанцій електропостачання можливе впровадження таких заходів: модернізація системи енергетичного менеджменту, модернізація системи опалення, перенесення обліку на сторону ВН та налаштування ТС, оскільки більшість ТС розраховані на більший номінальний струм, виникає похибка класу точності від недозавантаження ТС. Також можливі окремі технічні особливості підстанції, в яких можна запроваджувати енергозберігаючі заходи.

Висновок

Зважаючи на гостру необхідність до ресурсозбереження та енергозбереження для формування державних інституцій з енергетичної незалежності та резильєнтності проведення енергетичних аудитів на великих енергетичних об'єктах є найбільш ефективним рішенням.

Оскільки залізниця є одним із найбільших споживачів електричної енергії то впровадження енергозберігаючих заходів на її структурних елементах відповідає загальній стратегії з енергозбереження та є достатньо ефективним рішенням. Наведені енергозберігаючі заходи є достатньо універсальними та можуть бути використані при будь-якому енергетичному обстеженні об'єктів електроенергетики, а економічний ефект є достатньо великим, що може стимулювати їх впровадження.

Конфлікт інтересів

Автори офіційно заявляють про відсутність будь-якого конфлікту інтересів у межах проведеного дослідження. Зокрема, відсутні фінансові, майнові, професійні, особисті або інші обставини, які могли б прямо чи опосередковано вплинути на процес дослідження, об'єктивність аналізу, інтерпретацію отриманих результатів або висновки, представлені в даній роботі. Усі мате-

ріали подано неупереджено та відповідно до принципів наукової доброчесності.

Фінансування

Дане дослідження проводилося без зовнішнього фінансування, всі витрати пов'язані з процесом виконання дослідження, були покриті за рахунок власних коштів.

Наявність даних

Усі основні результати дослідження представлені безпосередньо в тексті роботи та відображають найбільш значущі результати на думку автора.

Використання штучного інтелекту

Штучний інтелект був залучений виключно для попереднього пошуку інформації, всі наведені аналізи, формулювання та висновки є виключно власною думкою та позицією авторів і не мають ніякого відношення до діяльності штучного інтелекту.

Внесок авторів

Разінков В. О.: проведення фізичного обстеження тягових підстанцій, формування ключових напрямків до можливого енергозбереження, первинна інтерпретація та адаптація отриманих результатів до методологічного інструментарію дослідження. Написання тексту, підготовки ілюстрацій, рецензування та редагування.

Савич С. П.: систематизація та викладення отриманих результатів дослідження, представлення рекомендацій для формування чіткої структури системного підходу до експлуатації та можливих реконструкцій тягових підстанцій постійного та змінного струму для досягнення більших показників енергетичної ефективності.

Список використаної літератури

1. Закон України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо стимулювання заходів з енергозбереження» [Електронний ресурс] // Відомості Верховної Ради України (ВВР). – 2007. - №760-V – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/760-16#Text>
2. Методика проведення енергетичного аудиту дистанції електропостачання // Міністерство транспорту та зв'язку України Інспекція з контролю ефективності використання енергоресурсів Державної адміністрації залізничного транспорту України. – 2007 р.
3. Методичні вказівки технічне діагностування електрообладнання та контактних сполуків електроустановок і повітряних ліній електропередачі засобами інфрачервоної техніки СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007// Міністерство палива та енергетики України Державне підприємство "Національна енергетична компанія «Укренерго». – 2007 р.

4. ДСТУ ІЕС 60044-1:2008. Трансформатори вимірювальні. Частина 1. Трансформатори струму (61536) /Нац. Стандарт України. – Вид. офіц. – [на заміну ДСТУ ГОСТ 7746-2003; чинний 2010-01-01]. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2010. – 28 с.
5. ДСТУ Б А.2.2-12:2015 «Метод розрахунку енергоспоживання при опаленні, охолодженні, вентиляції, освітленні та гарячому водопостачанні» /Нац. Стандарт України. – Вид. офіц. – [уведено вперше; чинний 2016-01-01]. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2015. – 25 с.
6. Методика по визначенню втрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередач // Міністерства енергетики та вугільної промисловості України – 2012 р.
7. Закон України «Про затвердження Положення про порядок організації енергетичних обстежень» [Електронний ресурс] // Відомості Верховної Ради України (ВВР). – 1999. – № 301/3594 – Рішенням доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0301-99#Text>
8. ДСТУ ISO 50002:2016. Енергетичні аудити. Вимоги та настанова щодо їх проведення (62950) /Нац. Стандарт України. – Вид. офіц. – [уведено вперше; чинний 2016-09-01]. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2016. – 19 с.
9. ДСТУ ISO 50001:2020 Системи енергетичного менеджменту. Вимоги та настанова щодо використання (ISO 50001:2018, IDT) /Нац. Стандарт України. – Вид. офіц. – [на заміну ДСТУ ISO 50001:2014; чинний 2020-09-15]. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2020. – 33 с.

References

1. The Law of Ukraine "On Amendments to Certain Legislative Acts of Ukraine Regarding the Stimulation of Energy Saving Measures" (2007) «Information of the Verkhovna Rada of Ukraine» available at: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/760-16#Text>
2. The method of conducting an energy audit of the power supply distance (2007) «Ministry of Transport and Communications of Ukraine Inspectorate for control of the efficiency of the use of energy resources of the State Administration of Railway Transport of Ukraine.».
3. Methodical guidelines for technical diagnostics of electrical equipment and contact connections of electrical installations and overhead power lines using infrared equipment SOU-Н ЕЕ 20.577:2007 (2007) «Ministry of Fuel and Energy of Ukraine State Enterprise "National Energy Company "Ukrenergo"»
4. DSTU IEC 60044-1:2008. Measuring transformers. Part 1. Current transformers
5. DSTU B A.2.2-12:2015 "Method of calculating energy consumption during heating, cooling, ventilation, lighting and hot water supply"
6. Methodology for determining power losses in transformers and power transmission lines (2012) «Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine»
7. Law of Ukraine "On Approval of Regulations on the Procedure for Organization of Energy Surveys" (1999) «Information of the Verkhovna Rada of Ukraine» available at: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0301-99#Text>
8. DSTU ISO 50002:2016. Energy audits. Requirements and guidelines for their implementation (2016)
9. DSTU ISO 50001:2020 Energy management systems. Requirements and instructions for use (2020)

Отримано (Received) 15.10.2025

Отримано після доопрацювання (Received after revision) 13.02.2026

Прийнято (Accepted) 20.02.2026

Опубліковано (Published) 31.05.2026

Energy Inspection of AC and DC Traction Substations

Vladyslav Razinkov ¹, PhD

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0934-0426>; e-mail: razinkov.v.o@opu.ua

Svitlana Savych ¹, PhD, Associate Professor

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6995-568X>; e-mail: savichsp@gmail.com

¹ Odesa Polytechnic National University

Abstract. *The complex geopolitical situation in the country forces every year to introduce a policy aimed at reducing the use of primary energy sources. In particular, one of the most effective ways to reduce primary energy sources is the implementation of energy-saving measures at all levels of human activity, however, the greatest result can be achieved by implementing energy-saving measures and technologies at large energy-consuming facilities. Thus, one of the largest industrial associations is railway transport. In turn, a large number of various energy facilities are used to service railway transport, which have been in operation for a long time, and the level of their energy efficiency is unknown. This work presents an examination of two traction substations of railway transport. During the inspection, work was carried out on the analysis of the substation operation mode, thermal imaging survey, analysis of the substation operation indicators and verification of the energy balance. As a result of inspections and reviews, it was established that the level of energy efficiency can be significantly increased, and most energy-saving measures have a small or medium payback period, in particular, the implementation of the proposed changes also improves the operational characteristics and reliability of the power supply, which is an undeniable advantage and incentive for the implementation of changes. The work partially describes the methods used to determine the shortcomings and ways to solve them, as well as the economic justification of each proposed measure. The implementation of all measures is able to provide savings of 9 MWh and 6 MWh per year from two substations, which is a significant indicator of the work performed.*

Keywords: *electric energy, traction substation, energy audit, reactive energy, energy losses, commercial accounting, losses in transformers, thermal imaging survey, high-voltage switches, measuring current transformers.*

Article citation: Razinkov V. O. and Savich S. P. (2026). Energy Inspection of AC and DC Traction Substations. *Electrotechnic and Computer Systems*, 2026, 46(122), pp.120-134. doi:<https://doi.org/10.15276/eltecs.46.122.2026.11>

Про авторів (About the authors)



Разінков Владислав Олексійович, доктор філософії, старший викладач кафедри електропостачання та енергетичного менеджменту, Національний університет «Одеська політехніка»; просп. Шевченка, 1, Одеса, 65044, Україна.
E-mail: razinkov.v.o@opu.ua; тел.: +38 048 705 8512

Razinkov Vladyslav Oleksiiovich, PhD, Senior Teacher of the Department of Power Supply and Energy Management, Odesa Polytechnic National University; 1, Shevchenko Avenue, Odesa, 65044, Ukraine. E-mail: razinkov.v.o@opu.ua; ph.: +38 048 705 8512

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0934-0426>.



Савич Світлана Павлівна, кандидат технічних наук, доцент кафедри електропостачання та енергетичного менеджменту, Національний університет «Одеська політехніка»; просп. Шевченка, 1, Одеса, 65044, Україна.
E-mail: savichsp@gmail.com тел. +38 048 705 8690.

Savych Svitlana Pavlovna, PhD, Associate Professor of the Department of Power Supply and Energy Management, Odesa Polytechnic National University; 1, Shevchenko Avenue, Odesa, 65044, Ukraine.
E-mail: savichsp@gmail.com; ph.: +38 048 705 8690

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6995-568X>