

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота

на правах рукопису

Прохніцький Євгеній Петрович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Розробка методів та технічних засобів підвищення ефективності систем
електропостачання сільськогосподарських споживачів

(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня магістр

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Прохніцький Є. П.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Пінкін Анатолій Анатолійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

к.т.н., доцент кафедри електрифікації,
автоматизації виробництва та інженерної екології

(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2021

АНОТАЦІЯ

Прохніцький Є. П. Розробка методів та технічних засобів підвищення ефективності систем електропостачання сільськогосподарських споживачів. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2021.

Робота присвячена аналізу техніко-економічних способів стимулювання енергопостачальних організацій та сільських споживачів та впровадженню систем моніторингу надійності електропостачання споживачів і якості електроенергії.

Запропонований варіант системи моніторингу надійності електропостачання сільських споживачів і якості електроенергії.

Ключові слова: якість електроенергії, система моніторингу, надійність електропостачання.

SUMMARY

Prokhnitsky E.P. Development of methods and technical means for improving the efficiency of electricity supply systems of agricultural consumers. Qualifying work for the master's degree in specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics - Polissya National University, Zhytomyr, 2021.

The work is devoted to the analysis of technical and economic methods of stimulating energy supply organizations and rural consumers and the introduction of systems for monitoring the reliability of consumers and electricity quality.

The proposed version of the system of monitoring the reliability of electricity supply of rural consumers and the quality of electricity.

Key words: power of electricity, monitoring system, power supply.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. ОГЛЯД ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ СПОСОБІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ ЕНЕРГОЗБЕЗПЕЧЕННЯ СІЛЬСЬКИХ СПОЖИВАЧІВ	7
1.1 Економічні способи підвищення ефективності системи енергозабезпечення сільських споживачів.	7
1.2 Технічні способи підвищення ефективності системи енергозабезпечення сільських споживачів.	11
Висновки по розділу 1	16
РОЗДІЛ 2. БУДОВА СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ І ВІДХИЛЕНЬ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 0,38 кВ	17
2.1 Аналіз структури часу відновлення електропостачання після відмов в енергосистемі.	17
2.2 Побудова системи моніторингу якості електроенергії і надійності електропостачання.	19
Висновки по розділу 2	27
РОЗДІЛ 3. ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ СІЛЬСЬКИХ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ 10(6) - 0,4 кВ З УРАХУВАННЯМ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	28
3.1 Стратегія розвитку існуючих сільських розподільчих мереж 10(6) - 0,4 кВ з урахуванням втрат електроенергії.	28
3.2 Обґрунтування чотири рівневої схеми електрозабезпечення сільськогосподарських споживачів	33
Висновки по розділу 3	36
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	38
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	39

ВСТУП

Впровадження в сільські електричні мережі засобів моніторингу надійності електропостачання та якості електроенергії, що дозволяють отримувати значення часу перерв в електропостачанні, часу невідповідності якості електроенергії і часу здійснення технологічних приєднань, дозволить перейти до наступного кроку – реалізації техніко-економічних способів, механізмів стимулювання енергопостачальних організацій та сільських споживачів до здійсненню заходів щодо підвищення ефективності систем електропостачання. Метою даної роботи є розроблення техніко-економічних способів стимулювання енергопостачальних організацій та споживачів до підвищення надійності електропостачання та якості електроенергії. У роботі розглянуті існуючі і нові запропоновані техніко економічні методи стимулювання енергопостачальних організацій та споживачів до підвищення надійності електропостачання сільських споживачів і якості продукції, що поставляється їм електроенергії, а також система моніторингу надійності електропостачання та якості електроенергії, що дозволяє їх реалізовувати.

Впровадження техніко-економічних способів стимулювання енергопостачальних організацій та сільських споживачів до підвищення ефективності систем електропостачання неможливо без застосування в сільських електричних мережах систем моніторингу надійності електропостачання сільських споживачів і якості електроенергії, що поставляється їм. Дані системи дозволяють отримувати фактичні значення кількості і тривалості перерв в електропостачанні сільських споживачів і часу невідповідності якості електроенергії яка їм поставляється чинним нормам. Це, в свою чергу, дає можливість забезпечити реальне функціонування зазначених вище способів стимулювання підвищення ефективності систем електропостачання. Такі способи стимулювання споживачів до підвищення ефективності систем електропостачання реалізуються наступним чином:

- задаються значення нормованих інтервалів часу за заданий проміжок часу, в тому числі допустимий час перерв в електропостачанні сільських споживачів за рік;

- допустимий час невідповідності якості електроенергії за рік,

- далі фіксуються фактичні їх значення, порівнюються з заданими.

Якщо фактичні значення часу більші нормованих (допустимих), то здійснюються ті чи інші економічні санкції до порушника, будь то енергопостачальна організація або сільський споживач.

Метою даної кваліфікаційної роботи є впровадження техніко-економічних способів стимулювання енергопостачальних організацій та сільських споживачів шляхом впровадження систем моніторингу надійності електропостачання споживачів і якості електроенергії.

Предметом дослідження техніко економічні методи стимулювання енергопостачальних організацій та споживачів до підвищення надійності електропостачання.

Об'єктом дослідження являється система моніторингу надійності електропостачання сільських споживачів і якості електроенергії.

Перелік публікацій автора за темою дослідження :

Пінкін А. А., Прохніцький Є. П. ТЕХНІЧНІ СПОСОБИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СІЛЬСЬКИХ СПОЖИВАЧІВ

V МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ МАТЕРІАЛИ. ЧАСТИНА 2. С.96-102 . «Біоенергетичні системи». 27-28 травня 2021 Житомир, Україна.

Гончаренко Ю.П., Прохніцький Є. П. ВАРІАНТ БУДОВИ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ І ВІДХИЛЕНЬ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 0,38 кВ

V МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ
МАТЕРІАЛИ. ЧАСТИНА 3. С.89-93 . «Біоенергетичні системи». 27-28 травня
2021 Житомир, Україна.

Прохніцький Є. П. ЕКОНОМІЧНІ СПОСОБИ ПІДВИЩЕННЯ
ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СІЛЬСЬКИХ
СПОЖИВАЧІВ.

Студентські читання – 2021: Матеріали науково-практичної конференції
факультету інженерії та енергетики «Студентські читання – 2021». 26 жовтня
2021 р. Житомир: Поліський національний університет, 2021.- 400 с.

РОЗДІЛ I

ОГЛЯД ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ СПОСОБІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ ЕНЕРГОЗБЕЗПЕЧЕННЯ СІЛЬСЬКИХ СПОЖИВАЧІВ

Підвищення ефективності систем електропостачання сільських споживачів вимагає здійснення заходів щодо підвищення надійності електропостачання та якості електроенергії, по підвищенню якості послуг по технологічному приєднанню. Для цього необхідно здійснювати підвищення витрат коштів на переозброєння електричних мереж, впровадження нового обладнання. Як показує практика, рішення про реконструкцію електричних мереж вимагає законодавчих або економічних стимулів.

1.1 Економічні способи підвищення ефективності системи енергозабезпечення сільських споживачів

В [1, 2, 3] показано, що час перерв в електропостачанні сільських споживачів і час невідповідності якості електроенергії, що поставляється їм найкраще характеризують ефективність систем електропостачання сільського господарства з точки зору надійності електропостачання та якості електроенергії, а час здійснення техприєднань - з точки зору розвитку і доступності електричних мереж. Знання фактичних значень даних часових інтервалів дозволяє оцінити стан системи електропостачання сільських споживачів і прийняти правильні рішення про напрямки підвищення її ефективності. Отримати ж об'єктивну інформацію про ці значення важко без оснащення електричної мережі системами моніторингу надійності електропостачання та якості електроенергії, а також постійного моніторингу термінів здійснювання технологічних приєднань. Варіант такої системи для сільських електричних мереж приведений в [4]. В [6] розглянуті інші системи моніторингу.

Впровадження засобів, дозволяють отримувати значення часу перерв в електропостачанні сільських споживачів, часу невідповідності якості

електроенергії та часу здійснення технологічних приєднань сільських споживачів до електричних мереж дозволить перейти до наступного кроку - реалізації техніко економічних способів, механізмів стимулювання електромережової організації і споживачів до здійснення заходів щодо підвищення ефективності систем електропостачання. Суть здійснення техніко-економічних способів стимулювання енергопостачальних організацій і сільських споживачів до підвищення ефективності систем електропостачання полягає в наступному: нормуються значення відповідних інтервалів часу за заданий проміжок часу, наприклад допустимий час перерв в електропостачанні за рік, допустимий час невідповідності якості електроенергії за рік, фіксація фактичних їх значення, порівнюються з допустимими. У разі, якщо фактичні значення більше допустимих, то здійснюються економічні санкції до порушника, будь то енергопостачальна організація або споживач. Є ряд особливостей для способів стимулювання до підвищення на дійності електропостачання сільських споживачів і якості продукції, що поставляється їм електроенергії.

У разі надійності електропостачання існують наступні варіанти стимулювання. По суті, це спосіб компенсації вартості електроенергії в разі перевищення нормованого часу перерв в електропостачанні. Спосіб заключається в наданні споживачеві без оплати визначеного об'єму електроенергії або у виплаті споживачеві певної суми компенсації.

Сума, виплачена у вигляді компенсації, або сума коштів, рівнозначна переданої безкоштовно електроенергії буде для електромережової організації або споживача (якщо відключення відбулося з його вини) являтися витратами на компенсацію відключень за заданий інтервал часу $\sum_{\text{комп відкл } i} (t_1 \dots t_2)$. В якості такого інтервалу можна приймати рік, місяць в залежності від встановленого нормативу на час перерв в електропостачанні.

Зазвичай приймається в якості контрольного інтервалу часу рік. Так, Постановою №310 від 14.03.2018 допустима тривалість перерви в електропостачанні всіх категорій споживачів визначена в 72 год / рік [5,6].

Що стосується якості електроенергії, то в [5,6] виконаний огляд рішень, пропонованих в нормативних документах України. Суть цих рішень зводиться до того, що потерпілій стороні за невідповідність до якості електроенергії повинна виплачуватися компенсація в певному обсязі з установлених скидок до тарифу за зниження по вині енергопостачальної організації якості електроенергії і надбавки до тарифу за зниження якості електроенергії по вині споживачів.

Скидка або надбавка до тарифу по кожному показнику якості електроенергії (ПЯЕ) визначається в слідуючим чином [5]:

$$H = 5 \cdot \frac{P_{\phi} - P_{д}}{P_{н}} \cdot d, \quad (1.1)$$

де P_{ϕ} - фактичне значення показників якості електроенергії (ПЯЕ) в точці її реалізації; $P_{д}$ - значення ПЯЕ, встановлене в договорі за користування електроенергією; $P_{н}$ - нормоване значення ПЯЕ, визначене згідно з ДСТУ 13109-96, за яким нормувалися наступні ПЯЕ: відхилення частоти; відхилення напруги; коливання частоти; коливання напруги; несинусоїдальність форми кривої напруги; не симетрії напруги основної частоти; d - відношення кількості електроенергії, спожитої при відхиленні від договірних умов, до загальної споживаної електроенергії за розрахунковий період. Значення $P_{д}$, $P_{н}$, d визначалися енергопостачальною організацією за методикою, затвердженою Міненерго України.

В [5] визначені і рекомендовані знижки (надбавки) в розмірі 12% до тарифу на електроенергію за недотримання ПЯЕ, які можуть прописуватися в договорах на електропостачання. Також передбачена виплата одноразової штрафу за відпущену (спожиту) електроенергію з недотриманням ПЯЕ в сумі до 10% від вартості відпущеної (спожитої) електроенергії з показниками, що не відповідають ДСТУ на якість електроенергії. Однак обидва ці рішення можуть фактично виконуватися тільки в системах електропостачання, де є моніторинг якості електроенергії, наприклад в електричних мережах 220 кВ і

вище і не застосовуються в сільських електричних мережах через відсутність там відповідаю щих засобів контролю якості електроенергії.

Відповідно до вище сказаного є необхідність запропонувати методику коригування вартості електроенергії в залежності від її якості, суть якої полягає в застосуванні скидок/надбавок до вартості електроенергії в залежності від джерела і рівня спотворень ПЯЕ. Пропонується в даній методиці вартість споживаної електроенергії пов'язувати з урахуванням поправкових коефіцієнтів, якщо спотворення вносить одна сторона, споживач або енергопостачальна організація. Відповідно вартість повинна визначатися наступним чином:

$$B_{CEE} = T_{ПТ} \cdot K_{П} \cdot K_{CEE} , \quad (1.2)$$

де B_{CEE} - вартість спожитої електроенергії, грн.; $T_{ПТ}$ – початковий (вихідний) тариф на електроенергію; $K_{П}$ - поправковий коефіцієнт; K_{CEE} - кількість споживання електроенергії.

У разі, коли спотворення в ПЯЕ вносять сумісно і споживач, і енергопостачальна організація, то B_{CEE} необхідно розраховувати за формулою:

$$B_{CEE} = T_{ПТ} \cdot \frac{K_{ПЕП} + K_{ПС}}{2} \cdot K_{CEE} , \quad (1.3)$$

де $K_{ПЕП}$ - поправковий коефіцієнт для енергопостачальної організації; $K_{ПС}$ - поправочний коефіцієнт для споживача.

Врахування факту відхилення ПЯЕ від норм з наступним поверненням в нормативне значення здійснюється наступним чином. B_{CEE} в цьому випадку визначається наступним чином:

$$B_{CEE} = T_{ПТ} \cdot \int_{t_0}^{t_n} K_n \cdot K_{CEE} \cdot dt, \quad (1.4)$$

де K_n – n -й поправковий коефіцієнт для визначеного рівня відхилень ПЯЕ в певний момент часу і визначеного ПЯЕ:

$$K_n = \frac{\sum_{i=1}^n K_i + \sum_{j=1}^m K_j}{n + m} , \quad (1.5)$$

де $\sum_{i=1}^n K_i$ – сума поправкових коефіцієнтів для енергопостачальної організації; $\sum_{j=1}^n K_j$ – сума поправкових коефіцієнтів для споживачів; n – кількість значень K_i ; m – кількість значень K_j .

$$K_{ПЕП} = \sum_{i=1}^n K_i ; \quad (1.6)$$

$$K_{ПС} = \sum_{j=1}^n K_j . \quad (1.7)$$

Якщо спотворення якості електроенергії немає, тоді коригування вартості не проводиться, тобто поправковий коефіцієнт $K_{П} = 1$.

Визначення поправкових коефіцієнтів відповідно до вартості електроенергії, врахування особливостей нового стандарту, що регламентує якість електроенергії потребує додаткових досліджень.

1.2 Технічні способи підвищення ефективності системи енергозабезпечення сільських споживачів

Із аналізу проведеного в попередньому розділі необхідно відмітити, що реалізація даної методики вимагає використання приладів обліку (ПО) електроенергії в якості елемента системи моніторингу якості електроенергії і наявності реалізованої системи зв'язку з ПО для отримання даних про кількість та якість використаної електроенергії в точці їх установки і оновлення тарифів, поправочних коефіцієнтів. У більшості сучасних ПО присутні функції контролю ПЯЕ, але канали зв'язку використовуються тільки для передачі даних про кількість використаної електроенергії, що не дозволяє виконати моніторинг якості електроенергії. Також ПО не можуть здійснювати контроль кількості і тривалості відключень, хоча в них і закладена функція обліку відсутності напруги. Справа в тому, що вони встановлені після ввідного комутаційного апарату і не можуть визначити причину відсутності

напруги, виявити, чи відсутня воно в лінії живлення або тільки у внутрішній мережі споживача.

Запропонована система моніторингу, предназначена для застосування в сільських електричних мережах, дозволить здійснювати як контроль кількості і тривалості відключень сільських споживачів, так і контроль кількості і тривалості відхилення напруги більш встановленого значення. Це дасть можливість виконати спосіб стимулювання до підвищення надійності електрозабезпечення сільських споживачів і якості електроенергії, а фактично - механізм компенсації за перевищення часу відключень вище допустимого і за перевищення часу відхилення напруги вище допустимого.

Компенсація також може здійснюватися в наступних варіантах:

1. Виплачується споживачеві сума, рівна розрахованим значенням $\Sigma I_{\text{комп}}$ і $(t_1 \dots t_2)$.
2. Надається без оплати визначений об'єм електроенергії $W_{\text{комп}}$ (кВт·год), який можна визначити наступним чином, використовуючи вже відомі з попередніх розрахунків значення:

$$W_{\text{комп над}} = K_{\text{кнад}} \cdot P_{\text{ср}} \cdot \left(\sum_1^n T_{\text{пер}} - \sum_1^n T_{\text{пер дод}} \right) + K_{\text{кПЯЕ}} \cdot P_{\text{ср}} \cdot \left(\sum_1^n T_{\text{неякЕЕ}} - \sum_1^n T_{\text{неякЕЕ дод}} \right)$$

Таким чином, наявність приладів моніторингу надійності електропостачання сільських споживачів і якості електроенергії, яка їм поставляється (в найпростішому випадку це відхилення напруги), дозволяють фіксувати і вести облік часу відключень за заданий обліковий період, часу відхилення ПЯЕ за цей же період. Завдяки цьому можна реалізовувати способи стимулювання як споживачів, так і енергопостачальної організації до підвищення надійності електрозабезпечення і якості електроенергії.

Значення коефіцієнтів $K_{\text{кнад}}$ і $K_{\text{кПЯЕ}}$ вимагають проведення додаткових досліджень, але можна визначити їх середні значення наступним чином.

Як приклад можна використати методику [8], де обґрунтовані значення знижок/надбавок до вартості електроенергії при спотворенні ПЯЕ, можна прийняти значення $K_{\text{кПКЕ}}$ рівним 0,12.

$K_{\text{кнад}}$ можна визначити для різних споживачів, знаючи значення питомих збитків для них від перерв в електропостачанні. В цьому випадку

$$K_{\text{к над}} = \frac{Z_{\text{пит}}}{\Phi_{\text{ср.взж}}}, \quad (1.8)$$

де $Z_{\text{пит}}$ - значення питомих збитків від перерв у електропостачанні даної групи споживачів або конкретного споживача, грн. /кВт · год (визначається з довідкових даних або на підставі розрахунків для даного споживача за відомими методиками); $\Phi_{\text{ср.взж}}$ - середньозважений тариф за обліковий період, грн. /кВт · год (визначається як було показано раніше).

Наприклад, при значенні питомих збитків для даної групи споживачів 84 грн./кВт·год [8] і середньозваженому тарифі на електроенергію 7 грн. значення $K_{\text{кнад}}$ складе 12, а при питомому збитку 28 грн. / кВт · год $K_{\text{кнад}} = 3$.

Прогнозовану структурну схему системи моніторингу надійності електропостачання та якості електричної енергії (СМНіЯ) показана на рисунку. Система може бути адаптована для використання в сільських електричних мережах. При її реалізації важливо раціонально вибрати канал зв'язку для передачі даних, оскільки всі датчики системи повинні бути пов'язані з пристроями збору і передачі даних ПЗПД. Вироблено обґрунтування каналів зв'язку між компонентами всієї системи, яке показало, що в якості мереж зв'язку СМНіЯ, в разі застосування її в сільських електричних мережах, можливе використання тільки технологій GSM, NB-IoT і LoRa. Причому GSM, NB-IoT технології можна застосовувати тільки тоді, де це дозволяє покриття операторів зв'язку, що в сільській місцевості не завжди забезпечується. Технології LoRa дозволяє об'єднати всі компоненти СМНіЯ між собою без допомоги сторонніх операторів, проте вона вимагає використання базової станції в якості ПЗПД, що збільшує вартість розгортання СМНіЯ. При виборі технології LoRaWPLAN [9] СМНіЯ матиме ієрархічну структуру, на верхньому рівні якої знаходиться центр обробки даних, розташований в диспетчерській енергопостачальної компанії (ДЕК), а на нижньому - комплекс пристроїв контролю кількості тривалості відключень і

відхилення напруги (ПККТОіВН), розташованих на ділянках підконтрольної мережі в залежності від мети моніторингу.

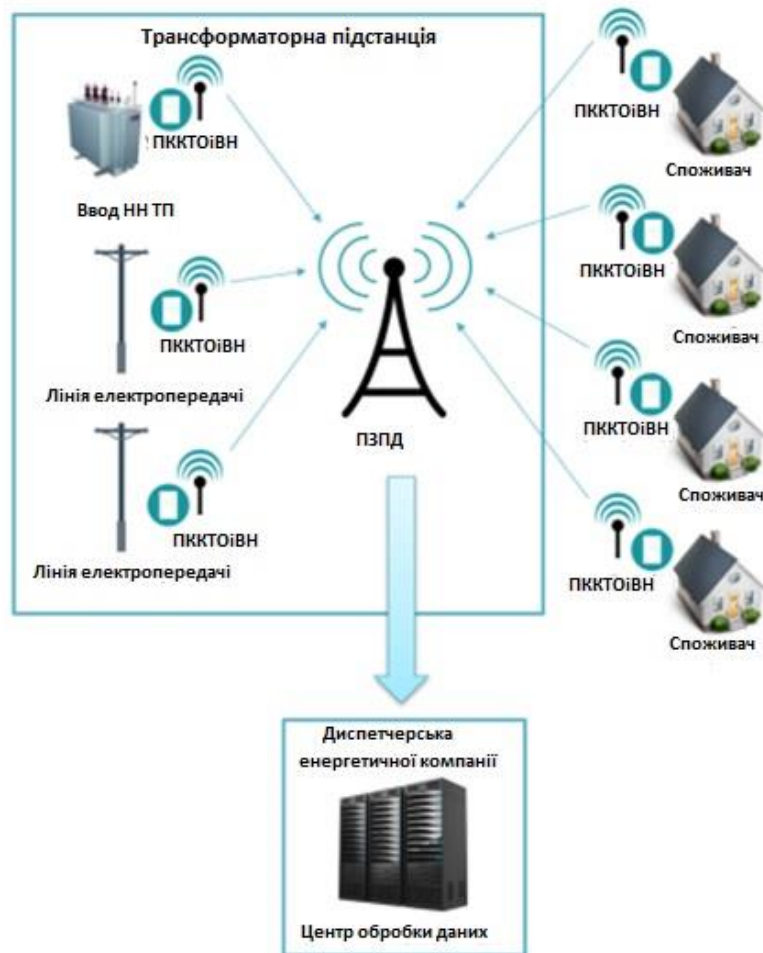


Рисунок 1.1. Структурна схема системи моніторингу надійності енергозабезпечення і якості електричної енергії при технології передачі даних LoRa WPLAN

У структурній схемі СМНіЯ, показаної на рис.1.1, використовується LoRa як технології передачі даних. Пристрої ПККТОіВН пропонується встановлювати на вводах сільських споживачів, а також на шинах низької напруги ТП і на ЛЕП що відходять від неї. Вся інформація про аварійні режими з ПККТОіВН по бездротових інформаційних каналах передається в пункт агрегування – пристрій збору і передачі даних (ПЗПД), який розташований на трансформаторній підстанції. Далі ця інформація через основну інформаційну магістраль передається в центр обробки даних диспетчерської електромережевої компанії, де за допомогою описаного вище алгоритму дана

інформація обробляється і виводиться в потрібній формі для оперативного персоналу, а якщо в алгоритмі передбачені автоматичні дії, то він може запускати певний порядок дій для захисту системи від виниклих аварійних ситуацій, наприклад, застосування засобів секціювання, що дозволяє підвищити надійність електрозабезпечення і технічних пристроїв підвищення якості електроенергії.

При використанні технологій передачі даних NB-IoT і GSM система СМНІЯ буде побудована аналогічно як при використанні LoRa, тільки в якості ПЗПД виступатиме базова станція загальнодоступного стільникового зв'язку і магістральну передачу даних буде виконувати сам оператор стільникового зв'язку.

СМНІЯ призначена, відповідно, не тільки для реалізації механізмів стимулювання споживачів і енергопостачальних організацій до підвищення ефективності, але, в першу чергу, забезпечує можливість скорочення часу перерв в електрозабезпеченні сільських споживачів і часу відповідності якості електроенергії, яка їм поставляється.

Фахівці, які обслуговують систему електрозабезпечення, в якій встановлена СМНІЯ, одержують інструмент для більш швидкого реагування на ситуації відключень і спотворення ПКЯ, таким чином зменшується збиток від недоотпуску електроенергії і неякісної електроенергії. Більш докладніше опис СМНІЯ буде розглянуто в другому розділі. При впровадженні системи також слід вирішувати питання кібербезпеки, який є актуальним для всіх розумних мереж.

Механізм використання інформації, одержаної від СМНІЯ для економічного стимулювання, наступний. Дані по перевищенню часу перерв в електропостачанні і часу невідповідності якості електроенергії для кожного споживача використовуються для автоматичного розрахунку об'єму компенсації, яку необхідно здійснити. У разі, якщо винуватцем є енергопостачальна організація, то в наступний звітний період споживачеві виставляються рахунки на електроенергію з нульовою (або зниженою)

вартістю в об'ємі компенсації. У разі провини споживача йому в слідуючий звітний період виставляються рахунки за електроенергію зі збільшеною вартістю на суму компенсації.

Висновки по першому розділу

Впровадження в сільські електричні мережі систем моніторингу надійності електропостачання та якості електричної енергії дозволяє здійснювати техніко-економічні методи стимулювання енергопостачальних організацій та споживачів по підвищенню ефективності систем електропостачання, зокрема, до підвищення надійності електрозабезпечення сільських споживачів і якості електроенергії, що їм поставляється.

РОЗДІЛ 2

БУДОВА СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ І ВІДХИЛЕНЬ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 0,38 кВ

Встановлено, що аналіз компонентів часу відновлення електропостачання та моніторинг відключень дозволить значно зменшити час відновлення. Також необхідно проводити моніторинг якості електроенергії, що поставляється споживачам. Для цього необхідно розробляти схеми пристроїв та принцип побудови систем моніторингу надійності енергопостачання та якості електроенергії яка поставляється споживачам, підключених о електричної мережі 0,38 кВ.

2.1 Аналіз структури часу відновлення електропостачання після відмов в енергосистемі

Час відновлення електропостачання після відмов можна визначити слідуєчим виразом [4]:

$$t_{від} = t_{од.інф} + t_{роз.інф} + t_{рем} + t_{вкл} , \quad (2.1)$$

де $t_{од\ інф}$ - час отримання інформації, год.; $t_{роз\ інф}$ - час для розпізнавання інформації, год.; $t_{рем}$ - час для ремонту, год.; $t_{вкл}$ – час на координацію включення та саме включення, год.

Кожна складова цієї формули може бути додатково розкрита і містить в собі ще декілька інтервалів часу, кожен з яких має, в кінцевому рахунку, вплив на загальний час відновлення.

Слід відмітити, що в енергопостачальних компаніях ведеться облік часу відновлення електропостачання, але в даний час не враховує час на одержання інформації про відмову, так як рахується з моменту одержання інформації про відмову від диспетчера енергокомпанії.

Проведений аналіз в [4] показує, що цей компонент часу відновлення може становити в середньому 1,01 години. При цьому за час отримання

інформації обирається часовий інтервал з моменту виникнення відмови до моменту отримання інформації про нього диспетчерською службою організації енергосистеми, яка експлуатує електричну мережу, в якій була відмова. Цей інтервал часу пропонується визначити наступним чином:

$$t_{од.инф} = t_{инф1} + t_{инф2} + t_{инф3} , \quad (2.2)$$

де $t_{инф1}$ – інтервал часу отримання інформації про відмову первинним інформаційним ланцюгом, в якості якого може виступати електрообладнання, яке одержує живлення від даної електричної мережі та відключається при відмові в мережі, або елемент системи автоматики чи моніторингу стану мережі (датчик, наприклад, датчик напруги) які одержують вхідну інформацію; $t_{инф2}$ – інтервал часу одержання інформації про відмову вторинним інформаційним ланцюгом . В якості даного джерела може виступати: людина, яка помітила зупинку електрообладнання або сигнал датчика про відмову в мережі; елемент порівняння системи автоматики або моніторингу стану мережі (визначає, що відбулась відмова в мережі). Вказаний інтервал часу в випадку використання автоматики може бути суттєво скорочений, так як навіть в випадку, якщо людина (споживач) швидко помітив відключення обладнання, то вона ще повинна впевнитися, що дане відключення відбулося в результаті відмови; $t_{инф3}$ – інтервал часу одержання інформації про відмову третім інформаційним ланцюгом. Тут джерело інформації може бути: людина, диспетчер, який приймає сигнал про відмову в мережі від споживача або системи автоматики, моніторингу, які працюють на сигнал; елемент системи автоматики або моніторингу стану мережі, який повинен на основі одержаної інформації приймати рішення (наприклад, блок обробки даних, мікропроцесор і т. п.). Даний інтервал часу в значній мірі залежить від каналу передачі даних. Так, людина (споживач) може повідомити про відмову по телефону, по електронній пошті, особисто диспетчеру і т. п. І в кожному із даних випадків час $t_{инф3}$ буде різним.

Скоротити цей час можна за наявності системи моніторингу контрольованої мережі. Ця система моніторингу повинна автоматично повідомляти диспетчеру про відключення на конкретних ділянках електричної мережі, враховувати кількість та тривалість даних відключень.

Збитки від недовідпускання електроенергії споживачам залежать, перш за все, від фактів відключень у мережах, які живлять споживачів. Тому датчики системи моніторингу відключень в електричній мережі повинні розташовуватися на введенні споживачів або в кількох точках мережі, наприклад на початку, середині та кінці лінії електропередачі, а також на шинах трансформаторної підстанції.

Щодо якості електроенергії, то у [10] обґрунтовано встановлення датчиків моніторингу показників якості електроенергії також на вводах споживачів та побудова систем регулювання параметрів якості з опорою на дані, які отримують із цих датчиків. Пропонується також поєднувати вказані системи моніторингу із системами обліку електроенергії, що дозволяє використовувати канали автоматизованої інформаційно-вимірювальної системи контролю обліку електричної енергії (АІВСКООЕЕ) для передачі необхідних даних.

Таким чином, оптимальним місцем встановлення нових датчиків моніторингу як якості електроенергії, так і надійності електропостачання є вводи споживачів.

2.2 Побудова системи моніторингу якості електроенергії і надійності електропостачання

Пропонується побудова системи моніторингу якості електроенергії та надійності електропостачання таким чином. На введеннях усіх споживачів встановлюються датчики контролю показників якості електроенергії та датчики обліку кількості та тривалості відключень. Обидва види датчиків можуть бути інтегровані у лічильник електроенергії. Схеми пристроїв контролю відхилення напруги на вводах споживача наведена в [11],

інтегрований у лічильник датчик контролю якості електроенергії та коригування вартості електроенергії в залежності від її якості наведено в [10].
Схема датчика обліку кількості та тривалості відключень наведено на рисунку 2.1.

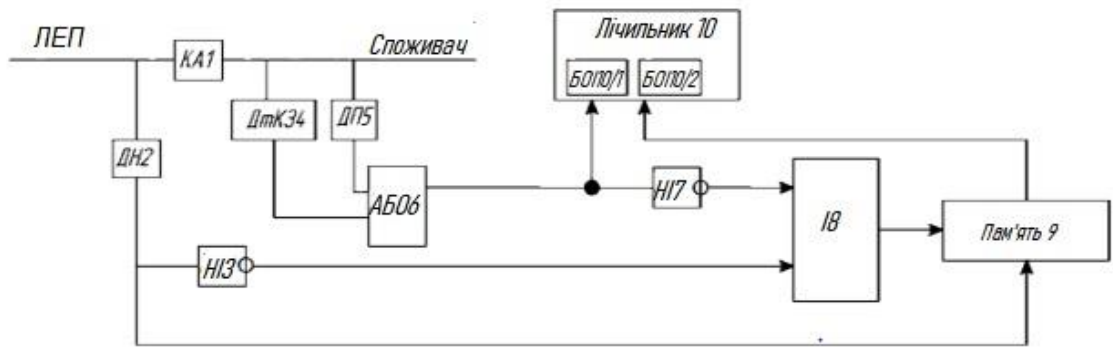


Рисунок 2.1. Прилад обліку кількості і тривалості відключень

Схема датчика (рис. 2.1) включає комутаційний апарат КА1, датчик напруги ДН2, датчик короткого замикання ДтКЗ4, датчик перевантаження ДП5, лічильник 12 електроенергії з блоком обробки інформації, елемент НІ3, НІ7, елемент АБО 6, елемент І8, пам'ять 9, елемент БОІ 10/1, елемент БОІ 10/2, лічильник 11.

В нормальному режимі роботи в зовнішній живильній лінії електропередачі споживачів присутня напруга, в внутрішній мережі споживача відсутнє перевантаження або коротке замикання, відповідно на виході датчика напруги ДН2 має бути сигнал, а на виходах елементів ДтКЗ4 і ДП5 сигнал відсутній. В даному випадку на виході НІ7 присутній сигнал, який подається на один із входів елемента І8, а на виходах елементів НІ3, АБО6, І8, пам'ять 8, пам'ять 11 сигнал присутній. При цьому сигнал з виходу датчика напруги ДН2 подається на встановлення в нуль елемента пам'ять 9. Схема не запускається.

В момент відмови в лінії електропередачі зникає напруга на ввіді споживача, тобто пропаде сигнал з виходу елемента ДН2 і, відповідно,

появляється сигнал на виході НІЗ, котрий подається на один із входів елемента І8. Якщо при цьому відсутні сигнали на виходах датчика струму короткого замикання ДтКЗ4 і датчика перевантаження ДП5, то на виході елемента НІ7 присутній сигнал і подається він на другий вхід елемента І8. На обох входах І8 присутні сигнали, відповідно і на його виході з'явиться сигнал, який буде запам'ятовуватись елементом пам'ять 9 і передаватись в спеціальний блок обробки інформації БОІ 10/1, який вбудований в лічильник електроенергії або виконаний окремим блоком. БОІ 10/1 запам'ятовує факт відключення і його тривалість. Сигнал про відключення передається по каналу АІВСКООЕ або по іншому каналу диспетчеру електромережевої компанії. При відновленні напруги в лінії електропередачі датчик ДН 2 зафіксує даний факт, при цьому сигнал з ДН 2 «обнулить» елемент пам'ять9, схема вернеться в початковий стан.

Діаграма сигналів на виходах елементів для даного режиму приведена на рис. 2.2.

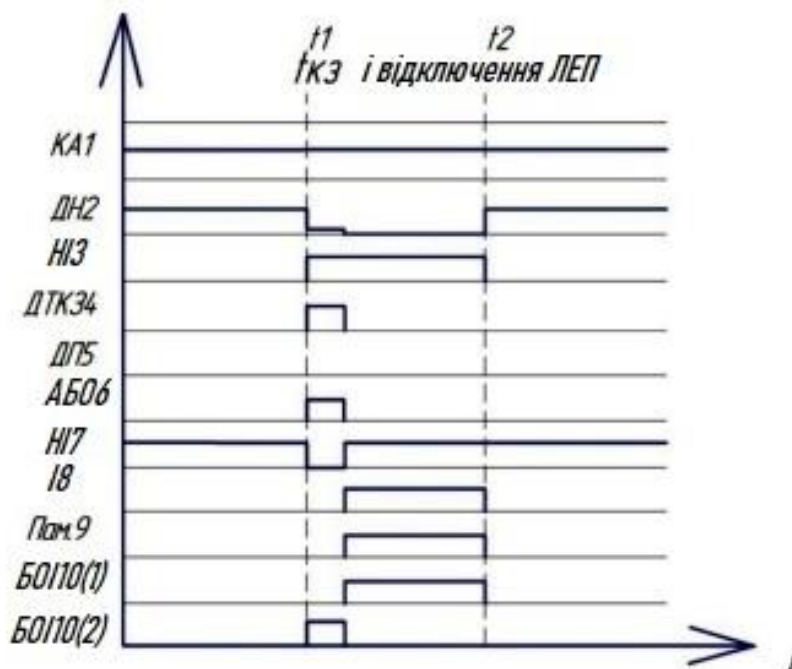


Рисунок 2.2. Діаграма сигналів на виході елементів, показаних на рисунку 2.1, при к.з. в мережі споживача і наступним неселективним відключенням комутаційного апарата в ЛЕП

У разі, якщо у внутрішній мережі споживача відбудеться перевантаження, і навіть після його зникнення напруга в ЛЕП не зникне, то схема буде працювати в наступний спосіб. В момент появи струму перевантаження на виході елемента ДП5 з'явиться сигнал, який буде подано на вхід елемента АБО6 та з його виходу на вхід елемента НІ7, а також блок обробки інформації БОІ 10/2, що фіксує факти к.з. та перевантажень у внутрішній мережі споживача. На виході елемента НІ7 сигнал у період присутності струму перевантаження буде відсутній. На виході датчика ДН2 сигнал не зникне, але у виході елемента НІ3 не з'явиться. Зважаючи на відсутність сигналу на одному з входів, елемент І8 не спрацює і сигнал на його виході не з'явиться. Після зникнення струму перевантаження через відключення комутаційного апарату сигнал з виходу ДП 5 зникне. Таким чином, у цьому режимі роботи блоком БОІ 10/2 буде зафіксовано факт перевантаження в мережі споживача без вимкнення напруги на введенні. Діаграма сигналів на вихід елементів для даного режиму наведена на рисунку 2.3.

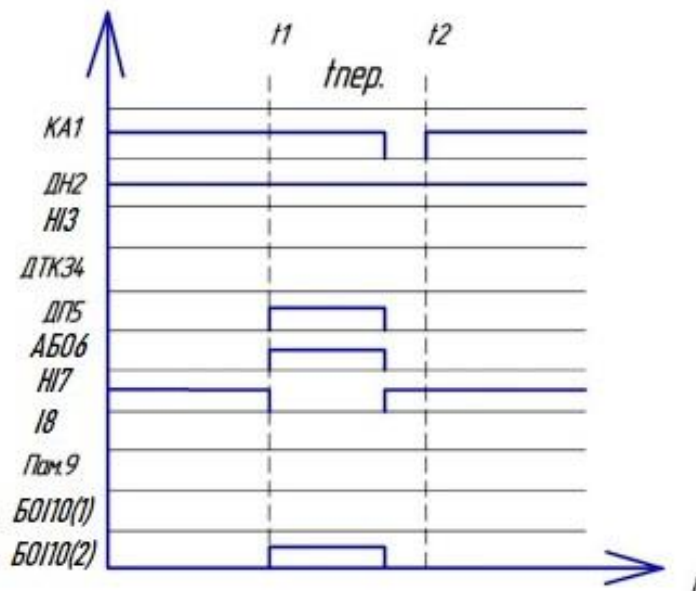


Рисунок 2.3. Діаграма сигналів на виході елементів, показаних на рисунку 2.1, при перевантаженні в мережі споживача

У ситуація, коли відбувається неселективне відключення комутаційного апарату, встановленого в ЛЕП, при перевантаженні в мережі споживача в цілому аналогічна ситуації як і при неселективному спрацюванні його при к. з. в мережі споживача з тією різницею, що сигнал на вхід елемента АБОБ буде поданий не з елемента ДТКЗ4, і з датчика ДП5. У цьому випадку так само, як і в описаному раніше, блоком БОІ 10/1 буде зафіксовано відключення в ЛЕП, а блоком БОІ 10/2 – навантаження у мережі споживача.

Історія обліку кількості відключень та часу відключень зберігається в пам'яті БОІ 10/1, а про фактах к. з. та перевантажень у мережі споживача в блоці БОІ 10/2 у вигляді протоколів, а також може передаватися до бази даних автоматизованої інформаційно-вимірювальної системи комерційного обліку електричної енергії (АІВСКООЕЕ). Якщо БОІ10/1 та БОІ 10/2 вбудовані в лічильник 11, то на панелі лічильника 11 може відображатися інформація про кількість спожитої електроенергії, її вартість, тариф, кількість і тривалість відключень за заданий період часу (при оснащенні лічильника також системою коригування вартості електроенергії в залежності від її якості).

Якщо БОІ не вбудовані в лічильник, то інформація про кількість та тривалості відключень відображається на їх інформаційних панелях.

Таким чином, розроблений пристрій дозволяє автоматично проводити облік кількості спожитої електроенергії, облік кількості та тривалості відключень електроенергії, контроль і облік аварійних ситуацій у мережі споживача.

Спрощеним варіантом пристрою є варіант, показаний рисунку 2.4.

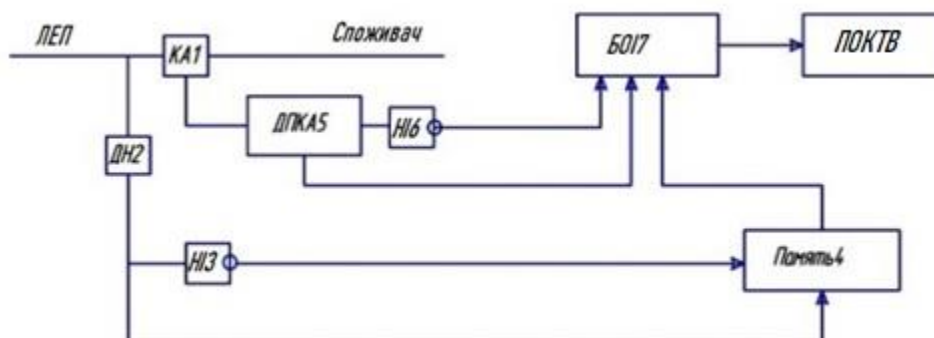


Рисунок 2.4. Пристрій обліку кількості і тривалості відключень з використанням датчика положення комутаційного апарата

У цьому варіанті відсутні датчики ДТКЗ та ДП, оскільки загалом їх функції виконує комутаційний апарат КА. Але схема оснащена датчиком положення КА (ДПКА), що дозволяє фіксувати відключення даного апарату без вказівки причин цього відключення (ручне або внаслідок аварійної ситуації у мережі споживача).

По суті, у цьому випадку пристрій реагує тільки на наявність або відсутність напруги на уведеннях споживача. За відсутності напруги сигнал про це надходить у БОІ та передається диспетчеру. Також може фіксуватися увімкнений/відключений стан КА. Ця схема не дозволяє виявляти випадки неселективного спрацювання комутаційних апаратів, встановлених в ЛЕП при перевантаженнях і к.з. в мережі споживача. У випадку, якщо комутаційний апарат за вимогою вибрано неправильно, це може привести не тільки у втраті напруги у всій живильній мережі, а й до пожежонебезпечних ситуацій у споживачів. Тому раціональнішим є все ж таки перший варіант схеми.

Більш дешевим, порівняно з варіантом, якому контролюються всі показники якості електроенергії (застосування лічильника з контролем ПKE) і використанням інтегрованого в лічильник пристрою контролю кількості і тривалості відключення (рисунок 2.1), але в більшості випадків достатнім за набором функцій є варіант пристрою, показаний на рис. 2.5.

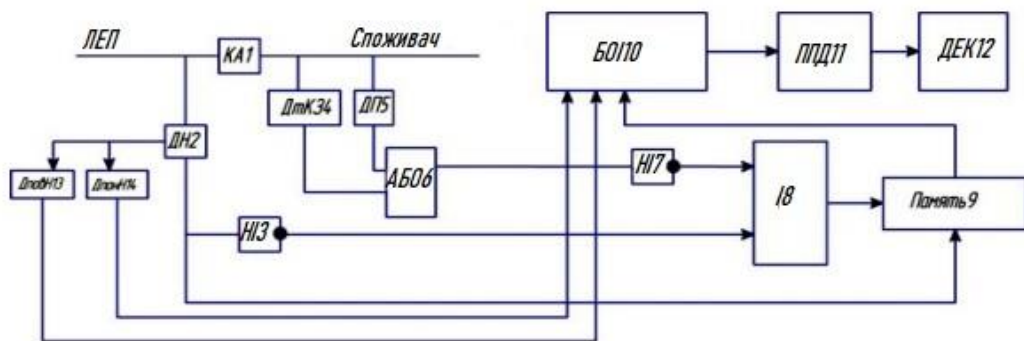


Рисунок 2.5. Пристрій контролю кількості і тривалості відключень електроенергії і контролю рівня відключення напруги на вводах споживачів

Цей варіант дозволяє враховувати в якості контрольованого показника якості електроенергії лише рівень відхилення напруги на введення споживача, при цьому функції пристрою, показаного на рисунку 2.1, залишені у повному обсязі. Запропонований варіант можна застосувати без інтеграції його в лічильник електроенергії та без каналів АІВСКООЕЕ, що якраз і дозволить здешевити варіант пристрою. Датчики підвищеної ДпідН та пониженої ДпонН напруги видають сигнал про відхилення напруги від нормованого ДСТУ показника. Інформація про невідповідність відхилення напруги надходить на блок БОІ та за допомогою пристрою передачі даних по одному з каналів (JPS, JPRS, Glonass, радіо...) передається до диспетчерської електромережевої компанії (ДЕК).

Система моніторингу якості електроенергії та надійності електропостачання може бути реалізована так, як показано на рисунку 2.6 (наведено приклад для випадку використання пристрою, показаного на рисунку 2.5 - пристрої контролю кількості та тривалості відключень та відхилення напруги ПККТВіВН).

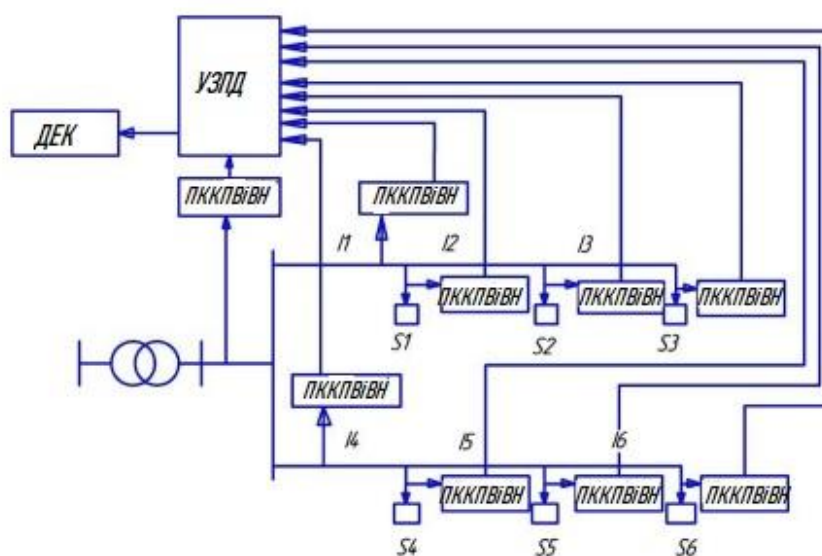


Рисунок 2.6. Реалізація системи моніторингу якості електроенергії

і надійності електропостачання на прикладі відгалуженої лінії 0,38 кВ

Згідно з рисунком ТП – трансформаторна підстанція; ПКТВіВН – пристрій контролю кількості і тривалості відключень та відхилення напруги; $S_1 \dots S_n$ - споживачі; ДЕК – диспетчерська електромережна компанія; ПЗПД – пристрій збору та передачі даних.

Система працює в такий спосіб. Інформація від ПКТВіВН кожного споживача збирається в ПЗПД і передається в ДЕК, де на основі даної інформації приймаються рішення про необхідність виїзду ремонтних бригад, справності пристроїв ПКТВіВН, про режим напруги в лініях електропередачі та необхідність регулювання напруги. На ТП встановлюється також ПКТПВіВН, що приєднується до шин ТП. Цей пристрій контролює відхилення напруги на шинах та зникнення напруги на шинах ТП, інформація про це також передається за допомогою ПЗПД на ДЕК. Аналогічно працюють ПКТПВіВН, які встановлені на ЛЕП від ТП. Вони підключені після автоматичних вимикачів від ЛЕП і контролюють зникнення напруги, відхилення напруги на початку ЛЕП.

Якщо не ставити завдання контролю відхилення напруги і якщо лінії не мають резервного живлення, то контроль відключень в них можна здійснити більш дешевим способом - установивши пристрої контролю наявності напруги на шинах ТП та а лініях, що відходять. Тоді при зникненні напруги на одній з ліній можна було б судити про перерви в електропостачанні споживачів, підключених до неї. При зникненні напруги на шинах ТП можна говорити про перерву в електропостачанні у всіх підключених до ТП споживачів. Але цей спосіб не підходить, якщо ЛЕП оснащені засобами АВР, засобами секціонування і якщо необхідно контролювати також рівень відхилення напруги на вводах споживачів. Тому більш функціональним є варіант системи, в якому пристроями ПКТПВіВН оснащуються введення всіх споживачів.

Застосування даної системи додатково дозволяє виявляти деякі режими мережі, виявити які іншими способами буває важко. Наприклад при обриві

проводу (однієї фази) на ділянці між споживачами S_2 і S_3 сигнал від ПкКПВіВН, встановленого у споживача S_3 , покаже наявність відключення напруги, а встановленого у споживача S_2 покаже, що напруга присутня.

Висновки по другому розділу

Економічна ефективність застосування системи може змінюватися залежно від поставлених перед нею задач. Якщо вона призначена тільки для здійснення моніторингу мережі, то ефект досягається в основному за рахунок скорочення часу відновлення електропостачання. Як було зазначено вище, час відновлення у цьому випадку можна скоротити приблизно на 1 годину за рахунок скорочення часу отримання інформації про пошкодження та орієнтовно на одну годину за рахунок скорочення складової часу визначення місця та виду пошкодження. Таким чином, час відновлення в середньому можна скоротити на 2 години.

РОЗДІЛ 3

ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ СІЛЬСЬКИХ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ 10(6) - 0,4 КВ З УРАХУВАННЯМ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

3.1 Стратегія розвитку існуючих сільських розподільчих мереж 10(6) - 0,4 кВ з урахуванням втрат електроенергії

В багатьох роботах досліджено, що функціонування розподільчих мереж у сільській місцевості, що забезпечують електропостачання великої кількості різних споживачів за потужністю, графіками навантаження, характеризуються значною віддаленістю та невеликою надійністю та безперебійністю електропостачання.

Повітряні лінії (ПЛ) 10 кВ у сільській місцевості побудовані, в основному, по радіального принципу з використанням алюмінієвих неізолюваних проводів малих перерізів із застосуванням дерев'яних та залізобетонних опор з невисокою механічною міцністю.

Трансформаторні підстанції 10/0,4 кв. підключені до мереж, як правило, по тупиковій схемі в одному трансформаторному відкритому виконанні. Автоматичне секціонування та резервування розподільних електричних мереж 10 кВ має обмежений характер [12].

Тому електричні мережі у сільській місцевості мають нижчу надійність. електропостачання приєднаних до них споживачів у порівнянні з іншими мережами рівнів напруги. У сьогоденних умовах актуальним є завдання підвищення надійності розподільних електричних мереж 10 кВ при їх реконструкції та технічному переозброєння з мінімізацією витрат за здійснення цих заходів. При цьому необхідно враховувати, що надійність розподільних електричних мереж досягається не тільки використанням сучасних конструктивних рішень, наприклад використання високонадійних самонесучих ізолюваних проводів СІП-3 [12], але й можливостями управління нею в ремонтних режимах та в режимах, що настають після виникнення

стійких пошкоджень, що може бути досягнуто застосуванням автоматичного секціонування та резервування ПЛ 10 кВ.

В останньому десятилітті експлуатація сільських розподільних мереж ведеться в стані значної зношеності обладнання при недостатності процесів реновації та реконструкції. За рахунок відсутності стабільності економічного розвитку споживачів відбувається перерозподіл навантаження в мережах, вибір проводів традиційно здійснювався з урахуванням економічної щільності струму. Частина господарств, та населених пунктів які одержують електропостачання по лініях 10 кВ, занепали і знизили споживання електроенергії, інші – навпаки.

В даний час відроджується будівництво нових ліній, але здебільшого розвиток мереж відбувається за рахунок їх реконструкції в процесі експлуатації. Стратегія реконструкції сільських ліній багато в чому залежить від поточного їх стану та від економічно доцільного значення щільності струму для довготривалої експлуатації.

Можна вважати, що стійке зростання цін на енергоносії та безсумнівне збереження цієї тенденції у майбутньому суттєво розширює сферу застосування економічних методів вибору перерізів проводів, поширюючи їх у більшості випадків і на мережі напругою вище 1000 В.

В [13] проведений статистичний аналіз щільності струму ПЛ сільських мереж електропередачі напруги 10 кВ донецького регіону. По результатам проведеного аналізу представлена упорядкована діаграма щільності струму всіх досліджуваних мереж (рис. 3.1), для наглядності розташованих в порядку зростання щільності струму.

Щільність струму визначалася за відомою формулою $J = I_{нб} / F$, А/мм², де F – перетин проводу, мм², $I_{нб}$ - найбільший струм у лінії, А.

Аналіз представленої діаграми показує великий розкид щільності струму, що розрізняються в десятки разів, що дає фактичну картину неоптимального стану мереж енергосистеми Три чверті ліній мають недовантаження по струму, у ряді випадків перерізу вимушено завищені за

умовою падіння напруги або технічними умовами, наприклад, за умовами механічної міцності. Але найчастіше відхилення від раціональних умов носять випадковий характер. Таким чином, з 135 досліджуваних ліній лише 14 відсотків мають щільність струму, відповідну економічну щільність струму, та економічний переріз, що забезпечує їм, отже, наявність оптимальних втрат на передачу (транспорт) електроенергії.

8 % ліній мають щільність струму більше за економічну щільність струму, і, отже, втрати на транспорт електроенергії в них невиправдано збільшено.

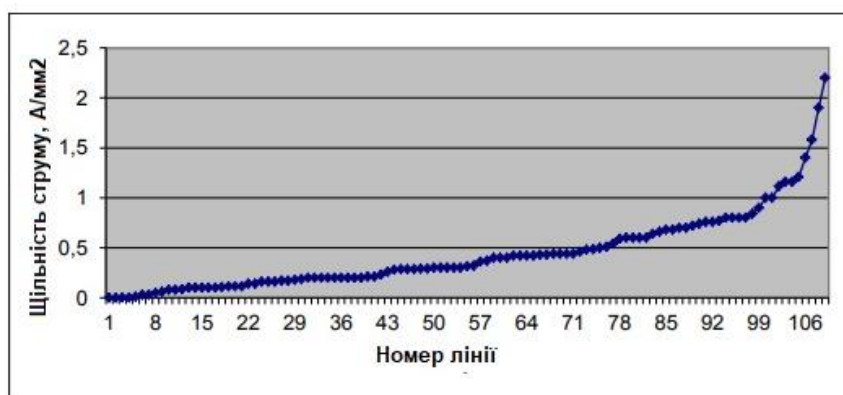


Рисунок 3.1. Розподіл щільності струму по ПЛ-10 кВ

78 % ліній мають щільність струму менше за економічну щільність струму і, отже, мають завищений перетин проводу, що свідчить про перевитрату кольорового металу та низьку ефективність використання капіталу (основних фондів).

Для підвищення ефективності використання обладнання та зниження технічних втрат до оптимального рівня слід проводити реконструкцію розподільних електричних мереж 10 - 0,4 кВ на основі економічної щільності струму, адаптованої до нових економічних умов, що для донецького регіону становить 0,5 - 0,8 А/мм².

Стратегія розвитку сільських електричних розподільних мереж 10 – 0,4 кВ з урахуванням втрат енергії може бути представлена наступним чином. Спочатку слід провести аналіз завантаження ліній, визначаючи максимальний струм навантаження за даними відомостей контрольних вимірів.

Потім визначити щільність струму в кожній лінії та порівняти її з економічною густиною струму. Слід зазначити, що для практичних розрахунків зручніше використовувати не максимальне значення струмового навантаження та відповідне значення τ , а середнє значення струму (за лічильниками, встановленим на початку лінії 10 кВ), та відповідний сумарний час роботи лінії протягом року T_{Σ} .

Далі слід усі лінії із завантаження розподілити на три групи; в першу групу увійдуть лінії із щільністю струму $j < 0,50 \text{ А/мм}^2$; у другу групу увійдуть лінії із щільністю струму $0,50 \text{ А/мм}^2 < j < 0,8 \text{ А/мм}^2$; і в третю групу увійдуть лінії із щільністю струму $j > 0,8 \text{ А/мм}^2$. Навантаження лінії в процесі експлуатації значно змінюється і буває далекою від проектної.

Для перерізу алюмінієвого проводу (марки АС-50) 50 мм^2 рекомендується інтервал щільності струму від 0,5 до $0,82 \text{ А/мм}^2$, а найбільший струм навантаження повинен перебувати в інтервалі від 30 до 41 ампер. Далі інтервали струмів та щільності струмів зведено до таблиці 3.1.

Таблиця 3.1. Інтервали щільності струму

	Перетин, мм^2					
	35*	50	70	95	120*	150*
Щільність струму, $j_{ек}, \text{ А/мм}^2$	0,53-0,83	0,5-0,82	0,55-0,8	0,55-0,8	0,64-0,81	0,64-0,79
Найбільший струм в лінії $I_{лб}, \text{ А}$	22-29	30-41	42-56	57-76	77-96	більше 96

*Перетин не рекомендується

Група ліній із щільністю струму в інтервалах, що відповідають таблиці 3.1, може працювати без реконструкції, маючи оптимальні або близькі до оптимального значення технічних втрат. У першій групі частина ліній з малим завантаженням ($j_i < 0,6 \text{ А/мм}^2$) у мережах, що резервуються бути виведено з експлуатації. Електропостачання споживачів цієї групи може бути забезпечено схемними рішеннями у процесі реконструкції перевантажених

ліній У третій групі найбільше завантажених ліній частина ліній підлягає реконструкції із заміною перерізу на більше, згідно з таблицею 3.1. В іншій частині слід зробити перерозподіл завантаження ліній на підставі адаптованого до нових умов економічної густини струму.

Можна запропонувати, наступне, все обладнання високовольтних мереж розділити на дві групи: експлуатоване та обслуговуване; частина обладнання, що має мале завантаження, в резервованих схемах слід вивести з експлуатації та утилізувати чи перевести в режим складського зберігання.

Лініям, що залишилися, забезпечується підвищене завантаження, завдяки цьому експлуатаційні показники ліній наближаються до оптимальних.

У період підготовки до переорганізації високовольтних ліній електропередач слід створити необхідний резервний фонд проводу марки АС.

За даними таблиці 3.1 побудована діаграма щільності струму для різного навантаження стандартних перерізів рис. 3.2.

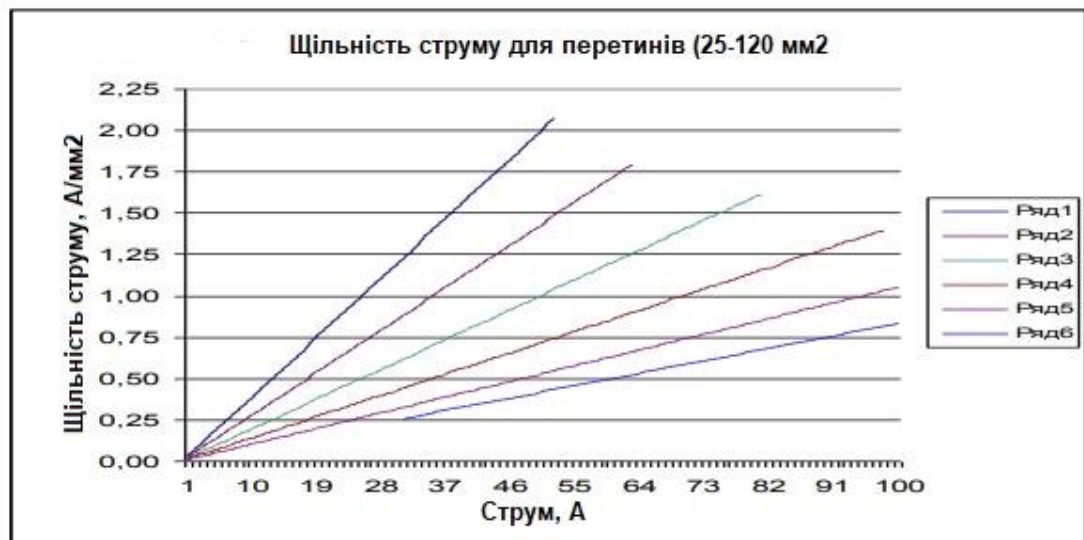


Рисунок 3.2. Діаграма щільності струму при різному навантаженні стандартних перетинів

Слід проводити реконструкцію найбільш завантажених ліній на підставі коефіцієнта використання обладнання k_g і адаптованої до сьогоднішнього економічної щільності струму, $j_{ек}$:

$$k_g = \frac{F_{ек}}{F}, \text{ де } F_{ек} = \frac{I_{нб}}{J_{ек}}; j = \frac{I_{нб}}{F}$$

При оптимізаційній постановці завдання слід запровадити цільову функцію L у вигляді суми квадратів різниці перерізів проводів ЛЕП:

$$L = \sum (F - F_{ек})^2 \rightarrow \min .$$

На підставі вищевикладеного можна зробити висновок, що:

1. Тривале підвищення цін на електроенергію створює необхідність перегляду нормативних значень економічної густини струму у бік зменшення.
2. Аналіз стану сільських мереж із завантаження виявив великий перепад щільностей струму, що відрізняється в десятки разів, що дає фактичну картину неоптимального стану мереж, який свідчить або про додаткові втрати електроенергії, або про перевитрати металу та низької ефективності використання капіталу.

3.2 Обґрунтування чотири рівневої схеми електрозабезпечення сільськогосподарських споживачів

Як відмічено в [12,13], 90% споживачів електроенергії живляться від мереж 0,4 кВ; для сільських споживачів ця цифра становить 99%, електропостачання відбувається по повітряних лініях (ПЛ). Повітряні лінії 380 В прокладені на дерев'яних або дерев'яних із залізобетонними (ж/б) приставками опорах, в основному чотирипровідні, маркою дроту А, АС, перетином дроту 25 – 50 мм² (відпаювання можуть мати провід А-16, ПС-16), при реконструкції використовуються самонесучі дроти марки СП-2. (3*50+1*50). Траси ліній у сільській зоні зазвичай проходять вздовж автомобільних доріг для зручності обслуговування та підтримання в порядку охоронної зони ПЛ. Мережі 10 кВ організовані на базі повітряних трипровідних ліній з підвіскою проводів на залізобетонні опори або дерев'яні опори із залізобетонними приставками. Від повітряних ліній запитані комплектні трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ, що живлять ПЛ 0,4 кВ. Вся різноманітність систем електропостачання можна звести до ієрархічної схеми, що включає чотири рівні. Введення чотирьох рівнів об'єктивно обумовлено

специфікою завдань проектування, експлуатації, менеджменту, специфікою методик розрахунку, інформаційних потоків кожному виділеному рівні системи електропостачання.

Сьогодні виділення рівнів актуалізоване реструктуризацією електроенергетики. Питання про рівні системи електропостачання споживача є ключовим при прийнятті низки принципів рішень. Рівень багато в чому визначає гранично допустиму потужність, яку споживач може взяти, техніко-економічно виправданий рівень номінальної напруги, схемні та інші рішення. Визначимо рівні, що виділяються, рисунок 3.3.

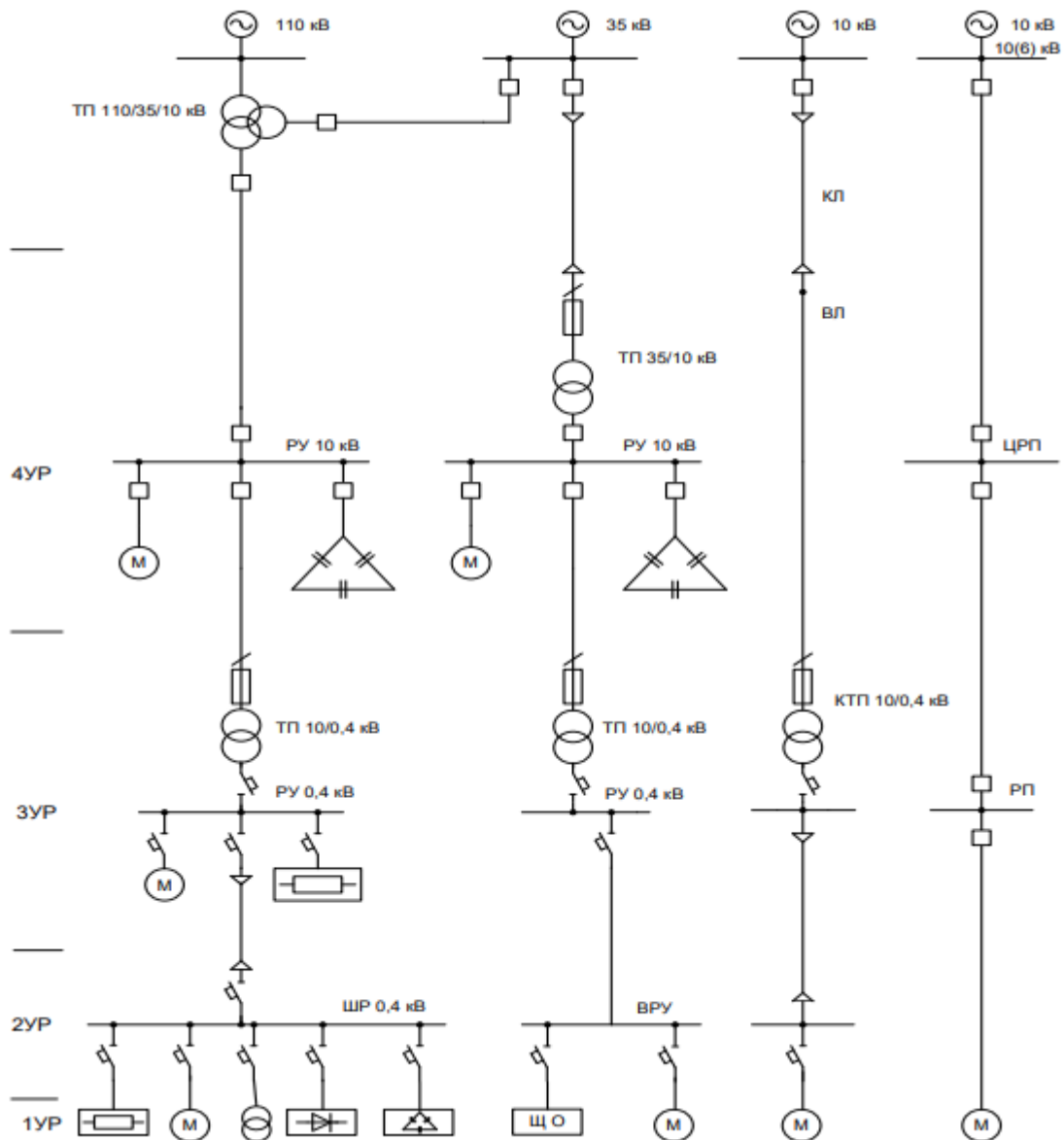


Рисунок 3. 3. Чотирирівнева схема електрозабезпечення

сільськогосподарських споживачів

Перший рівень 1УР – окремий електроприймач, що визначає схему електропостачання споживача (але не енергосистеми).

Другий рівень 2УР - шафа, щит, що живиться на напругу нижче 1 кВ.

Третій рівень 3УР, коли з різних причин (потужність, віддаленість, надійність та ін.) для електропостачання споживача необхідне встановлення одного або декількох трансформаторів 10(6)/0,4 кВ. Третій рівень 3УР – щит низької напруги трансформаторної підстанції ТП 10(6)/0,4 кВ або сам трансформатор (при розгляді наступного рівня – завантаження трансформатора з урахуванням втрат у ньому). Напруга 2УР для сільськогосподарських підприємств (міні підприємств) та всіх прилеглих споживачів може бути самим поширеним 380/220, перспективним 660/380 або яким-небудь нестандартним. Для міні-підприємств, які займають обмежену територію, одну будівлю або частину її (у районі з розвиненими електричними мережами), проектне рішення з електропостачання приймають одну стадію. Формалізовано, частіше за коефіцієнтом попиту або комплексно, визначають розрахункове навантаження; вибирають один, два (по умов надійності електропостачання), три або більше вводів (за значенням потужності або планування). Готують запит до енергопостачальної організації та уточнюють межі та місце введення 2УР, поєднаного з 4УР.

3УР виникає тоді, коли з різних причин - потужність, віддаленість, надійність – для електропостачання споживачів необхідна встановлення одного або кількох трансформаторів 10(6)/0,4 кВ. Це кормоцех, макаронна фабрика чи інше виробниче підприємство, тобто. територіально відокремлена група електроприймачів. Для живлення окремих ділянок великих цехів, цеху в цілому або для живлення кількох дрібних цехів споруджують ТП 10 (6).

Кількість силових елементів для 3УР великих переробних підприємств невелике, наприклад, трансформаторів I – III габаритів 4 – 10 шт., високовольтних двигунів, інших високовольтних приймачів бути менше чи більше. Цех (комбікормовий, зерновий, фасувальний, ковбасний і т.п.) – це

об'єкт, на якому встановлено масове обладнання, що застосовується у всіх галузях промисловості. Споживачі, що живляться з ЗУР системи електропостачання, віднесені до дрібних та середніх сільськогосподарських підприємств. Для них суміщені ЗУР та 4УР. Таких споживачів близько 4% від загальної кількості об'єктів сільськогосподарської електрики. Вони мають навантаження до 1000 кВт. На середніх та дрібних підприємствах виникає розгалужена мережа 2УР, є інженери-електрики, що обслуговують щит низької напруги від автоматичного вимикача рівня 1УР. Високовольтну частину зазвичай (як правило) разом із трансформатором обслуговують електропостачальні компанії. На міні-підприємствах обслуговування шаф за договором як правило здійснюють сторонні організації. Для дрібних споживачів виникають варіанти живлення та розміщення ТП 10/0,4 кВ.

Четвертий рівень 4УР з'являється на середніх та великих підприємствах, коли необхідно спорудження розподільчої підстанції РП 10(6) кВ для живлення кількох підстанцій третього рівня (ЗУР) та високовольтних приймачів електроенергії, найчастіше рухового навантаження. У загальній масі споживачів кількість середніх підприємств становить менше 1%. Від 4УР живляться цехи, окремі будівлі та споруди. Середні та великі підприємства характеризує появу розвиненого електрогосподарства, яке обслуговує власний електротехнічний персонал.

Відмінності по потужності підприємств у промисловості та сільському господарстві дуже суттєві. Те, що для промисловості вважається підприємством невеликої або середньої потужності, 10000-15000 кВт, для сільського господарства вважаються дуже великими споживачами. Тому для сільськогосподарських споживачів та підприємств сільгосподарської переробки достатній 4УР.

Висновки по третьому розділу

Розглянута стратегію розвитку існуючих сільських розподільних мереж 10-0,4 кВ з урахуванням втрат енергії Суть методики полягає в класифікації

ліній із завантаження на основі економічної щільності струму та диференційованих заходів з реконструкції мереж у кожному класі.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В даній роботі розглянуті питання пов'язані з розробкою техніко-економічних способів стимулювання енергопостачальних організацій та споживачів до підвищення надійності електропостачання та якості електроенергії. Проведений аналіз існуючих техніко-економічних методів стимулювання енергопостачальних організацій та споживачів до підвищення надійності електропостачання сільських споживачів і якості продукції, дозволив запропонувати нові способи, а також система моніторингу надійності електропостачання та якості електроенергії, та шляхи їх реалізації.

Впровадження техніко-економічних способів стимулювання енергопостачальних організацій та сільських споживачів до підвищення ефективності систем електропостачання неможливо без застосування в сільських електричних мережах систем моніторингу надійності електропостачання сільських споживачів і якості електроенергії, що поставляється їм. Дані системи дозволяють отримувати фактичні значення кількості і тривалості перерв в електропостачанні сільських споживачів і часу невідповідності якості електроенергії яка їм поставляється чинним нормам.

ВИКОРИСТАНІ ІНФОРМАЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА

1. Time factor for determination of power supply system efficiency of rural consumers / V.E. Bolshev, A.N. Vasilev, A.V. Vinogradov, A.E. Semenov, M.V. Borodin // Handbook of Research on Renewable Energy and Electric Resources for Sustainable Rural Development. Ser. «Advances in Environmental Engineering and Green Technologies». – Hershey, Pennsylvania, 2018. – С. 394–420.
2. Лукутин, Б.В. Повышение надежности и качества электроснабжения потребителей / Б.В. Лукутин, Р.А. Вайнштейн, Ю.В. Хрущев // Известия Томского политехнического университета. – 2003. – Т. 306. – № 1. – С. 144–148.
3. Trojanowska, M. Analiza statystyczna ciągłości dostaw energii elektrycznej odbiorcom z terenów wiejskich województwa małopolskiego / M. Trojanowska // Problemy Inżynierii Rolniczej. – 2007. – 3 (57). – Р. 43–48.
4. 3. Виноградов А. В., Семенов А. Е., Синяков А. Н. Анализ времени восстановления электроснабжения сельских потребителей при отказах в линиях электропередачи // Инновации в АПК: проблемы и перспективы. 2017. № 1 (13). С. 12–22.
5. Постанова Національної комісії регулювання електроенергетики України від 22 серпня 2002 року N 928 Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 14.11. 2002 р. за N 903/7191
6. «Про затвердження Кодексу системи розподілу»– Постанова №310 від 14.03.2018 . НКРЕКП м. Київ.
7. Оптимизация надежности электрических сетей 110–35–10(6) к ВОАО к «Ленэнерго» на период до 2010–2015 гг. с расчетом тарифов по методике RAB / Отчет ЗАО ПФК «СКАФ». – М., 2009. – 249 с
8. В.А. Овлейчук, В.А. Непомнящий Нормирование надежности и качества электроснабжения потребителей. ЗАО ПФК «СКАФ».

9. Yasin Kabalci. A survey on smart metering and smart grid communication // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2016. – Vol. 57. – P. 302–318

10. Бородин М. В., Виноградов А. В. Повышение эффективности функционирования систем электроснабжения посредством мониторинга качества электроэнергии. Монография. Орел : ФГБОУ ВПО Орел ГАУ, 2014. 160 с

11. Голиков И. О., Виноградов А. В. Адаптивное Автоматическое Регулирование Напряжения В Сельских Электрических Сетях 0,38 Кв : Монография. Орел : Изд-во ФГБОУ ВО Орловский ГАУ, 2017. 166 с.

12. Monitoring-the-energy-strategy-Ukraine-2035-UKR

13. План розвитку розподільних електричних мереж АТ «ДТЕК Донецькі електромережі» на 2020 -2024 роки