

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ДЕРЖАВНИЙ ВИЩИЙ НАВЧАЛЬНИЙ ЗАКЛАД  
«НАЦІОНАЛЬНИЙ ГІРНИЧИЙ УНІВЕРСИТЕТ»**



**І.М. ЛУЦЕНКО**

**ЕФЕКТИВНЕ ВИКОРИСТАННЯ  
ВИБУХОБЕЗПЕЧНИХ ПІДСТАНЦІЙ ВУГІЛЬНИХ ШАХТ**

**Монографія**

Дніпропетровськ  
НГУ  
2015

УДК 621.314.21-213.34:622.012.2

ББК 33.31:31.278

Л 86

Рекомендовано до друку вченою радою Державного ВНЗ «Національний гірничий університет» (протокол № 1 від 22.01.2015).

Рецензенти:

*Ю.В. Куваєв* – канд. техн. наук, професор кафедри відновлюваних джерел енергії Державного вищого навчального закладу «Національний гірничий університет»;

*І.Я. Чернов* – канд. техн. наук, завідувач відділу трансформаторів і трансформаторних підстанцій Українського науково-дослідного інституту вибухозахищеного та рудникового електрообладнання з дослідно-експериментальним виробництвом.

**Луценко І.М.**

**Л 86** Ефективне використання вибухобезпечних підстанцій вугільних шахт: монографія / І.М. Луценко; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2015. – 97 с.

Викладено основні принципи щодо підвищення ефективності використання вибухобезпечних підстанцій в умовах вугільних шахт. Запропоновано заходи та унікальні підходи для оцінки поточного технічного стану парку підстанцій, що базуються на використанні адаптивних математичних моделей і алгоритмів реалізації оперативного моніторингу кожного унікального об'єкта контролю.

Для широкого кола читачів, діяльність яких пов'язана з підвищенням енергоефективності, ресурсо- та енергозбереженням на виробництві як на підприємствах гірничого профілю, так і для переважної більшості галузей вітчизняної промисловості, а також для аспірантів та студентів вищих навчальних закладів.

УДК 621.314.21-213.34:622.012.2

ББК 33.31:31.278

© І.М. Луценко, 2015

©Державний ВНЗ «НГУ», 2015

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
1. УПРАВЛІННЯ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯМ ТА КОНТРОЛЬ ПОТОЧНОГО СТАНУ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ВУГІЛЬНИХ ШАХТ.....	7
1.1. Організація та сучасний стан контролю електроспоживання і режимів роботи підземних струмоприймачів вугільних шахт.....	7
1.2. Системи управління електроспоживанням вугільних шахт та рівень їх впровадження у виробництво.....	10
1.3. Пересувні вибухобезпечні підстанції в системі підземного електропостачання вугільних шахт.....	13
1.4. Ефективність використання підстанцій технологічних ділянок.....	14
2. ВИЛУЧЕННЯ РЕЗЕРВІВ ПОТУЖНОСТІ ВИБУХОБЕЗПЕЧНИХ ПІДСТАНЦІЙ.....	21
2.1. Основні вимоги щодо ефективного використання навантажувальної здатності діляничних підстанцій.....	21
2.2. Фактори впливу на навантажувальну здатність вибухобезпечних підстанцій.....	22
2.3. Технічні обмеження щодо застосування підстанцій оптимального типорозміру.....	33
3. ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ПІДСТАНЦІЙ ГІРНИЧИХ ДІЛЯНОК.....	40
3.1. Принципи підвищення ефективності використання діляничних підстанцій.....	40
3.2. Модельне забезпечення визначення поточного стану трансформаторів вибухобезпечних підстанцій.....	41
3.3. Математична модель оперативної оцінки поточного стану трансформатора вибухобезпечної підстанції.....	43
3.4. Моніторинг поточного стану вибухобезпечних підстанцій.....	48
3.5. Вплив методів розрахунку електричних навантажень на ефективність використання вибухобезпечних підстанцій.....	51
3.6. Альтернативні підходи щодо підвищення точності вибору потужності підстанцій та управління їх парком на підприємстві.....	54
3.6.1. Техноценологічний підхід щодо ефективного управління парком вибухобезпечних підстанцій вугільних шахт.....	55
3.6.2. Удосконалення існуючої методики розрахунку електричних навантажень.....	60

3.6.3. Технологічний підхід щодо оцінки режимів навантаження дільничних підстанцій.....	61
4. ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РЕСУРСО- ТА ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ ПАРКУ ВИБУХОБЕЗПЕЧНИХ ПІДСТАНЦІЙ.....	68
4.1. Загальні положення.....	68
4.2. Технічне забезпечення моніторингу вибухобезпечної підстанції.....	68
4.3. Економічна оцінка заходів з підвищення ефективності використання дільничних підстанцій.....	72
ВИСНОВКИ.....	89
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	92

## **ВСТУП**

Вугілля для України є одним з основних енергоносіїв, який до того ж можливо видобувати у необхідній для внутрішніх потреб кількості. Проте більшість вугільних шахт внаслідок різних причин працюють неефективно і є збитковими. Це стосується, перш за все, вугільних шахт, які перебувають у державній власності, вони потребують постійних субсидій на покриття витрат на вуглевидобування за рахунок держбюджету, що є негативним явищем на тлі економічної ситуації в Україні. Таким чином, питання підвищення ефективності роботи вуглевидобувних підприємств для нашої держави є досить важливим і має бути вирішеним шляхом залучення коштів на їх технічне переоснащення, розробку і впровадження передових наукових технологій на виробництві.

Основними чинниками, що прямо впливають на ефективність функціонування гірничо-видобувних підприємств є:

- застарілість основних фондів і пов'язані з цим підвищені витрати на ліквідацію простоїв, обслуговування і ремонт обладнання;
- завищення номінальних параметрів основного обладнання підземних електричних мереж і як наслідок підвищені витрати на його придбання;
- відсутність обґрунтованого інформаційного супроводу експлуатації капіталоемного електроустаткування систем підземного електропостачання шахт.

Питомі енерговитрати на одиницю продукції залежать від характеристик застосованого при виконанні технологічного процесу обладнання, а також від його балансової вартості. То ж, важливим є максимальне узгодження параметрів встановленого електрообладнання з вимогами конкретного технологічного процесу задля забезпечення максимальної ефективності при найменших капіталовкладеннях в основні фонди. Дана теза стосується всіх складових, за допомогою яких відбувається реалізація технологічного процесу видобутку вугілля.

Аналіз строків експлуатації обладнання у промисловості свідчить, що для багатьох галузей вибуття основних фондів становить менше 1% (для електротехнічного обладнання строк експлуатації досягає 94 років). Проте повне оновлення всього обладнання підприємств повинно відбуватися значно раніше. Використання у часі парку машин на діючих підприємствах є дуже низьким – 50-55 %. Це пов'язано з тим, що технічні параметри машин, як правило, значно вищі, ніж реальні експлуатаційні потреби в конкретних технологічних ситуаціях [1].

Збільшення об'ємів вуглевидобутку можливо виконати за рахунок ефективного застосування сучасного гірничошахтного обладнання, представленого високопродуктивними очисними і прохідницькими комплексами та іншим електротехнічним устаткуванням, що виготовляється провідними

заводами для гірничої галузі. Невід'ємною складовою реалізації технологічного процесу для дільниць вугільних шахт є система електропостачання, надійне, безперебійне та ефективне функціонування якої є надважливою задачею.

Розробка заходів з підвищення ефективності використання електрообладнання дозволить забезпечити вимоги ресурсо- та енергозбереження для вугільних шахт шляхом зменшення матеріало- та енергоемності процесів та відповідного збільшення їх енергоефективності.

У даній роботі розглянуто заходи з підвищення ефективності експлуатації пересувних вибухобезпечних підстанцій, парк яких на сучасних шахтах становить 80-100 штук з загальною вартістю в десятки мільйонів гривень. Проте існують проблеми, пов'язані з особливостями експлуатації підстанцій в умовах вугільних шахт, сутність та шляхи вирішення яких приведені у тексті роботи. Основні принципи та розроблені заходи доцільно застосовувати не лише для парку підстанцій вугільних шахт, вони також можуть бути використані і для інших галузей промисловості з відповідним обґрунтуванням, додатковими дослідженнями та врахуванням характерних особливостей. Підвищення ефективності експлуатації вибухобезпечних підстанцій є лише початковим кроком у вирішенні актуальної проблеми підвищення ефективності роботи та зниження капіталоемності системи електропостачання вугільних шахт в цілому.

Висловлюю щире вдячність моїм вчителям, академіку Півняку Геннадію Григоровичу, професору Заїці Володимирі Терентійовичу за переданий досвід, натхнення і підтримку при написанні цієї книги. Я вдячний своїм колегам з кафедри систем електропостачання, відновлюваних джерел енергії Державного ВНЗ «Національний гірничий університет» та ДП «УкрНДІВЕ» за цінні поради і зауваження щодо змісту роботи.

*Луценко І.М.*

# **1. УПРАВЛІННЯ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯМ ТА КОНТРОЛЬ ПОТОЧНОГО СТАНУ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ВУГІЛЬНИХ ШАХТ**

## **1.1. Організація та сучасний стан контролю електроспоживання і режимів роботи підземних струмоприймачів вугільних шахт**

Вугільні шахти є складними потенційно небезпечними виробничими системами. Від їх ефективної роботи багато в чому залежить енергетична безпека України. Основними за технологією видобутку на вугільних шахтах є виймальні, прохідницькі і транспортні виробничі дільниці. Протягом останніх десятиріч для досягнення максимальних показників по продуктивності в галузі йшли шляхом збільшення потужності приводу підземних гірничих машин і установок. Наприклад, потужність електродвигунів забійних машин за 50 років виросла з 16 кВт у перших врубових машин до 315 кВт (двигун ЭКВЖ4-315) у комбайнів. У сучасних комбайнів типу УКД і КДК цей показник ще вище – від  $2 \times 150$  кВт до  $2 \times 355$  кВт. Проте, не дивлячись на використання потужної і високопродуктивної техніки, такий підхід породив в галузі стійку тенденцію до зростання питомої витрати електроенергії (ЕЕ) на тонну вугілля, що видобувається. І це при тому, що частка електроенергії в енергетичному балансі шахт складає близько 90%. Для умов українських шахт становище ускладнюється ще і тим, що в порівнянні з середніми показниками по вугільній промисловості колишнього СРСР, питома витрата ЕЕ на них була вже тоді майже вдвічі вище. Тому для галузі усунення цієї негативної тенденції є однією з пріоритетних задач енергозбереження.

Щоб управляти процесами енерговикористання, необхідна змістовна і оперативна інформація про режими роботи найбільш енергоємного обладнання і імовірні резерви енергозбереження у всіх ланках електроенергетичного комплексу шахти. Особливо це стосується підземних гірничих робіт, де на видобутку, проходці, конвеєрному транспорті, водовідливі і інших підземних дільницях з'явилася нова більш потужна техніка, зросло електроспоживання і у зв'язку з цим збільшилася ціна помилок через неефективне з енергетичної точки зору використання гірничої техніки.

Дослідження, виконані за допомогою розробленої фахівцями НГУ системи оптимізації електроспоживання (КТЗ ЗОЕ), підтвердили низький рівень енергоефективності гірничої техніки і устаткування систем підземного електропостачання (СПЕП) і, одночасно, наявність значного потенціалу ресурсо- і енергозбереження, а також можливість підвищення продуктивності на більшості дільниць підземного вуглевидобування за рахунок зменшення часу на відновлення електропостачання при неселективному спрацьовуванні захистів від пошкоджень у СПЕП. В той же час, щоб реалізувати такі резерви і мінімізувати втрати від перерв в електропостачанні, потрібен приладовий облік ЕЕ (велика кількість первинної інформації) і надійне управління електроспоживанням на різних рівнях електропостачання. Проте, саме на підземному виробництві облік ЕЕ не ведеться, а сучасні системи контролю і управління практично відсутні, хоча з появою нової, більш потужної техніки і зростанням електроспоживання,

ціна помилок через перерви в електропостачанні і використання менш ефективних з енергетичної точки зору режимів і технологій видобутку вугілля збільшується.

Слід зазначити, що для "поверхневих" систем електропостачання виробництв питання автоматизованого обліку електроенергії і управління електроспоживанням через низку обставин отримали більш широке розповсюдження і способи вирішення [2, 3]. Сучасні автоматизовані системи дозволяють з високою точністю вимірювати параметри електроспоживання і характеристики технологічного процесу виробництва, проте практика експлуатації таких систем виявила наступні недоліки, які, до речі, властиві і нечисленним системам подібного рівня для підземних гірничих робіт:

- автоматизовані системи в основному направлені на вирішення вузького кола формальних задач, пов'язаних з комерційним обліком ЕЕ;
- накопичувані масиви статистичної інформації не піддаються серйозному математичному аналізу;
- часто інформаційним матеріалом неможливо скористатися через нестандартні формати програмного забезпечення;
- система не дає необхідних початкових даних для управління електроспоживанням [4].

На ранніх етапах електрифікації вугільних шахт для цілей обліку витрат ЕЕ пропонувалося використовувати лічильники, які поміщалися у вибухобезпечну оболонку і підключалися до первинних датчиків комплектних розподільних пристроїв (КРП) типу РВД-6. Пізніше (у 1979 р.) інститутом ПечорНДІпроект для шахти "Воргашорська" ВО "Воркутавугілля" був запропонований проект підсистеми оптимального розподілу ЕЕ по виробничих дільницях. В проекті замість лічильників були застосовані датчики струму у вибухобезпечному виконанні і забезпечена передача інформації на ЕОМ. Проте ці рішення через високу вартість, низьку точність і надійність, значні витрати часу на обробку первинної інформації, переналагодження при зміні схеми електропостачання не отримали розповсюдження. З тих же причин до теперішнього часу не використовується пристрій УКЕШ, за допомогою якого і комплексу телемеханіки УТШ планувалося забезпечити контроль за витратами ЕЕ на підземних роботах.

Зарубіжні компанії надають серйозну увагу розвитку автоматизованих систем управління як цілим підприємством вугледобувної галузі, так і його окремими технологічними процесами. Компанія E'nl Projects замінила на заводі збагачення вугілля шахти Міделбург (Південна Африка) стару систему управління на базі жорсткої релейної логіки на нову, побудовану на основі програмованих логічних контролерів і систем управління верхнього рівня за допомогою пакету програмування Modicon Concept. На іншій південноафриканській марганцевій шахті фірма "Ram Tec" встановила систему управління конвеєрами на базі таких же контролерів і централізованої системи. Інша шотландська компанія "Алленвест Воллістаун" розробила і встановила на одній з найбільших англійських шахт "Дон Мілл" інформаційну систему лави на базі центру електричних навантажень, який дозволяє в реальному часі обробляти



і регулювати технічні характеристики очисного комбайна, механізованого кріплення, датчиків контролю атмосфери і магістральних конвеєрів. Особливостями всіх наведених систем управління є, природно, їх робота із зарубіжними типами електроустаткування і використання конкретних, розроблених під виконання необхідних функцій Scada-систем. Їхній недолік – складність модифікації з причини закритості системи для втручання звичайного користувача.

Не дивлячись на розвиток спеціалізованих засобів побудови АСУ ТП, у гірничовидобувній промисловості України в управлінні енергоспоживанням шахти розвиток систем контролю, управління і довгострокового моніторингу достатньо слабкий. В той же час, отримання оперативної інформації про стан технологічних процесів, а в рівній мірі і про енергоспоживання технологічного устаткування дільниць або хоча б просто підстанцій, сприяє раціональнішому використанню електроенергії і відстеженню часу пікових навантажень. Оптимізація споживання електричної енергії шахтою знижує собівартість видобутку корисних копалин і підвищує безпеку ведення гірничих робіт за рахунок оперативного виявлення витоків, обривів, замикань силових ліній, спрацьовувань захисної апаратури.

Для управління процесами енерговикористання необхідна змістовна і оперативна інформація про режими роботи найбільш енергоємного обладнання та ймовірні резерви енергозбереження у всіх ланках електроенергетичного комплексу шахти. Особливо це стосується підземних гірничих робіт, де на видобувних, підготовчих, дільницях конвеєрного транспорту, водовідливів тощо з'явилася нова більш потужна техніка, збільшилось електроспоживання та відповідна ціна помилок через неефективне з енергетичної точки зору використання гірничої техніки.

Для вилучення наявних резервів, поліпшення показників електровикористання і удосконалення ефективності роботи підземної системи електропостачання необхідні нові методологічні підходи та сучасна інформаційно-вимірювальна техніка.

До теперішнього часу у вугільній промисловості для контролю електроспоживання підземних гірничих машин і установок опробований ряд ініціативних розробок на електронній основі і на платформі комп'ютерних технологій [5]. Проте темпи вирішення цієї актуальної проблеми явно недостатні. І хоча за останні роки багато нормативних документів з проблематики енергозбереження оновлено, на шахтах вони використовуються не повною мірою. Пояснюється це також тим, що для вугільних шахт відсутня загальна концепція виявлення і реалізації існуючих резервів енергозбереження, не визначені напрями концентрації зусиль щодо цієї проблематики, відсутня оперативна технічна і інформаційна підтримка інженерного корпусу для виконання робіт з енергозбереження на конкретних дільницях гірничого виробництва.

Необхідною передумовою для вирішення всього комплексу перерахованих задач є створення на шахтах системи енергозбереження, організованої на принципах енергомоніторингу. Методологічною основою для оперативного

виявлення резервів і управління електровикористанням на об'єктах електроенергетичного комплексу повинні стати методи і моделі, здатні за допомогою відповідних технічних засобів створити умови для оперативного підвищення рівня енергоефективності підземних гірничих машин і установок.

Для цього система повинна виконувати не тільки вже відомі функції: автоматизоване управління і контроль стану високовольтного комплектного розподільного устаткування (КРУ) типу КРУВ-6, детальний технічний облік витрат електроенергії виробничими дільницями, енергоємними комплексами і установками, а і виконувати проблемну обробку інформації в процесі вирішення різних задач та видавати рекомендації щодо ведення режимів роботи як окремих установок, так і технологічних ланок в цілому. Тобто, система повинна володіти певними інтелектуальними властивостями.

## **1.2. Системи управління електроспоживанням вугільних шахт та рівень їх впровадження у виробництво**

Основними чинниками, що ускладнюють використання автоматизованих систем в умовах підземних гірничих робіт, є: необхідність використання устаткування в рудниковому вибухобезпечному виконанні; необхідність іскробезпечного виконання інформаційних мереж в поєднанні із значною їх довжиною; специфіка експлуатації устаткування в підземних виробках шахт. Складність організації обліку ЕЕ в умовах підземного вуглевидобування полягає також у тому, що рудникове електроустаткування через жорсткі вимоги за рівнем вибухозахищеності і габаритних обмежень не включає необхідної кількості первинних датчиків (трансформаторів струму і напруги). У той же час вносити зміни в конструкцію і електричні схеми устаткування заборонено Правилами безпеки. Додаткові труднощі пов'язані із тим, що в устаткуванні СПЕП практично відсутня можливість зовнішніх підключень і живлення сучасних пристроїв для контролю електроспоживання. Усі вище наведені чинники перетворюють вирішення задачі управління електроспоживанням та контролю в серйозну науково-технічну проблему.

Стосовно вітчизняних розробок можна сказати наступне. За участі фахівців НГУ, ВАТ "Автоматгірмаш ім. В.А. Антіпова" спільно з УкрНДІВЕ, МакНДІ, ДонВГІ, НДІ гірничої механіки ім. М.М. Федорова і іншими інститутами і підприємствами ведеться розробка модульно-адаптивної прогностичної системи управління вугільною шахтою, в склад якої входить модуль автоматизованого управління і контролю електропостачанням шахти. Такий модуль забезпечуватиме контроль і управління електроспоживанням, настройку системи під конкретну конфігурацію схеми електропостачання, контроль технічних характеристик індивідуальних пристроїв, наприклад, двигунів комбайнів.

На сьогодні є можливість використовувати системи з управління електроспоживанням та моніторингу роботи електрообладнання, такі як УТАС, БЗУ-2, САУКЛ, СЕУПЕШ тощо. Деякі з них повністю готові до впровадження (БЗУ-2, САУКЛ), а інші потребують доробки та удосконалення.

*Система УТАС.* На шахтах України підприємством "Петровський завод гірничого машинобудування" впроваджується уніфікована телекомунікаційна система диспетчерського контролю і автоматизованого управління гірничими машинами і технологічними комплексами (УТАС), яка підвищує безпеку і продуктивність праці, забезпечує економію електроенергії, управління електроустаткуванням (включаючи високовольтні КРП), контроль параметрів навколишнього середовища, передачу інформації диспетчеру тощо. Сигнали про стан гірничих машин, механізмів, устаткування та про параметри рудникової атмосфери надходять на програмовані контролери системи від датчиків, встановлених як в шахті, так і на поверхні. Програмовані контролери приймають і аналізують сигнали датчиків. При перевищенні показників датчиків значень заданих уставок контролера подаються команди на включення сигналізації, відключення гірничо-шахтного обладнання (ГШО) та електроенергії, також передається поточна інформація про стан ГШО і параметри рудникової атмосфери по цифровому каналу зв'язку в диспетчерську. Залежно від ситуації, диспетчер видає управляючі команди, які передаються на контролери ГШО, встановленого як під землею, так і на поверхні для виконання функцій управління. Проте, на даний час, УТАС знаходиться не на стадії повного функціонування, а в процесі доробки.

*Блок захисту і управління (БЗУ-2).* Передбачений технічний облік витрати активної електроенергії в нових комірках КРУВ, в яких встановлюється блок управління і захисту БЗУ-2-05-О. Він призначений для управління високовольтними вимикачами шаф КРУВ-6ВМ-ОВ, КРУРН-6А або аналогічними за призначенням для ліній, що відходять, індикації реального часу, величини напруги на вводі, величини споживаного навантаженням струму, потужності, витрати електроенергії (некомерційний облік), здійснення функцій захисту (максимальний, від втрати керованості, контроль ізоляції, однократний АПВ та ін.). Блок БЗУ-2-05-О спільно з схемою управління і захисту УКР-РН додатково дозволяє здійснювати оперативне місцеве (за допомогою кнопок), ручне або дистанційне включення-відключення комірок. Проте вищенаведені пристрої, які існують або впроваджуються на діючих шахтах, виконують незначну частину необхідних функцій, мають значні масогабаритні показники і низькі показники надійності. Крім того, масштаби впровадження таких розробок ще недостатні для системного вирішення проблеми енерго- та ресурсозбереження на підприємствах вуглевидобувної галузі.

*Система САУКЛ.* Система САУКЛ забезпечує управління конвеєрними лініями з числом конвеєрів до 60 і необмеженою кількістю відгалужень. У складі конвеєрної лінії можуть бути стрічкові і скребкові конвеєри з числом двигунів до чотирьох і з нерегульованою швидкістю робочого органу.

Кожен конвеєр оснащується мікропроцесорним блоком управління, іскробезпечним джерелом живлення і лінійними модулями, до яких підключаються датчики. Пульт управління САУКЛ представляє собою комп'ютер, оснащений спеціальним програмним забезпеченням та пристроями сполучення з шахтними каналами зв'язку.

Система САУКЛ забезпечує виконання таких функцій:

1. Централізоване автоматизоване управління розгалуженими та нерозгалуженими конвеєрними лініями, а також окремими конвеєрами.
2. Місцеве автоматизоване управління конвеєром.
3. Дистанційне телеуправління допоміжним обладнанням (типу шибер) з пульта управління.
8. Блокування, сигналізацію і індикацію відповідно до вимог безпеки.

САУКЛ має можливість адаптуватися під конкретну конфігурацію конвеєрних ліній гірничого підприємства. Головна перевага САУКЛ перед існуючими системами полягає в підвищенні безпеки роботи конвеєрного транспорту. Забезпечується повна об'єктивна інформація про режим роботи та стан конвеєра, що дозволяє оперативно приймати правильні рішення щодо нормалізації роботи конвеєра. Різко знижуються експлуатаційні витрати за рахунок підвищення надійності системи управління. САУКЛ виявляє слабкі місця у всьому транспортному комплексі шахти. З процедури контролю та діагностики стану конвеєра виключається участь людини, а з ним і можливі суб'єктивні судження про причини виникнення аварійних ситуацій.

*Система СЕУПЕШ.* Система енергомоніторингу і управління електропостачанням, що розробляється вченими ДВНЗ «НГУ», створюється на базі сучасних комп'ютерних технологій з використанням досвіду і основних ключових моментів та ідей попередніх розробок – системи КТЗ ЗОЕ і системи автоматизованого управління конвеєрними лініями (САУКЛ).

Система СЕУПЕШ є багаторівневою ієрархічною системою, яка забезпечує енергоконтроль і автоматизоване управління високовольтними КРУ типу КРУВ-6 (УК-6). Вона складається з трьох підсистем: підсистеми енергоконтролю потужних установок і технологічних ділень й управління високовольтними КРП, підсистеми збору вимірювальної інформації і зв'язку, підсистеми проблемної обробки інформації й прийняття рішень. На останню підсистему, як на 3-й рівень ієрархії, лягають не лише функції проблемної обробки технологічної інформації, але також контроль роботи і цілісності нижчих рівнів ієрархії, інтерпретація даних, одержаних від підсистеми збору інформації, і власне, обмін даними з нижніми рівнями ієрархії.

СЕУПЕШ реалізується на платформі сучасних комп'ютерних технологій. На кожному ЦПП і РПП встановлюються контролери комірок, збірний контролер та іскробезпечне джерело живлення.

Контролер комірки встановлюється на кожному розподільному пристрої і дозволяє вести технічний облік спожитої електроенергії, вимірювати активну і реактивну потужність, вести накопичення спожитої електроенергії, контролювати стан розподільного пристрою і причину відключення, передавати цю інформацію на збірний контролер.

Переваги СЕУПЕШ:

- автоматизоване управління високовольтними комірками;
- розшифровка причин вимикання КРП;
- технічний облік витрати електроенергії основними споживачами шахти;
- контроль характеристик споживання активної та реактивної потужності;

- документування історії процесу в електронних журналах;
- графічне відображення стану КРП і характеристик енергоспоживання;
- автоматичне формування бази даних витрати електроенергії по кожному споживачеві;
- можливість швидкого налаштування системи під конкретну конфігурацію гірничого підприємства;
- наявність засобів самодіагностики і самотестування;
- телеуправління супутнім обладнанням;
- низька споживана потужність - не більше 20 Вт на один комплект РПП.

Особливістю побудови систем на базі інформаційних технологій є те, що частина “інтелекту” з верхніх рівнів переноситься на нижні. Це скорочує час на їх монтаж при одночасному достатньо різкому зменшенні витрат кабельної продукції. Перенесення “інтелекту” на нижні рівні створює також передумови для проведення глибокої діагностики устаткування, що дозволяє різко підвищити надійність систем і поліпшити експлуатаційні характеристики як технологічних установок, так і власне систем контролю і управління.

### 1.3. Пересувні вибухобезпечні підстанції в системі підземного електропостачання вугільних шахт

Дільничні пересувні підстанції є одними із найважливіших елементів підземної системи електропостачання шахти [6]. Вони призначені для електропостачання низьковольтних струмоприймачів усіх технологічних дільниць вугільних шахт, небезпечних за газом та пилом, і розраховані на роботу в умовах відносної вологості до 98% і температури навколишнього середовища до +35°C. Регламентований термін служби шахтного трансформатора становить 15 років [7].

У вугільних шахтах застосовуються два типи комплектних трансформаторних підстанцій: сухі з природним повітряним охолодженням (ТСВП, КТПВ, ТВПШ) та кварценоповнені (ТКШВ).

Трансформаторні підстанції типу ТКШВ та ТСВП зняті з виробництва, вони вже відпрацювали регламентований термін служби, але проте через брак коштів на заміну ще досі перебувають на технічному озброєнні вугільних шахт, викликаючи тим самим небезпеку неочікуваного виходу з ладу. Тобто, виникає проблема зниження надійності при роботі даного обладнання, що може мати особливо тяжкі наслідки для умов вугільних шахт.

Аналіз строків експлуатації ПДПП для шахт Західного Донбасу показує, що вони значно перевищують регламентований (табл. 1.1).

Таблиця 1.1 – Структура парку ПДПП вугільних шахт за строком експлуатації

Строк експлуатації $T_{сл}$ , рік	$T_{сл} > 45$	$30 < T_{сл} \leq 45$	$15 < T_{сл} \leq 30$	$T_{сл} \leq 15$
Частка ПДПП від загальної кількості, %	10,8	27,9	47,5	13,7

Доцільно зауважити, що обладнання, яке відпрацювало свій номінальний термін служби, стає морально та фізично застарілим і додатково потребує заміни з точки зору незадовільних техніко-економічних показників (збільшені втрати потужності, необхідність позапланових ремонтів тощо). Слід також підкреслити, що у будь-який момент роботи може статися відмова даного обладнання, наслідки якої можуть бути особливо небезпечними для умов вугільних шахт.

Значне перевищення строків експлуатації ПДПП прямо вказує на неефективне використання їх ресурсу за таким параметром як навантажувальна здатність, тобто характерне суттєве завищення номінальних параметрів даного обладнання, а саме – встановленої потужності трансформаторів. Проте закладений за рахунок завищення номінальної потужності надмірний запас надійності жодним чином не виправдовує себе, у першу чергу, через відсутність інформаційного забезпечення процесів експлуатації, що не дозволяє обґрунтовано визначати відпрацьований та ймовірний залишковий ресурс роботи ПДПП до відмови.

Виходячи з наведених положень, існує гостра проблема визначення поточного технічного стану трансформаторів шахтних ПДПП та пошуку шляхів їх ефективного використання [8].

#### 1.4. Ефективність використання підстанцій технологічних дільниць

Основна причина несвоєчасного оновлення парку ПДПП полягає у їх хронічному недовантаженні, що викликає відповідне повільне старіння ізоляції у процесі довгострокової експлуатації. На рис. 1.1 приведено типовий графік електричних навантажень (ГЕН) для видобувної дільниці (ВД), на рис. 1.2, 1.3 – типові ГЕН відповідно для прохідницьких (ПД) та дільниць конвеєрного транспорту (КД).

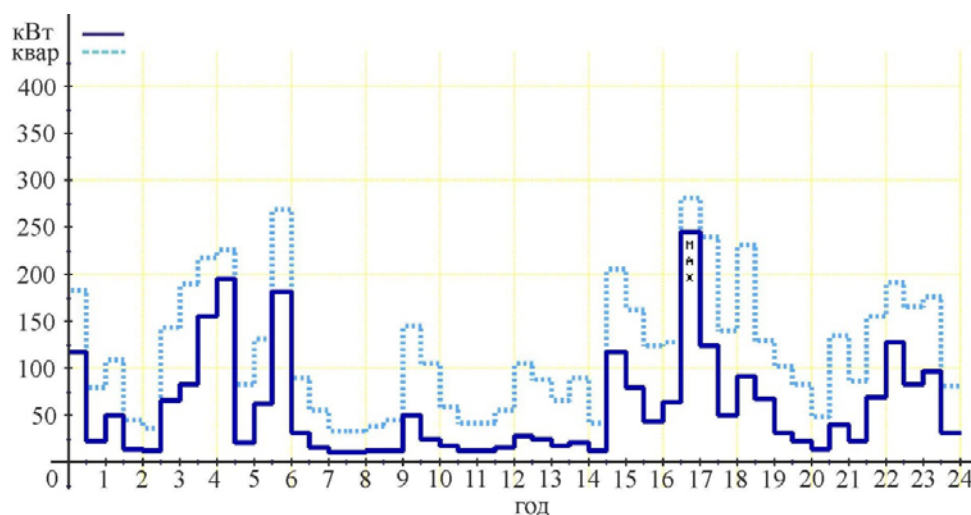


Рис. 1.1. ГЕН видобувної дільниці

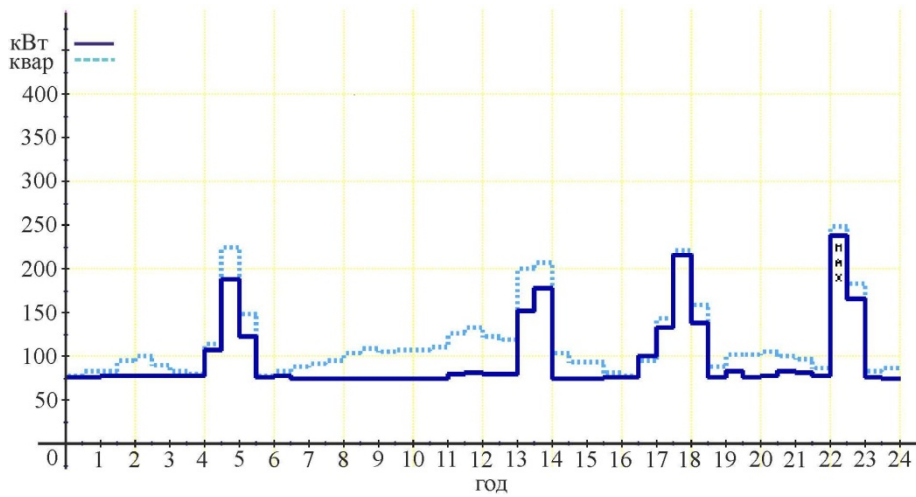


Рис. 1.2. ГЕН прохідницької дільниці

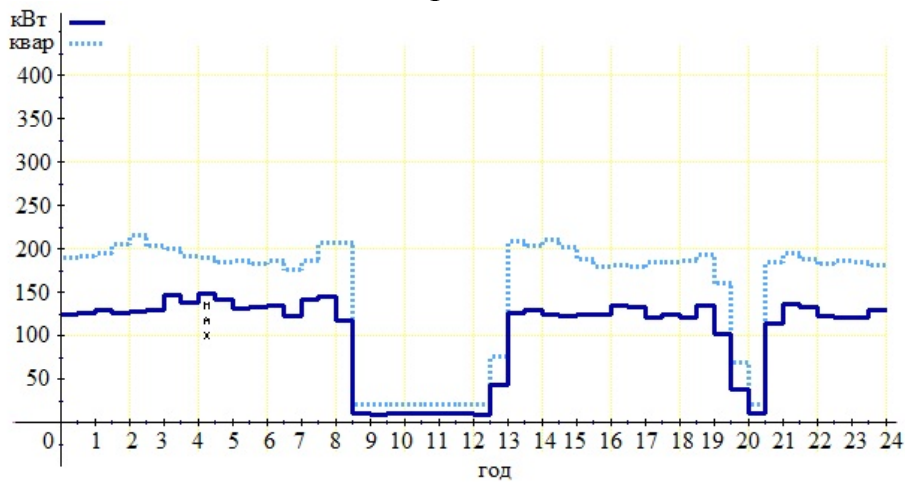


Рис. 1.3. ГЕН дільниці конвеєрного транспорту

На рисунках 1.4-1.5 приведено значення ймовірностей  $P^*$  виникнення завантаження ПДПП основних технологічних дільниць для характерних діб при існуючому парку ПДПП.

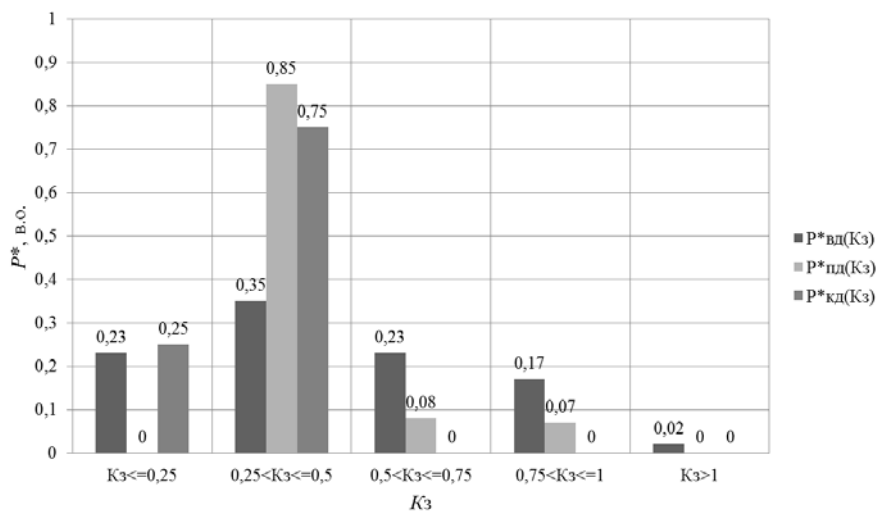


Рис. 1.4 – Ймовірнісний розподіл завантаження ПДПП технологічних дільниць при існуючому парку для найбільш завантаженої доби

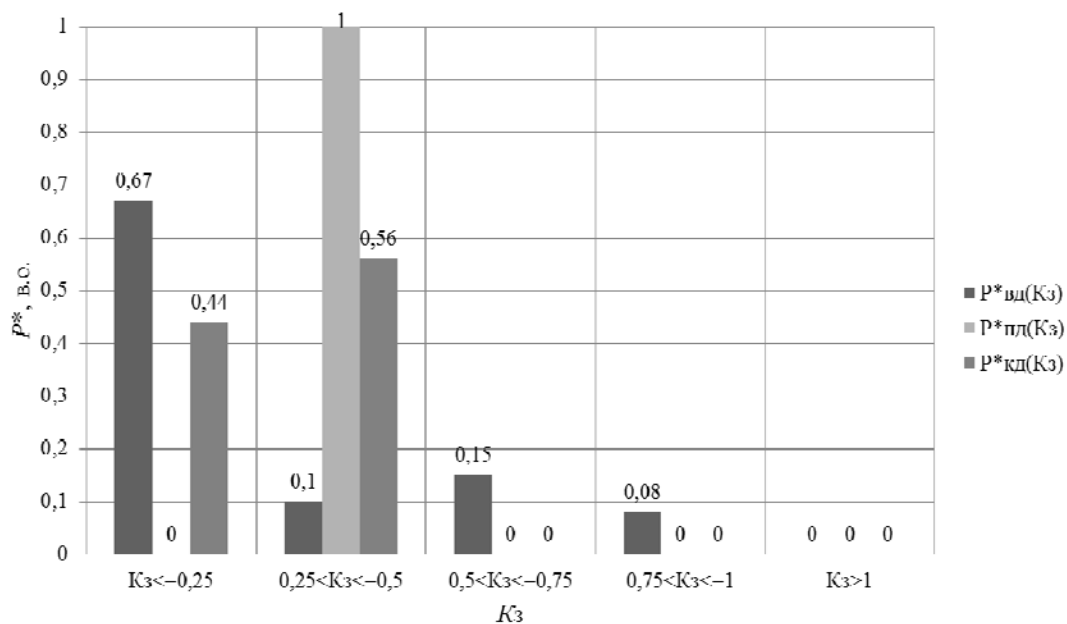


Рис. 1.5 – Ймовірнісний розподіл завантаження ПДПП технологічних дільниць при існуючому парку для найменш завантаженої доби

Приведені дані вказують на те, що режими роботи ПДПП далекі від номінальних, завантаження трансформаторів дуже низьке. Це свідчить про дійсно нераціональне використання наявної навантажувальної здатності трансформаторів на шахтах і необхідність використання такого резерву. Термін служби ПДПП за такої експлуатації може збільшуватись у декілька разів порівняно с регламентованим. Однак, обладнання, що відпрацювало встановлений термін експлуатації, у будь-якому випадку стає слабкою ланкою системи електропостачання. Тому запас надійності, закладений у роботу ПДПП з суттєвим недозавантаженням, все одно не буде виправдовувати себе при виході строку служби об'єкта за межі номінального через відсутність інформаційного супроводу режимів експлуатації об'єкту.

У табл. 1.2 приведено номінальні дані електрообладнання дільниць, для яких проведено аналіз завантаження підстанцій.

Розрахункове навантаження технологічних дільниць вугільних шахт для вибору пересувних підстанцій визначають методом коефіцієнта попиту  $K_n$  за загальною встановленою потужністю  $\Sigma P_{ном}$  [9]. У таблиці 1.3 приведено розрахункові електричні навантаження для дільниць та фактичне завантаження (середнє і максимальне) прийнятих до встановлення трансформаторів ПДПП в умовах експлуатації.



Таблиця 1.2 – Електричні навантаження технологічних дільниць

Дільниця	Найменування струмоприймача	Номинальна потужність двигуна, кВт	Кількість двигунів	Сумарна встановлена потужність $\Sigma P_{ном}$ , кВт
808 лава	Комбайн 1К101	110	2	220
	Конвеєр СПЦ	55	3	165
	Інші ЕП	159,2		159,2
812 лава	Комбайн 1К101	225		225
	Конвеєр СПЦ	55	3	165
	Інші ЕП	153		153
Проходка гор. 140м	Комбайн 4ПП-2	197	1	197
	ЛМ-25	10	1	10
	СЕР-19	1,2	1	1,2
	ВМ-6М	24	2	48
	1Л-80	55	1	55
	ЗЛП	11	1	11
Проходка гор. 300м	Комбайн 4ПП-2	197	1	197
	ВМ-6	25	1	25
814 лава ПДПП №2	Комбайн 1К101	110	1	110
	1ЛГКН	15	1	15
	СНТ-32	60,5		60,5
814 лава ПДПП №1	Комбайн 1К101	110	1	110
	Конвеєр СПЦ	90	2	180
	Інші ЕП	60,5	1	60,5
Конвеєр 1Л100К№3 ЗМКШ	1Л100К№3	75	2	150
	ЦНС-60/99	30	2	60
	Інші ЕП	7,5		7,5
Конвеєр 2Л100У№1 ВМКШ	2Л100У№1	132	2	264
Конвеєр 2ЛУ120 по ГКК	2ЛУ120	2	250	500
	Інші ЕП	14		14

З отриманих результатів можливо зробити наступний висновок: за існуючою методикою встановлена потужність ПДПП дільниць переважно відповідає розрахунковій. Проте реальні дані (середній  $K_{з,ср}$  та максимальний  $K_{з,макс}$  коефіцієнти завантаження за добу) свідчать про невідповідність і надмірне завищення потужності трансформаторів як через нехтування існуючою

дискретністю шкали (див. табл. 1.3: проходка гор. 300 м, 814-та лава, конвеєри 2Л100У№1), так і значними похибками з визначення розрахункового навантаження дільниць за методом коефіцієнта попиту.

Таблиця 1.3 – Розрахункові електричні навантаження дільниць за методом коефіцієнта попиту та фактичне завантаження трансформаторів

Дільниця	$\Sigma P_{ном}$ , кВт	$K_n$	$\cos \varphi_{cp}$	$S_{т.розр.}$ , кВ·А	$S_{т.ном.вст}$ , кВ·А	Фактичне завантаження	
						$K_{з.ср}$	$K_{з.макс}$
808-ма лава	544,2	0,52	0,6	378	400	0,33	0,85
812-та лава	543	0,52	0,6	381	400	0,52	1,12
814-та лава:							
ПДПП №1	350,5	0,59	0,6	275	400	0,2	0,55
ПДПП №2	185,5	0,77	0,6	191	400	0,15	0,46
Проходка, горизонти:							
140 м	322,2	0,72	0,7	282,3	400	0,36	0,99
300 м	222,0	0,92	0,7	236,6	630	0,3	0,45
Конвеєр 1Л100К№3 ЗМКШ	217,5	0,8	0,75	185,6	250	0,4	0,58
Конвеєр 2Л100У№1 ВМКШ	264	0,8	0,75	225,3	400	0,69	0,82
Конвеєр 2ЛУ120 ГКК	514	0,8	0,75	438,6	630	0,55	0,63

Примітка.  $\cos \varphi_{cp}$  – середньовиважений коефіцієнт потужності СП дільниці;  $S_{т.розр.}$  – розрахункова потужність трансформатора, кВ·А;  $S_{т.ном.вст}$  – номінальна встановлена потужність трансформатора, кВ·А;  $K_{з.ср}$  – середній коефіцієнт завантаження ПДПП за добу;  $K_{з.макс}$  – максимальний коефіцієнт завантаження за добу.

Таким чином, вагомою причиною неефективного використання навантажувальної здатності трансформаторів слід вважати значну похибку з визначення розрахункового навантаження дільниць за методом коефіцієнту попиту [10, 11] через неврахування технологічних особливостей і режимів роботи СП технологічних дільниць у конкретних умовах експлуатації.

Оскільки середній за добу коефіцієнт завантаження не перевищує 0,5 для більшості пересувних трансформаторних підстанцій, доцільно рекомендувати для електропостачання комплексно-механізованих лав в аналогічних умовах встановлювати підстанції з меншою на ступінь потужністю або меншу їх кількість [12]. Аналіз номенклатурного ряду трансформаторів підтверджує, що ПДПП суміжних типорозмірів при середньому коефіцієнті завантаження нижче 0,6 (див. табл. 2.6) доцільно замінювати підстанціями на ступінь меншої потужності, тому що крок дискретизації потужностей трансформаторів (до 1000 кВ·А включно) становить 1,6. У цьому разі ймовірність виникнення навантаження  $P^*$  за інтервал спостереження для розглянутих дільниць буде наступною (рис. 1.6, 1.7):

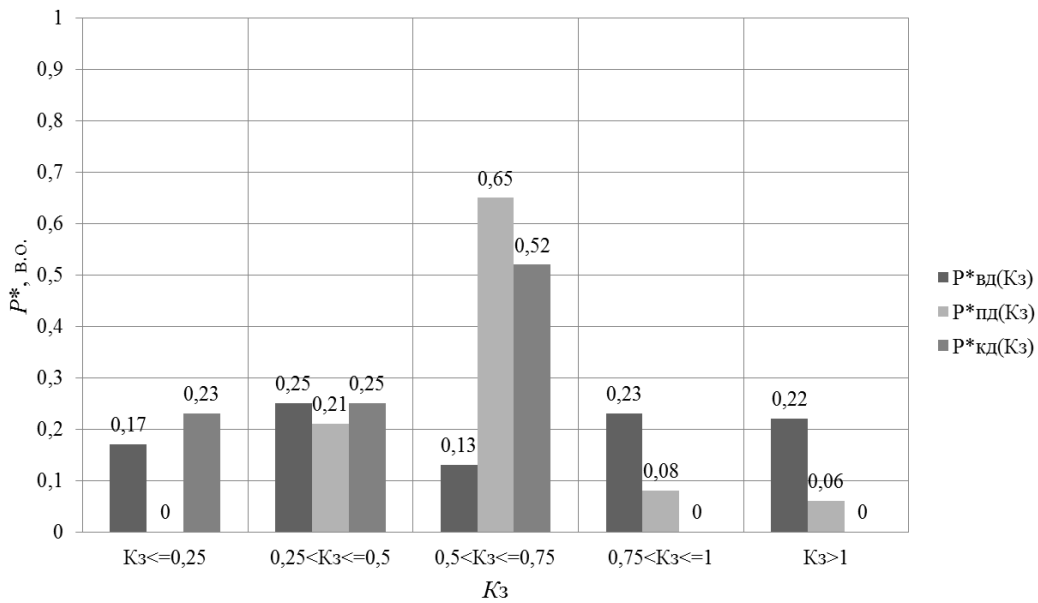


Рис. 1.6 – Ймовірнісний розподіл завантаження ПДПП технологічних ділянок при оптимізованому парку для найбільш завантаженої доби

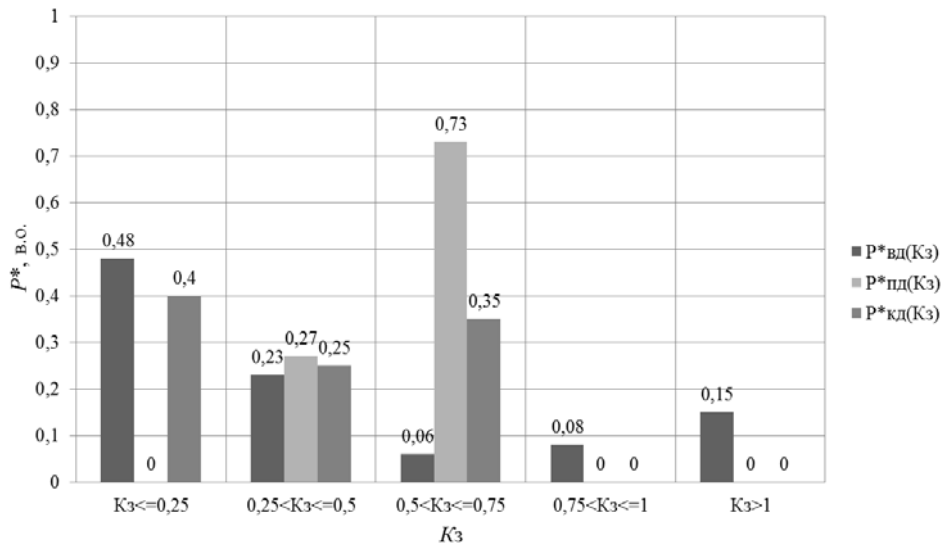


Рис. 1.7 – Ймовірнісний розподіл завантаження ПДПП технологічних ділянок при оптимізованому парку для найменш завантаженої доби

На рис. 1.8 представлена гістограма зміни ймовірності завантаження за рівнями для видобувної ділянки з підстанціями суміжних типорозмірів. З гістограми видно, що режим роботи ПДПП з трансформатором меншого типорозміру є більш доцільним, так як суттєво зменшується тривалість заниженого завантаження і обладнання використовується у більшій відповідності до своїх номінально встановлених параметрів. Для ПД і КД дане положення є також справедливим.

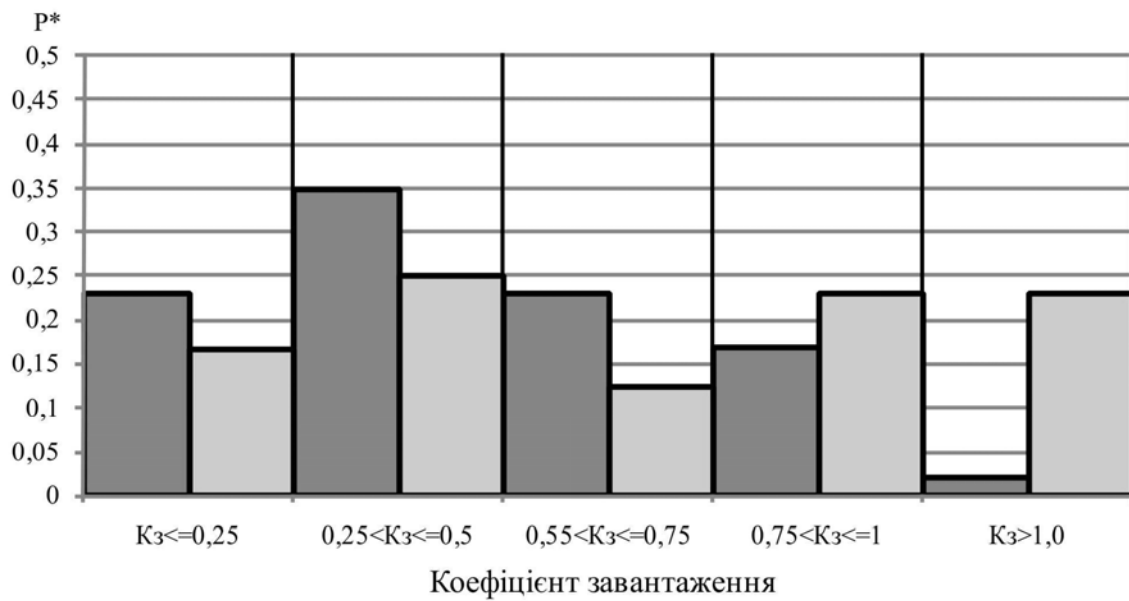


Рис. 1.8. Зміна ймовірності завантаження підстанції видобувної ділянки за рівнями для найбільш завантаженої доби:  
 ■ – ПДПП – 400 кВ·А; □ – ПДПП – 250 кВ·А

З рис. 1.6, 1.7 видно, що протягом добового інтервалу часу для дільничних підстанцій (ВД, ПД) можуть спостерігатися режими систематичних перевантажень, наявність яких потребує детального вивчення можливостей ізоляції трансформаторів ПДПП витримувати їх без зменшення номінального строку служби при досить змінному навантаженні СП технологічних ділянок, а також урахування факторів, що мають вплив на навантажувальну здатність для умов вугільних шахт.

## 2. ВИЛУЧЕННЯ РЕЗЕРВІВ ПОТУЖНОСТІ ВИБУХОБЕЗПЕЧНИХ ПІДСТАНЦІЙ

### 2.1. Основні вимоги щодо ефективного використання навантажувальної здатності дільничних підстанцій

Наявність режимів перевантажень, які виникають при застосуванні підстанції оптимального типорозміру (див. рис. 1.6, 1.7 при  $K_3 > 1$ ), потребує перевірки можливостей ізоляції трансформаторів ПДПП витримувати дані перевантаження без зменшення номінального строку служби при досить змінному навантаженні СП технологічних дільниць, а також урахування факторів, що мають вплив на навантажувальну здатність підстанцій для умов вугільних шахт.

Для цього на прикладі ГЕН 812-ої лави (рис. 2.1) виконаємо аналіз наявних максимумів та тривалість ймовірних перевантажень трансформатора, які можуть виникнути при заміні існуючої ПДПП на підстанцію з трансформатором меншої на ступінь потужності за припущення (для деякого запасу), що протягом всього часу експлуатації реалізується режим найбільш завантаженої доби, тобто приймаємо найбільш важкі умови за фактором зносу ізоляції.

Згідно наведеного графіка (див. рис. 2.1) при застосуванні підстанції на ступінь меншої потужності, ніж вибраної за методом коефіцієнту попиту, з 24 можливих годин роботи ПДПП з номінальним завантаженням використовується 17,3 год на відміну від ПДПП–400/6 (10,8 год), тобто, враховуючи ремонтну зміну (6 год), за робочі зміни будемо мати практично номінальне навантаження за добовим інтегральним коефіцієнтом завантаження.

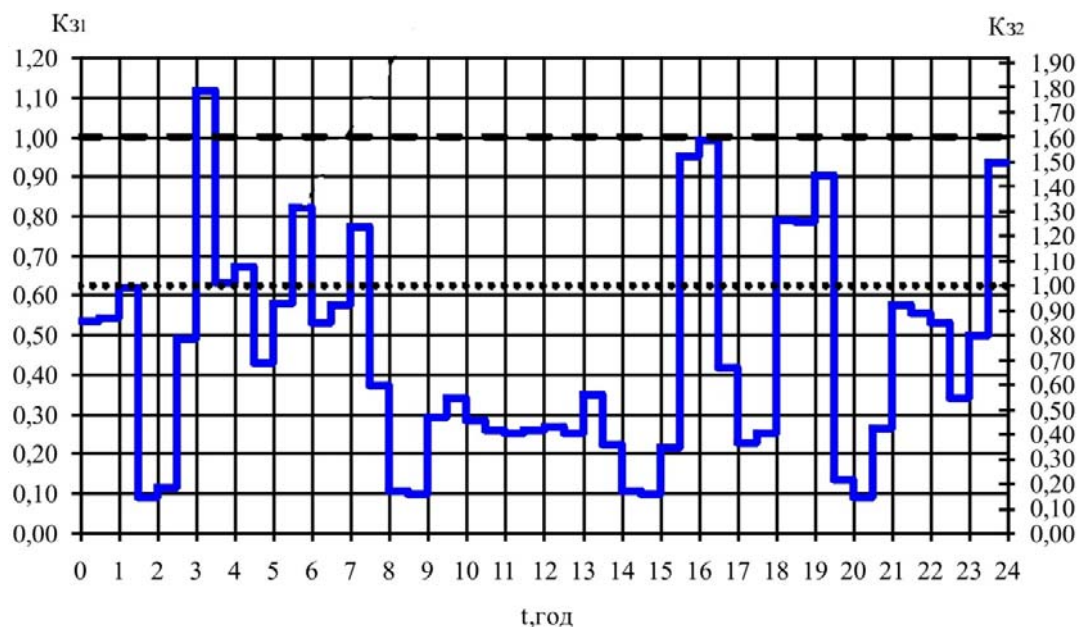


Рис. 2.1. Графік завантаження трансформаторів за найбільш завантаженою добу:  
----- –  $K_{31}=1$  для ПДПП–400/6; ..... –  $K_{32}=1$  для ПДПП–250/6

**Примітка.** По основній осі ординат відкладено коефіцієнт завантаження  $K_{31}$  трансформатора потужністю 400 кВ·А, по допоміжній осі –  $K_{32}$  трансформатора потужністю 250 кВ·А.

Проведений статистичний аналіз режимів роботи ПДПП (див. рис. 1.4–1.5) показав, що довготривале, економічно доцільне навантаження у діапазоні  $(0,75–1,0)S_{ном.т}$  має місце лише 17 % часу роботи на добовому проміжку для видобувних дільниць і близько 2 % – для прохідницьких. При застосуванні ПДПП на ступінь меншої потужності для відповідних дільниць будемо мати 23 % і 11 % часу роботи ПДПП у відповідному діапазоні, а також 23 % для видобувних і 6 % для прохідницьких дільниць – ПДПП працюють з перевантаженнями (див. рис. 1.6 – 1.7) різного значення та тривалості (див. рис. 2.1).

Дані перевантаження, враховуючи технологічні особливості роботи основних дільниць вугільних шахт, частково компенсуються режимами з пониженим електроспоживанням, проте потребують оцінки з точки зору прискорення скорочення строку служби трансформатора, а також аналізу факторів, що можуть впливати на параметри режиму роботи трансформатора.

## 2.2. Фактори впливу на навантажувальну здатність вибухобезпечних підстанцій

Для застосування ПДПП на ступінь меншої потужності доцільно проаналізувати можливі шляхи зниження ймовірного перевантаження за його величиною та тривалістю.

**Завантаження за реактивною потужністю.** Нагрівання ізоляції обмоток трансформаторів відбувається внаслідок втрат, що виділяються в сталі сердечника і магнітопроводі (постійні втрати холостого ходу), які не залежать від навантаження  $\Delta P_0 = \Delta P_{xx}$ , а також другої складової, що визначається змінними омичними втратами, викликаними проходженням електричного струму по провідникам обмоток трансформатора і обчислюється за законом Джоуля-Ленца  $\Delta P_{нав} = I_{нав}^2 R_{обм}$ . Для номінального навантаження втрати потужності в обмотках дорівнюють втратам короткого замикання  $\Delta P_{нав} = \Delta P_{кз}$ . Значення приведених вище складових повних втрат є паспортними параметрами, які гарантуються заводом–виробником. Відзначимо, що втрати короткого замикання приводяться до середньої температури обмоток трансформатора залежно від класу нагрівостійкості ізоляції. Так для шахтних трансформаторів дана температура становить 115 °С. Це неодмінно має бути враховано при роботі трансформатора в режимах навантаження, відмінних від номінального, так як буде проявлятися вплив температури на зміну омичного опору обмоток.

Для оцінки впливу реактивної складової на нагрів ізоляції обмоток проведемо наступні перетворення:

$$\begin{aligned} \Delta P_{нав} &= I^2 R = \Delta P_{кз} \cdot K_з^2 = \Delta P_{кз} \cdot \left[ \frac{S_{нав}}{S_{ном.т}} \right]^2 = \Delta P_{кз} \cdot \left[ \frac{\sqrt{P_{нав}^2 + Q_{нав}^2}}{S_{ном.т}} \right]^2 = \\ &= \Delta P_{кз} \cdot \left[ \frac{\sqrt{S_{нав}^2 \cdot \cos^2 \varphi^2 + S_{нав}^2 \cdot \sin^2 \varphi^2}}{S_{ном.т}} \right]^2 \end{aligned}$$

Відношення  $\frac{S_{нав}}{S_{ном.т}}$  представляє собою коефіцієнт завантаження трансформатора ( $K_3$ ).

Сумарні втрати потужності в трансформаторі («нагрівальні» втрати) можуть бути описані за наступним виразом:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{кз} \cdot \left[ \frac{\sqrt{(S_{нав} \cdot \cos \varphi)^2 + (S_{нав} \cdot \sin \varphi)^2}}{S_{ном.т}} \right]^2 + \Delta P_{xx}$$

Для визначення частки впливу реактивної складової повної потужності на нагрів обмоток не враховуємо перший доданок підкореневого виразу і постійні втрати в сталі. Тоді

$$\Delta P_Q = \Delta P_{кз} \cdot \left[ \frac{S_{нав} \cdot \sin \varphi}{S_{ном.т}} \right]^2$$

За вибіркою ГЕН, отриманих при проведенні експерименту для шахт Західного Донбасу, встановлено вплив реактивної складової повної потужності за відповідними коефіцієнтами потужності для технологічних дільниць (табл. 2.1).

Таблиця 2.1 – Коефіцієнти потужності для технологічних дільниць

№ доби	Середньодобові значення коефіцієнтів потужності технологічних дільниць													
	808-ма лава		812-га лава		814-га лава		Проходка гор. 140 м		Конвеєр 1Л100К№3 ЗМКШ		Конвеєр 2Л100У№1 ВМКШ		Конвеєр 2ЛУ120 по ГКК	
	cosφ	sinφ	cosφ	sinφ	cosφ	sinφ	cosφ	sinφ	cosφ	sinφ	cosφ	sinφ	cosφ	sinφ
1	0,52	0,85	0,46	0,89	0,61	0,79	0,59	0,81	0,53	0,85	0,49	0,87	0,53	0,85
2	0,56	0,83	0,49	0,87	0,57	0,82	0,64	0,77	0,47	0,88	0,54	0,84	0,54	0,84
3	0,53	0,85	0,43	0,9	0,54	0,84	0,63	0,78	0,45	0,89	0,52	0,85	0,53	0,85
4	0,55	0,84	0,48	0,88	0,55	0,84	0,64	0,77	0,53	0,85	0,56	0,83	0,57	0,82
5	0,45	0,89	0,49	0,87	0,59	0,81	0,59	0,81	0,54	0,84	0,54	0,84	0,54	0,84
6	0,53	0,85	0,51	0,86	0,56	0,83	0,64	0,77	0,41	0,91	0,49	0,87	0,54	0,84
7	0,52	0,85	0,49	0,87	0,56	0,83	0,63	0,78	0,54	0,84	0,48	0,88	0,52	0,85
8	0,55	0,84	0,48	0,88	0,55	0,84	0,62	0,78	0,49	0,87	0,49	0,87	0,49	0,87
9	0,56	0,83	0,49	0,87	0,63	0,78	0,58	0,81	0,47	0,88	0,55	0,84	0,54	0,84
10	0,56	0,83	0,49	0,87	0,58	0,81	0,65	0,76	0,47	0,88	0,53	0,85	0,52	0,85
11	0,53	0,85	0,56	0,83	0,53	0,85	0,7	0,71	0,5	0,87	0,54	0,84	0,54	0,84
12	0,56	0,83	0,46	0,89	0,58	0,81	0,68	0,73	0,53	0,85	0,49	0,87	0,53	0,85
13	0,53	0,85	0,49	0,87	0,56	0,83	0,69	0,72	0,47	0,88	0,54	0,84	0,54	0,84
14	0,54	0,84	0,5	0,87	0,59	0,81	0,64	0,77	0,45	0,89	0,52	0,85	0,53	0,85

Як видно з табл. 2.1, для основних технологічних дільниць середньодобові коефіцієнти потужності відрізняються не досить значимо, тому для подальшого аналізу скористаємося їх середніми значеннями. Так для видобувних дільниць приймаємо  $\cos\varphi_{cp.вд} = 0,53$ ,  $\sin\varphi_{cp.вд} = 0,85$ ; для прохідницьких –  $\cos\varphi_{cp.пд} = 0,64$ ,  $\sin\varphi_{cp.пд} = 0,77$ ; для дільниць конвеєрного транспорту –  $\cos\varphi_{cp.кд} = 0,57$ ,  $\sin\varphi_{cp.кд} = 0,82$ .

Виконаємо необхідні розрахунки для встановлення впливу реактивної потужності для підстанції типу КТПВ-400 (найбільш поширений типорозмір для шахт Західного Донбасу) за її паспортними даними залежно від коефіцієнту завантаження.

Вихідні дані:  $S_{ном.т} = 400$  кВ·А,  $\Delta P_{xx} = 1,35$  кВт,  $\Delta P_{кз} = 2,9$  кВт.

Результати розрахунку приведемо у вигляді таблиць (див. табл. 2.2-2.4) та рисунків (див. рис. 2.2).

Таблиця 2.2 – Визначення частки реактивної потужності у «нагрівальних» втратах трансформаторів видобувних дільниць

Видобувні дільниці	$K_z$	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1	1,2	1,3	1,4
	$\Delta P_{сум},$ кВт	1,35	1,38	1,47	1,61	1,81	2,08	2,39	2,77	3,21	3,70	4,25	4,86	5,53	6,25	7,03
	$\Delta P_{нав},$ кВт	0,00	0,03	0,12	0,26	0,46	0,73	1,04	1,42	1,86	2,35	2,90	3,51	4,18	4,90	5,68
	$\Delta P_Q,$ кВт	0,00	0,02	0,08	0,19	0,33	0,52	0,75	1,02	1,33	1,68	2,07	2,51	2,99	3,50	4,06
	$\Delta P_Q/\Delta P_{сум},$ %	0,00	1,50	5,66	11,59	18,29	24,99	31,19	36,67	41,40	45,41	48,80	51,64	54,04	56,07	57,79
	$\Delta P_Q/\Delta P_{нав},$ %	-	71,5	71,5	71,5	71,5	71,5	71,5	71,5	71,5	71,5	71,5	71,5	71,5	71,5	71,5

Таблиця 2.3 – Визначення частки реактивної потужності у «нагрівальних» втратах трансформаторів прохідницьких дільниць

Прохідницькі дільниці	$K_z$	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1	1,2	1,3	1,4
	$\Delta P_{сум},$ кВт	1,35	1,38	1,47	1,61	1,81	2,08	2,39	2,77	3,21	3,70	4,25	4,86	5,53	6,25	7,03
	$\Delta P_{нав},$ кВт	0,00	0,03	0,12	0,26	0,46	0,73	1,04	1,42	1,86	2,35	2,90	3,51	4,18	4,90	5,68
	$\Delta P_Q,$ кВт	0,00	0,02	0,07	0,15	0,27	0,43	0,62	0,84	1,10	1,39	1,72	2,08	2,47	2,90	3,36
	$\Delta P_Q/\Delta P_{сум},$ %	0,00	1,24	4,68	9,59	15,14	20,68	25,82	30,36	34,27	37,59	40,40	42,75	44,74	46,41	47,84
	$\Delta P_Q/\Delta P_{нав},$ %	-	59,20	59,20	59,20	59,20	59,20	59,20	59,20	59,20	59,20	59,20	59,20	59,20	59,20	59,20



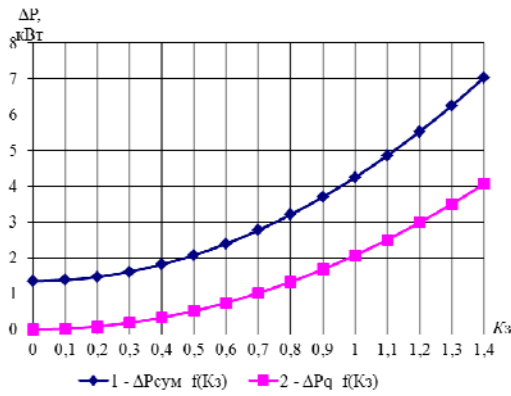
Таблиця 2.4 – Визначення частки реактивної потужності у «нагрівальних» втратах трансформаторів дільниць конвеєрного транспорту

Конвеєрний транспорт	$K_z$	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1	1,2	1,3	1,4
	$\Delta P_{\text{сум}}$ , кВт	1,35	1,38	1,47	1,61	1,81	2,08	2,39	2,77	3,21	3,70	4,25	4,86	5,53	6,25	7,03
	$\Delta P_{\text{нав}}$ , кВт	0,00	0,03	0,12	0,26	0,46	0,73	1,04	1,42	1,86	2,35	2,90	3,51	4,18	4,90	5,68
	$\Delta P_Q$ , кВт	0,00	0,02	0,08	0,17	0,31	0,49	0,70	0,95	1,24	1,57	1,94	2,35	2,80	3,28	3,81
	$\Delta P_Q/\Delta P_{\text{сум}}$ , %	0,00	1,41	5,30	10,86	17,14	23,41	29,22	34,36	38,79	42,55	45,72	48,39	50,64	52,54	54,15
	$\Delta P_Q/\Delta P_{\text{нав}}$ , %	-	67,01	67,01	67,01	67,01	67,01	67,01	67,01	67,01	67,01	67,01	67,01	67,01	67,01	67,01

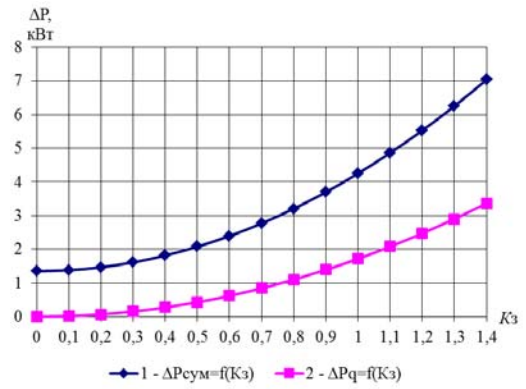
Як видно з табл. 2.2–2.4 вплив реактивної складової повної потужності на нагрів є суттєвим. Так, частка реактивної потужності у «нагрівальних» втратах залежно від поточного навантаження змінюється в широкому діапазоні. Беручи до уваги завантаження трансформатора у діапазоні 0,5–1,0, маємо наступні показники: для видобувних дільниць частка впливу реактивної потужності ( $\Delta P_Q$ ) може досягати 25–50% по відношенню до повних «нагрівальних» втрат ( $\Delta P_{\text{сум}}$ ), а реактивна складова ( $\Delta P_Q$ ) у навантажувальних втратах ( $\Delta P_{\text{нав}}$ ) для видобувних дільниць знаходиться на рівні 70%. Для прохідницьких дільниць відповідні частки реактивної складової потужності є дещо меншими і у аналогічному діапазоні завантаження трансформатора становлять:  $\Delta P_Q/\Delta P_{\text{сум}} = 20\text{--}40\%$ , а  $\Delta P_Q/\Delta P_{\text{нав}} = 60\%$ . Для дільниць конвеєрного транспорту аналогічні показники мають наступні значення  $\Delta P_Q/\Delta P_{\text{сум}} = 23\text{--}46\%$ , а  $\Delta P_Q/\Delta P_{\text{нав}} = 67\%$ .

З рис. 2.2 можна простежити зміну сумарних «нагрівальних» втрат потужності (крива 1) та втрат активної потужності від передачі реактивної (крива 2) в залежності від рівня завантаження трансформатора ПДПП. З приведених залежностей можна зробити висновок, що зі зростанням завантаження квадратично збільшуються втрати активної потужності в обмотках від передачі реактивної складової, які можуть досягати половини сумарних втрат потужності.

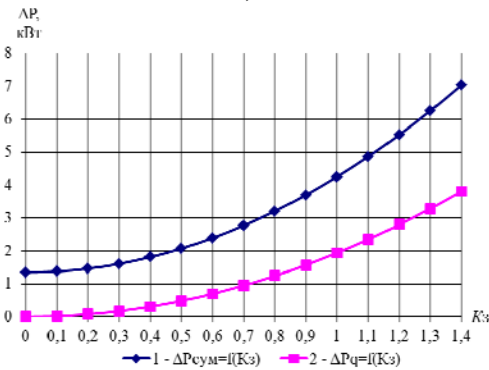
З приведенного вище аналізу можна зробити висновок, що трансформатори технологічних дільниць завантажені реактивною потужністю у значно більшій мірі, ніж активною. Тому для підвищення ефективності використання навантажувальної здатності трансформаторів, а також для вибору їх раціонального типорозміру існує необхідність компенсації реактивної потужності в низьковольтній шахтній мережі. Проте низьковольтні конденсаторні установки у вибухозахищеному виконанні на сьогодні відсутні, тому безпосередньо виконати компенсацію реактивної потужності для технологічних дільниць вугільних шахт не представляється можливим.



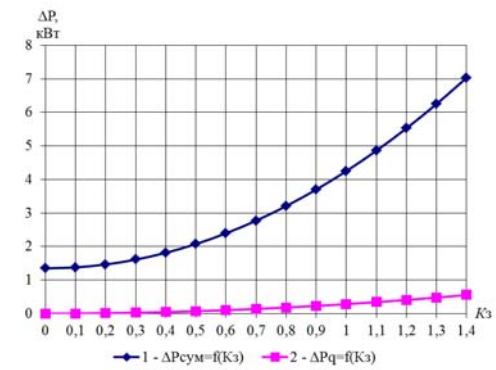
а)



б)



в)



г)

Рис. 2.2. Криві залежностей «нагрівальних» втрат активної потужності від завантаження трансформатора технологічних дільниць:

а) – ВД; б) – ПД; в) – КД без ПЧ; г) – КД з ПЧ;

1 – сумарні втрати активної потужності; 2 – втрати активної потужності від передачі реактивної

Винятком можуть бути лише дільниці конвеєрного транспорту, для яких масово встановлюються перетворювачі частоти (ПЧ), які є непрямыми компенсаторами реактивної потужності, що споживається приводними електродвигунами при роботі конвеєра [13]. Так коефіцієнт потужності при роботі конвеєра від ПЧ становить  $\cos\varphi_{чрп} = 0,97$ ,  $\sin\varphi_{чрп} = 0,24$ . Враховуючи той факт, що потужність встановленого допоміжного обладнання дільниць конвеєрного транспорту (лебідки, ручні електросвердла, пускові освітлювальні агрегати тощо) переважно не перевищує 10 % від загального розрахункового навантаження дільниці, то коефіцієнт потужності для дільниці в цілому дещо зменшиться і становитиме  $\cos\varphi_{чрп\Sigma} = 0,95$ ,  $\sin\varphi_{чрп\Sigma} = 0,31$ . При цьому будемо мати наступні показники щодо завантаження трансформатора за реактивною потужністю та її впливу на нагрів обмоток (табл. 3.5): у діапазоні завантаження 0,5–1,0 для конвеєрів, оснащених ЧРП,  $\Delta P_Q / \Delta P_{сум} = 3,4 - 6,7\%$ , а  $\Delta P_Q / \Delta P_{нав} = 9,75\%$ . Тобто, при використанні ПЧ частка втрат активної потужності від передачі реактивної зменшується на порядок. Тобто, при використанні ПЧ частка втрат реактивної складової потужності зменшується на порядок, що матиме відповідний вплив на нагрів обмоток трансформатора та знос їх ізоляції.

Таблиця 2.5 – Визначення частки реактивної потужності у «нагрівальних» втратах трансформаторів дільниць конвеєрного транспорту з ПЧ

Конвеєрний транспорт з ЧРП	$Kз$	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1	1,2	1,3	1,4
	$\Delta P_{\text{сум}},$ кВт	1,35	1,38	1,47	1,61	1,81	2,08	2,39	2,77	3,21	3,70	4,25	4,86	5,53	6,25	7,03
	$\Delta P_{\text{нав}},$ кВт	0,00	0,03	0,12	0,26	0,46	0,73	1,04	1,42	1,86	2,35	2,90	3,51	4,18	4,90	5,68
	$\Delta P_Q,$ кВт	0,00	0,00	0,01	0,03	0,05	0,07	0,10	0,14	0,18	0,23	0,28	0,34	0,41	0,48	0,55
	$\Delta P_Q/\Delta P_{\text{сум}},$ %	0,00	0,21	0,77	1,58	2,49	3,41	4,25	5,00	5,64	6,19	6,65	7,04	7,37	7,64	7,88
	$\Delta P_Q/\Delta P_{\text{нав}},$ %	-	9,75	9,75	9,75	9,75	9,75	9,75	9,75	9,75	9,75	9,75	9,75	9,75	9,75	9,75

Підвищення коефіцієнту потужності дільниць конвеєрного транспорту при застосуванні ПЧ доцільно враховувати вже на етапі вибору потужності ПДПП. Це дозволить певною мірою уникнути прийняття завищеного типорозміру трансформатора, так як, згідно рекомендацій [14], при визначенні потужності пересувної підстанції для живлення СП дільниць конвеєрного транспорту за методом коефіцієнту попиту рекомендовано приймати коефіцієнт потужності  $\cos\varphi_{\text{кд}} = 0,75$ , а за рахунок непрямої компенсації реактивної потужності за допомогою перетворювача частоти його значення буде на рівні  $\cos\varphi_{\text{чрп}\Sigma} = 0,95$ . Рекомендована потужність трансформатора  $S_{\text{рек}}$  (з урахуванням впливу ПЧ) по відношенню до розрахункової  $S_{\text{розр}}$  (без врахування ПЧ) становитиме:

$$\frac{S_{\text{рек}}}{S_{\text{розр}}} = \frac{\cos\varphi_{\text{кд}}}{\cos\varphi_{\text{чрп}\Sigma}},$$

$$S_{\text{рек}} \approx 0,78 \cdot S_{\text{розр}}.$$

Тобто, врахування впливу непрямої компенсації реактивної потужності за рахунок застосування перетворювачів частоти для двигунів магістральних стрічкових конвеєрів дозволяє знизити розрахункову потужність для вибору дільничної підстанції приблизно на 20 %, що неодмінно сприятиме підвищенню ефективності їх використання за навантажувальною здатністю.

До того ж, використання асинхронного регульованого приводу для магістральних конвеєрів впливає на режим пуску їх двигунів, який є полегшеним. Кратність пускового струму відносно номінального згідно [15] не перевищує 1,5, що необхідно враховувати при перевірці шахтної мережі за втратою напруги у характерних режимах при виборі електрообладнання (трансформатори, кабельна мережа), так як саме технічні обмеження щодо забезпечення регламентованих рівнів напруги на затискачах електродвигунів часто вимагають збільшити типорозмір ПДПП або переріз кабелів, що суттєво впливає на завищення номінальних параметрів окремого устаткування та підвищує вартість СЕП в цілому.

**Фактори оточуючого середовища.** До факторів, які впливають на навантажувальну здатність відносяться умови оточуючого середовища: температура повітря та швидкість повітряного струменя ( $V_{cmp}$ ). Метод розрахунку електричних навантажень не враховує ні температуру оточуючого середовища, ні швидкість повітряного струменя в місці встановлення підстанції. При цьому, згідно з вимогами [16] вважається, що ПДПП працюють при максимально допустимій температурі оточуючого середовища, яка згідно кліматичного виконання і категорії розміщення становить  $T_{oc} = 35$  °С, а швидкість повітряного струменя у місці установки ПДПП взагалі не враховується ( $V_{cmp} = 0$  м/с). Проте в умовах експлуатації такі показники не відповідають дійсності. По-перше, згідно [17], температура  $T_{oc}$  на робочих місцях не повинна перевищувати 26 °С. Тому врахування дії цих факторів неодмінно сприятиме підвищенню ефективності використання трансформаторів ПДПП і уникненню прийняття завищеної потужності. Аналіз схем живлення СП дільниць показав, що підстанції переважно знаходяться у безпосередній близькості до виробок у складі енергопоїздів, тобто для них є справедливим  $T_{oc} \leq 26$  °С. По-друге, згідно нормованих значень, швидкість повітряного струменя у виробках має бути на рівні  $V_{cmp} = 0,25\text{--}2$  м/с, тобто  $V_{cmp} > 0$  м/с. До того ж, експериментальні дослідження, виконані у роботі [18], вказують, що у місці встановлення ПДПП  $V_{cmp}$  досягає до 6 м/с.

Криві залежностей перевищення температури обмоток з кремнійорганічною ізоляцією трансформаторів вибухобезпечних підстанцій від навантаження та  $V_{cmp}$ , отримані у роботі [19], зображені на рисунку 2.3. Такі закономірності у загальному випадку ідентичні для всіх конструкцій трансформаторів з кремнійорганічною ізоляцією, розташованих в герметичному оребреному корпусі. Таким чином, доцільно і корисно для практичного застосування визначити аналогічні характеристики для можливого в реальних умовах експлуатації розкиду значень швидкості повітряного струменя.

Отже, в реальних умовах експлуатації температура оточуючого середовища не є постійною і для конкретної шахти може бути навіть нижчою, ніж нормована за [17], що створює деякий запас за навантажувальною здатністю, яка в свою чергу жорстко обмежується перевищеннями температури обмоток. Таким чином, просте виконання вимог по забезпеченню регламентованих санітарних умов дає «температурний запас» в 9 °С, що доцільно і необхідно враховувати при визначенні допустимості роботи ПДПП з певним навантаженням, наприклад, яке перевищує номінальне. Такий запас отримуємо за рахунок того, що ПДПП розраховані на роботу при температурі оточуючого середовища 35 °С. При вирішенні задач ресурсозбереження і ефективного використання закладених виробником показників (навантажувальна здатність) фактор точного визначення температури обмоток і відповідної допустимості конкретного режиму (перевантаження) виходить на перший план. Вибір і рекомендації щодо допустимості режиму роботи ПДПП повинен бути обґрунтованим для температурних умов кожного конкретного об'єкту (шахти).

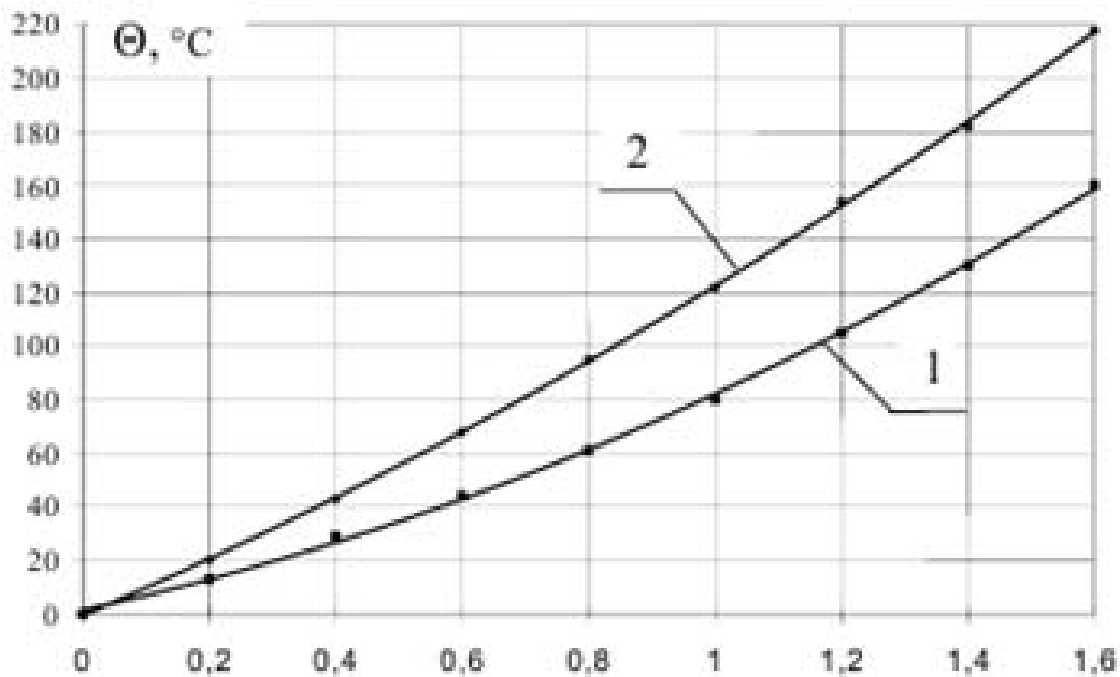


Рис. 2.3. Залежність середнього перевищення температури обмоток від навантаження: 1 – із зовнішнім обдувом з  $V_{cmp} = 3,5$  м/с; 2 – без зовнішнього обдуву

Криві на рисунку 2.3 можуть бути з достатньою точністю описані поліноміальними рівняннями другого порядку:

$$\theta = a \cdot K_3^2 + b \cdot K_3 + c,$$

де  $\theta$  – перевищення температури обмоток;  $K_3$  – коефіцієнт завантаження трансформатора,  $a$ ,  $b$ ,  $c$  – емпіричні коефіцієнти.

За даними реальних температурних полів теплових випробувань КТПВ потужністю 1000 кВ·А в різних режимах роботи [20] побудовано криву залежності перевищення температури найбільш нагрітої точки обмотки (ННТ) від навантаження (рис. 2.4), так як саме за температурним станом ННТ слід визначити стан ізоляційної системи трансформатора в цілому. Можливі резерви навантажувальної здатності або її обмеження необхідно також розглядати розглядати по відношенню до ННТ обмотки, так як саме вона є найбільш критичним місцем ізоляційної системи за ймовірністю виходу з ладу.

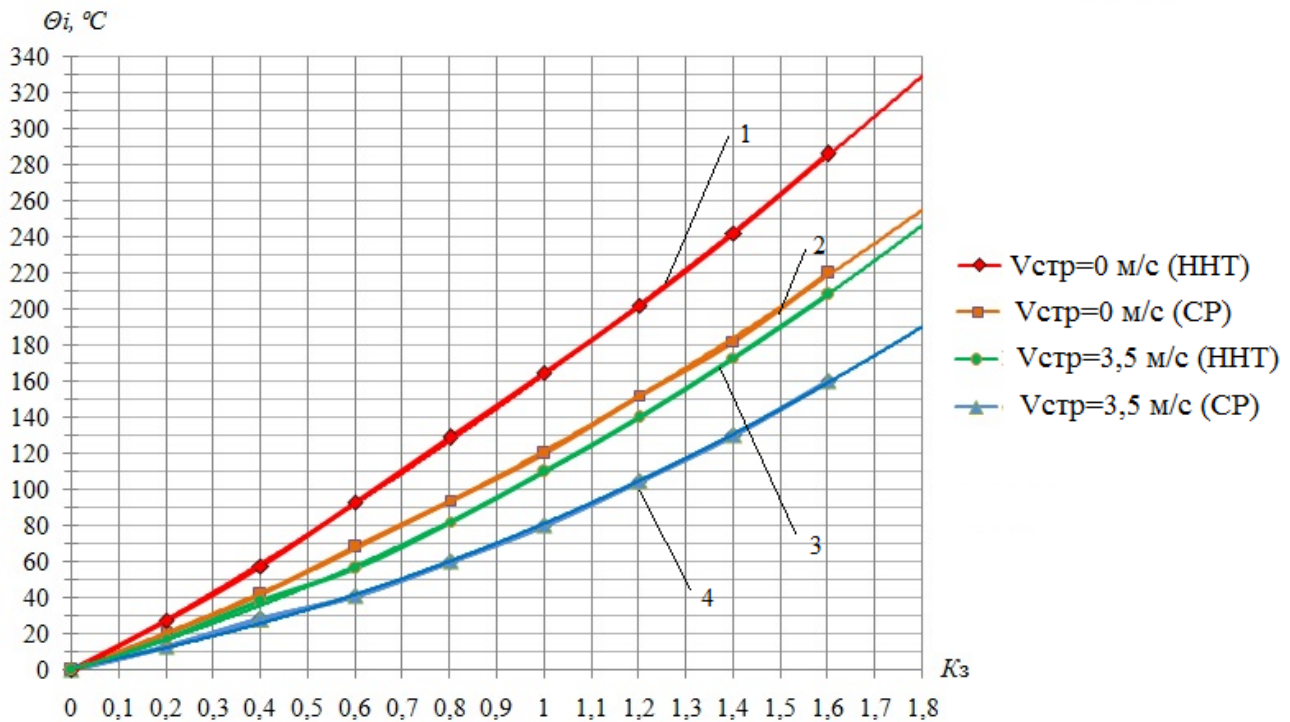


Рис. 2.4. Криві залежностей перевищення температури обмоток від завантаження:

- 1 – перевищення температури ННТ обмотки без зовнішнього обдуву;
- 2 – середнє перевищення температури обмоток без зовнішнього обдуву;
- 3 – перевищення температури ННТ обмотки при  $V_{стр} = 3,5$  м/с;
- 4 – середнє перевищення температури обмоток при  $V_{стр} = 3,5$  м/с

Для будь-якої швидкості  $V_{стр}$  і коефіцієнта завантаження  $K_з$  справедливі наступні залежності для визначення перевищень температури ННТ:

$$\theta_{ННТ} = (a'_0 + a'_v \cdot V_{стр}) \cdot K_з^2 + (b'_0 - b'_v \cdot V_{стр}) \cdot K_з + (c'_0 + c'_v \cdot V_{стр}), \quad (2.1)$$

де  $a'_0 = 23,33 \frac{^\circ\text{C} \cdot \text{с}}{\text{м}}$ ; ;  $b'_0 = 141,7 \frac{^\circ\text{C} \cdot \text{с}}{\text{м}}$ ;  $c'_0 = -1,018 \frac{^\circ\text{C} \cdot \text{с}}{\text{м}}$ ;  $a'_v = 3,17 \frac{^\circ\text{C} \cdot \text{с}}{\text{м}}$ ;

$b'_v = -19,25 \frac{^\circ\text{C} \cdot \text{с}}{\text{м}}$ ;  $c'_v = 0,558 \frac{^\circ\text{C} \cdot \text{с}}{\text{м}}$  – розрахункові коефіцієнти у поліноміальному рівнянні.

Рішенням рівняння (2.1) при підстановці конкретної  $V_{стр}$  і коефіцієнту завантаження у визначеному діапазоні їх можливого розкиду є значення максимального перевищення температури обмоток (ННТ).

Тобто, знаючи завантаження ПДПП, для будь-якої швидкості повітряного струменя можна визначити відповідне перевищення температури ННТ обмотки.

Також з приведеного рівняння можливо знайти допустимі коефіцієнти завантаження за умови підстановки конкретних значень факторів оточуючого середовища. Для цього перевищення температури ННТ обмотки доцільно представити наступним чином:

$$\theta_{\text{ННТ}} = \theta_{\text{ННТ.ном}} + T_{\text{ос.ном}} - T_{\text{ос.реал}}$$

де  $T_{\text{ос.ном}}$  – максимально допустима температура оточуючого середовища згідно технічних умов для пересувних підстанцій, °С;

$T_{\text{ос.реал}}$  – реальна температура оточуючого повітря в шахтній виробці, °С.

$\theta_{\text{ННТ.ном}}$  – максимально допустиме перевищення температури найбільш нагрітої точки обмотки для ізоляції певного класу нагрівостійкості та температури оточуючого середовища за технічними умовами на даний вид обладнання. Наприклад, для трансформаторів дільничних підстанцій вітчизняного виробництва сучасних типів (ТСВП, КТПВ, ТВПШ) клас нагрівостійкості ізоляції обмоток становить 200 °С,  $T_{\text{ос.ном}} = 35$  °С, тому  $\theta_{\text{ННТ.ном}} = 200 - 35 = 165$  °С.

Задаючи різні значення температури оточуючого середовища в діапазоні температур кліматичного виконання і категорії розміщення (–10 °С...+35 °С), а також, приймаючи при цьому швидкість повітряного струменя в діапазоні від 0 до 6 м/с, отримуємо коефіцієнти допустимого завантаження трансформатора відповідно до конкретних умов оточуючого середовища, наведені у таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Коефіцієнти допустимого завантаження залежно від факторів оточуючого середовища

$K_{з.дон} = f(T_{ос}, V_{cmp})$		$V_{cmp} = \text{var}, \text{ м/с}$						
		0	1	2	3	4	5	6
$T_{ос} = \text{var}$	-10	1,237	1,332	1,435	1,545	1,665	1,794	1,934
	-8	1,227	1,322	1,425	1,535	1,655	1,784	1,924
	-6	1,217	1,312	1,415	1,525	1,645	1,774	1,914
	-4	1,207	1,302	1,405	1,515	1,635	1,764	1,904
	-2	1,197	1,292	1,395	1,505	1,625	1,754	1,894
	0	1,187	1,282	1,385	1,495	1,615	1,744	1,884
	2	1,177	1,272	1,375	1,485	1,605	1,734	1,874
	4	1,167	1,262	1,365	1,475	1,595	1,724	1,864
	6	1,157	1,252	1,355	1,465	1,585	1,714	1,854
	8	1,147	1,242	1,345	1,455	1,575	1,704	1,844
	10	1,137	1,232	1,335	1,445	1,565	1,694	1,834
	12	1,127	1,222	1,325	1,435	1,555	1,684	1,824
	14	1,117	1,212	1,315	1,425	1,545	1,674	1,814
	16	1,107	1,202	1,305	1,415	1,535	1,664	1,804
	18	1,097	1,192	1,295	1,405	1,525	1,654	1,794
	20	1,087	1,182	1,285	1,395	1,515	1,644	1,784
	22	1,077	1,172	1,275	1,385	1,505	1,634	1,774
	24	1,067	1,162	1,265	1,375	1,495	1,624	1,764
	26	1,057	1,152	1,255	1,365	1,485	1,614	1,754
	28	1,047	1,142	1,245	1,355	1,475	1,604	1,744
30	1,037	1,132	1,235	1,345	1,465	1,594	1,734	
32	1,027	1,122	1,225	1,335	1,455	1,584	1,724	
34	1,017	1,112	1,215	1,325	1,445	1,574	1,714	
35	1,00	1,107	1,210	1,320	1,440	1,569	1,709	

Графічно залежності коефіцієнта допустимого завантаження підстанції від температури оточуючого середовища для конкретних швидкостей повітряного струменя має наступний вигляд (рис. 2.5).

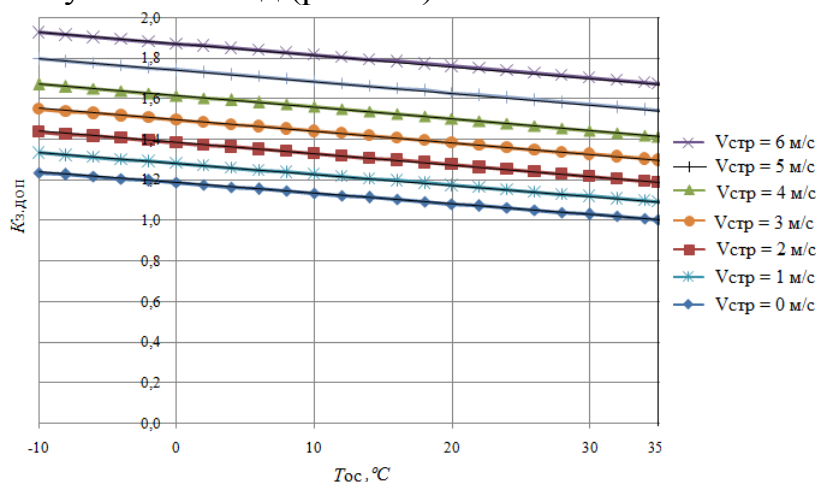


Рис. 2.5. Залежності коефіцієнту допустимого завантаження ПДПП від умов оточуючого середовища

Апроксимація та аналіз наведених графічних залежностей дозволили отримати рівняння нормально допустимого коефіцієнту завантаження трансформатора від умов оточуючого середовища наступного вигляду [21]:

$$K_{з.доп} = -0,005 \cdot T_{ос.реал} + 1,187 \cdot 1,08^{V_{стр}} \quad (2.2)$$

Наприклад, для швидкості повітряного струменя і температури оточуючого середовища згідно санітарних норм ( $T_{ос.реал} = 26 \text{ }^\circ\text{C}$ ;  $V_{стр} = 1 \text{ м/с}$ ) отримаємо:

$$K_{з.доп} = -0,005 \cdot 26 + 1,187 \cdot 1,08^1 = 1,152.$$

Коефіцієнт допустимого завантаження, враховуючи граничні умови щодо перевищення температури ННТ обмотки для даного випадку складе 1,152. Таким чином, при врахуванні реальних умов роботи трансформатора за розглянутими факторами, можна дати попередню оцінку можливості експлуатації ПДПП з визначеним допустимим завантаженням без прискореного скорочення строку служби даного обладнання за зносом ізоляції обмоток.

Положення про можливу відмінність умов оточуючого середовища від номінальних доцільно враховувати вже на стадії проектування обладнання (пропускна спроможність комутаційної і вимірювальної апаратури) заводом-виробником, щоб уникнути обмежень ефективного використання навантажувальної здатності ПДПП при експлуатації в специфічних умовах. Наприклад, в конструкції ПДПП потужністю 630 кВ·А застосовується автоматичний вимикач на номінальний струм 630 А. За номінального завантаження струм ПДПП складає 527 А. Таким чином, максимально можливою є робота трансформатора ПДПП з перевантаженням на рівні лише 20 % [19].



Враховуючи вказані вище фактори, в конкретних умовах оточуючого середовища можливо додатково навантажити трансформатори ПДПП. Отримані результати будуть більш адекватними, так як враховуватимуть вплив реальних умов оточуючого середовища на навантажувальну здатність трансформаторів ПДПП.

### 2.3. Технічні обмеження щодо застосування підстанцій оптимального типорозміру

*Загальні аспекти.* Можливість заміни ПДПП більшого типорозміру на менший також має бути неодмінно обґрунтованою з точки зору задоволення технічних обмежень для підземної системи електропостачання напругою 660 В, так як перехід на ПДПП з трансформаторами меншої на ступінь потужності може стати критичним для комбайнових та конвеєрних двигунів у пусковому та перевантажувальному режимах за рівнем напруги на їх затискачах, оскільки окрім номінальної потужності для підстанцій менших типорозмірів характерним є збільшення втрат напруги в опорах обмоток.

Для перевірки відсутності обмежень за звісними виразами визначимо втрати напруги у трансформаторах у цих режимах [22]. На рис. 3.6 показано зміну втрати напруги у трансформаторі типу КТПВ-400/6 (пряма 1) і КТПВ-250/6 (пряма 2) залежно від однакового навантаження.

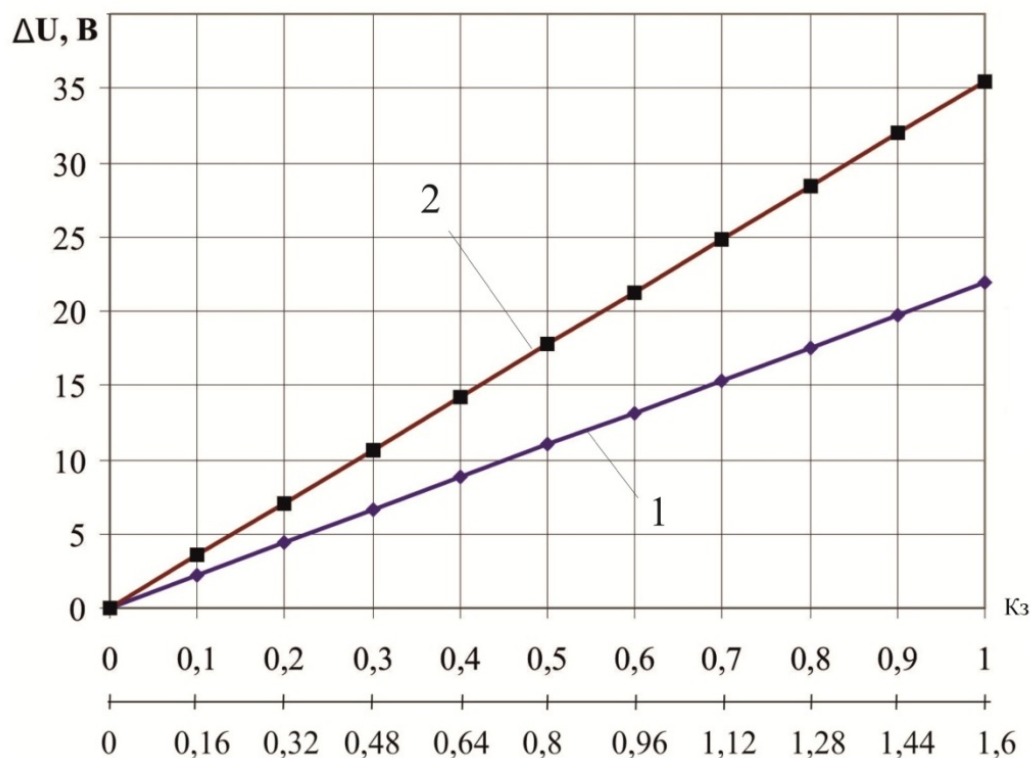


Рис. 2.6. Зміна втрати напруги  $\Delta U$  у трансформаторах залежно від коефіцієнту завантаження  $K_z$ : верхня вісь абсцис для КТПВ-400/6, нижня – для КТПВ-250/6; 1 – 400 кВ·А; 2 – 250 кВ·А.

Залежно від завантаження трансформатора, втрати напруги збільшуються на 1,3 – 9 В, що для мережі 660 В у відносному вираженні може сягнути до +1,5 %, а у разі режиму роботи з систематичними перевантаженнями – до +2%. Регламентовані нормально допустимі відхилення напруги від номінальної на затискачах СП складають  $\pm 5\%$ . В нормальному режимі роботи частка втрати напруги в трансформаторі становить близько 30 % допустимої втрати напруги в шахтній мережі і досягає 50 % від втрат напруги в ланцюзі елементів низьковольтної системи електропостачання. При встановленні трансформатора меншого типорозміру втрати напруги в трансформаторі зростають: у нормальному режимі - +10 %, у пусковому та перевантажувальному – до +20 % від втрат напруги низьковольтній системі електропостачання.

Додаткові втрати напруги при заміні більш потужної підстанції на підстанцію меншого типорозміру спонукають до оцінки впливу такої заміни на режим напруги у струмоприймачів у нормальному режимі роботи, а також в режимах пуску, перевантаження і загальмування найбільш потужного двигуна (як правило, це двигун комбайна або конвеєра).

У табл. 2.7 представлені результати розрахунку втрат напруги для трансформаторних підстанцій типу КТПВ за існуючою шкалою потужностей з кроком дискретизації 1,6 (при номінальному та 60%-му завантаженні).

Таблиця 2.7 – Втрати напруги у трансформаторах при двох рівнях завантаження

Підстанції типу КТПВ	Відносні значення складових напруги КЗ		Втрати напруги у трансформаторі $\Delta U_m$ , В:		Приріст втрат напруги мережі при заміні ПДПП на ступінь нижчою за потужністю, $\Delta U_m$ , %
	Активна, $u_a$ , %	Реактивна $u_p$ , %	завантаження, %		
			100%	60%	
100	1,14	2,77	20,04	12,02	-
160	0,97	3,47	23,15	13,89	+0,9
250	0,82	3,40	22,18	13,31	+1,5
400	0,95	3,26	21,95	13,17	+1,4
630	0,67	3,54	22,29	13,37	+1,3
1000	0,73	3,53	22,47	13,48	+1,4

*Технологічні дільниці.* У табл. 2.8 приведено результати розрахунків режиму напруги в електричних мережах технологічних дільниць шахти для можливих режимів роботи струмоприймачів зі встановленим/оптимальним типорозміром ПДПП. Прийнято, що до ПДПП підведена номінальна напруга 6000 В, враховано всіх споживачів, що отримують живлення від ПДПП, а також параметри кабельних ліній 660 В і втрати напруги в них.

Таблиця 2.8 – Режим напруги СП технологічних дільниць зі встановленим/оптимальним типорозміром ПДПП

Дільниця	Потужність тр-ра ПДПП, кВА	Рівень напруги(В) на затискачах двигуна комбайна (конвеєра) в режимах:			
		Норм.	Пуск	Загальмування	Перевантаження
808 лава	400/250	642/624	531/502	555/533	572/552
812 лава	400/250	644/628	525/497	549/529	566/547
814 лава	№1 400 /250	661/647	584/549	607/581	618/594
	№2 400 /250	657/647	544/515	568/546	583/564
Проходка гор. 140 м	400/250	603/591	468/453	487/476	534/524,5
Конвеєр 1Л100К№3 ЗМКШ	250/160	618/604	488/447	523/488	571/542
Конвеєр 2Л100У№1 ВМКШ	400/250	621/611	486/447	520/487	548/542
Конвеєр 2ЛУ120 по ГКК	630/400	636/626	540/492	581/543	608/578

На рис. 2.7 приведено результати розрахунків режиму напруги у СП технологічних дільниць для можливих режимів їх роботи з суміжними за потужністю типорозмірами ПДПП на прикладі видобувної дільниці.

Мінімально допустимі значення напруги  $U_{дон}$  на затискачах СП для шахтних мереж 660 В у розглянутих режимах становлять: нормальний –  $0,95U_{ном} = 627$  В, пуск –  $0,8U_{ном} = 528$  В, загальмування і перевантаження –  $0,85U_{ном} = 561$  В [22]. Аналіз результатів розрахунків вказує у більшості випадків на недопустимість заміни встановленої ПДПП на менш потужну через перевищення встановлених обмежень за рівнем напруги у СП для розглянутих режимів. Для технологічної дільниці «Проходка гор. 140 м» взагалі не виконуються вимоги за рівнем напруги навіть для встановленої ПДПП, що пояснюється нераціональним розміщенням ПДПП і надмірною довжиною низьковольтних кабелів, втрати напруги в яких суттєво впливають на її рівень на затискачах СП. Доцільно зауважити, що на інших дільницях ПДПП розміщені у складі енергопоїздів, тобто втрати напруги у кабелях приєднань СП зведені до мінімуму, і довжина магістрального низьковольтного кабелю також мінімальна. Цим забезпечується найвищий можливий рівень напруги для СП, так як ПДПП максимально наближена до них.

Засоби регулювання напруги ПДПП дозволяють змінювати коефіцієнт трансформації трансформаторів у межах  $\pm 5\%$ , таким чином збільшення втрат напруги при заміні ПДПП на ступінь меншою за потужністю може бути компенсовано у випадку невідповідності значення напруги на затискачах СП встановленим нормам.

За зниження коефіцієнту трансформації на 5% режим напруги для СП технологічних дільниць при заміні ПДПП буде задовільним, про що свідчать результати розрахунку, приведені у табл. 3.9. В іншому разі заміна ПДПП з точки зору забезпечення режиму напруги є неможливою.

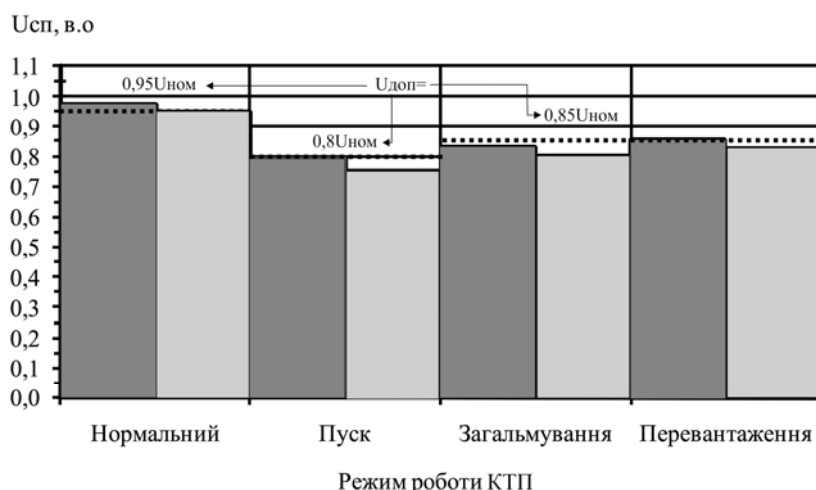


Рис. 2.7. Рівні напруги на затискачах двигуна комбайна для ПДПП суміжних типорозмірів у характерних режимах роботи при  $U_{ном} = 660 \text{ В}$   
 ■ – ПДПП-400/6; □ – ПДПП-250/6; ... –  $U_{доп}$

За існуючої технології відпрацювання вугільних пластів (довгими стовпами) з комбайновою виїмкою, довжинах лав, що досягають 150-300 м (характерно для шахт Західного Донбасу), для низьковольтної підземної системи електропостачання напругою 660 В вилучення наявних резервів потужності трансформаторів ПДПП є досить утрудненим.

Таблиця 2.9 – Режим напруги технологічних дільниць при заміні ПДПП і зменшенні коефіцієнту трансформації на 5 %

Дільниця	Потужність тр-ра ПДПП, кВА	Рівень напруги(В) на затискачах двигуна комбайна в режимах:			
		Норм.	Пуск	Загальмування	Перевантаження
808 лава	250	658	528	561	580
812 лава	250	662	<b>523</b>	<b>556</b>	575
814 лава	250 №1	681	577	610	624
	250 №2	681	541	574	592
Проходка гор. 140 м	250	625	<b>476</b>	<b>500</b>	<b>551</b>
Конвеєр 1Л100К№3 ЗМКШ	160	636	<b>485</b>	<b>526</b>	581
Конвеєр 2Л100У№1 ВМКШ	250	643	<b>482</b>	<b>527</b>	<b>558</b>
Конвеєр 2ЛУ120 по ГКК	400	657	530	616,5	582

Оскільки основними технічними обмеженням, які не дозволяють використати резерви потужності ПДПП, є забезпечення пускових і перевантажувальних моментів двигунів гірничих машин і установок, розглянемо можливість їх усунення за рахунок підвищення номінальної напруги електричної мережі. Розрахунки показали, що перехід на напругу 1140 В забезпечує необхідні рівні напруги ( $U_{дон}$ ) у характерних режимах роботи СП (рис. 2.8) для видобувних та прохідницьких дільниць. Таким чином, для умов Західного Донбасу дієвим заходом, який надає можливість використовувати резерви ПДПП за навантажувальною здатністю й одночасно знімає проблему забезпечення необхідних рівнів напруги у пусковому та перевантажувальному режимах для двигунів потужних СП за інших аналогічних умов, є переведення мереж видобувних і прохідницьких дільниць підземної системи електропостачання вугільних шахт даного регіону на більш високий рівень напруги, суміжний з напругою 660 В, тобто, 1140 В [23]. До того ж підстанції всього типорозмірного ряду розраховані на роботу при напрузі 690/1200 В, що досягається перемиканням схеми з'єднання обмоток з  $Y/\Delta-11$  на  $Y/Y$ , а переважна більшість гірничошахтного електроустаткування виготовляється на напругу 1140 В.

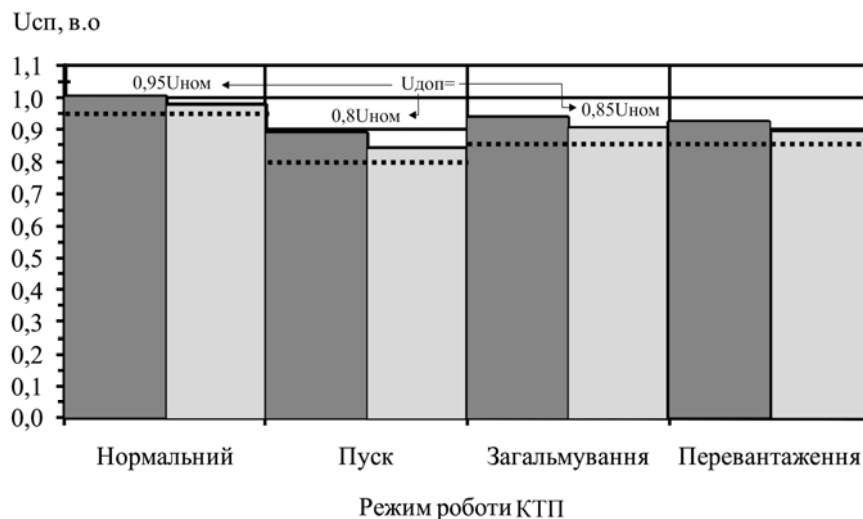


Рис. 2.8. Рівні напруги на затискачах двигуна комбайна для ПДПП суміжних типорозмірів у характерних режимах роботи при  $U_{ном} = 1140$  В:

■ – ПДПП-400/6; □ – ПДПП-250/6; ... –  $U_{дон}$

Рекомендації щодо підвищення напруги шахтної мережі до 1140 В – не нові, а даний рівень напруги застосовується для живлення потужних комплексів, проте з позицій підвищення ефективності використання навантажувальної здатності підстанцій за рахунок вилучення наявних резервів їх потужності даний захід раніше не розглядався.

*Дільниці магістрального конвеєрного транспорту.* На відміну від видобувних та підготовчих дільниць, для двигунів магістральних стрічкових конвеєрів необхідні рівні напруги не забезпечуються навіть для встановлених ПДПП. Рекомендації щодо їх заміни менш потужними з точки зору підвищення ефективності використання навантажувальної здатності трансформаторів тільки

погіршують ситуацію за технічними обмеженнями по напрузі на затискачах СП. Не вирішує даного протиріччя і переведення системи електропостачання на рівень напруги 1140 В. Доцільно відзначити, що для розглянутих дільниць всі конвеєри оснащені двома привідними двигунами однакової потужності, а при розрахунках рівня напруги було прийнято найтяжчий режим з одночасним їх запуском. Тому одним із заходів щодо задоволення технічних обмежень за рівнем напруги на затискачах двигунів у характерних режимах є розгляд забезпечення черговості пуску двигунів конвеєра за допомогою відповідної автоматики. У разі неможливості виконання даного заходу через підвищення ймовірності виникнення таких режимів як «пуск, що не відбувся», «затяжний пуск» при запуску конвеєра від одного двигуна, необхідно розглянути альтернативні рішення та можливості щодо зниження впливу пускових навантажень на мережу живлення. Одним з таких рішень є застосування регульованого електроприводу або пристроїв плавного пуску для асинхронних двигунів конвеєрів. Перетворювачі частоти та пристрої плавного пуску у вибухозахищеному виконанні розроблені та серійно випускаються інститутом УкрНДІВЕ.

*Конвеєрний транспорт з регульованим асинхронним приводом.* Необхідність економії енергії при виконанні технологічних операцій з транспортування вугілля спонукає до впровадження регульованого електроприводу змінного струму для асинхронних двигунів магістральних стрічкових конвеєрів. Відмітимо, що перевагою асинхронного електроприводу з частотним регулюванням швидкості, поряд з істотною економією електроенергії в статичних режимах роботи, є реалізація плавного пуску і гальмування. Формування плавних перехідних процесів при пуску і гальмуванні забезпечує виключення значних динамічних навантажень, що збільшує термін служби електродвигунів та елементів механічного обладнання (конвеєрна стрічка, роликові опори тощо). Крім того, при великій потужності електроприводу завдяки плавному пуску виключається вплив пікових електричних навантажень на мережу живлення, що сприятливо позначається на інших споживачах електричної енергії. Так ударні моменти, пускові струми, втрати потужності та споживання реактивної потужності можуть бути знижені при плавній зміні частоти напруги статора. Як було вказано раніше, для видобувних та прохідницьких технологічних дільниць основними технічними обмеженнями, які не дозволяють використати резерви потужності ПДПП, є незадовільні значення пускових і перевантажувальних моментів двигунів гірничих машин і установок.

Перевірка шахтної мережі за втратою напруги у характерних режимах для магістральних конвеєрів за умови використання частотно-регульованого приводу при зменшенні кратності пускового струму відносно номінального до величини 1,5 та значенні моменту, що не перевищує номінальний, показала наступне: технічні обмеження щодо застосування рекомендованого оптимального типорозміру ПДПП за рівнем напруги на затискачах двигунів задовольняються для всіх характерних режимів роботи обладнання навіть при напрузі СПЕП 660 В (табл. 2.10).

Таблиця 2.10 – Режим напруги дільниць конвеєрного транспорту зі встановленим/оптимальним типорозміром ПДПП при застосуванні ПЧ

Дільниця	Потужність тр-ра ПДПП, кВА	Рівень напруги(В) на затискачах двигуна конвеєра в режимах:		
		Норм.	Пуск	Загальмування
Конвеєр 1Л100К№3 ЗМКШ	250/160	618/604	630/612	642/627
Конвеєр 2Л100У№1 ВМКШ	400/250	621/611	631/614	643/632
Конвеєр 2ЛУ120 по ГКК	630/400	636/626	647/629	660/648

Таким чином, застосування регульованого асинхронного електроприводу для дільниць конвеєрного транспорту дозволяє уникнути прийняття підстанції завищеної потужності та сприяє підвищенню ефективності використання навантажувальної здатності трансформаторів ПДПП.

### **3. ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ПІДСТАНЦІЙ ГІРНИЧИХ ДІЛЬНИЦЬ**

#### **3.1. Принципи підвищення ефективності використання дільничних підстанцій**

Максимальне узгодження потужності струмоприймачів гірничого комплексу, яка є змінною у часі, з номінальною потужністю ПДПП, допускаючи режим систематичних перевантажень, є одним з головних положень, що повинні бути покладені у вирішення задачі ефективної експлуатації парку ПДПП за навантажувальною здатністю.

Наявність на вже існуючому підприємстві всього необхідного ряду потужностей трансформаторів дозволить за умови виконання певних вимог, формувати також їх оптимальний склад, що знаходиться у роботі впродовж розрахункового періоду, при якому найбільш раціонально буде використовуватися навантажувальна здатність трансформаторів й одночасно утримуватиметься нормальне скорочення їх строку служби.

То ж, в умовах конкретної шахти можливе здешевлення парку трансформаторних підстанцій за рахунок формування оптимального його складу за кількістю і одиничною потужністю.

Таким чином, вагомим принципом оптимізації парку ПДПП є мінімізація капіталовкладень в даний парк зі збереженням необхідної функціональності на визначеному розрахунковому періоді.

Узгодження потужності ПДПП з потужністю електроспоживання струмоприймачів для досліджених дільниць створює передумови для заміни існуючих ПДПП на ПДПП менших типорозмірів. Особливість даної заміни полягає у збільшенні завантаження ПДПП меншої потужності і виникнення при цьому режимів систематичних перевантажень, які при простій їх оцінці можуть не задовольняти вимоги [16] за величиною і тривалістю. Зважаючи на те, що навантажувальна здатність трансформаторів вибухобезпечних ПДПП суттєво залежить від температури оточуючого середовища та швидкості повітряного струменя у місці їх встановлення, дані фактори мають бути враховані при обґрунтуванні можливості оптимізації трансформаторного парку.

При встановленні ПДПП меншого типорозміру в опорах обмоток збільшуються втрати напруги, що призводить відповідно до зменшення рівня напруги на затискачах струмоприймачів дільниць і може стати критичним для забезпечення пускового та перевантажувального режимів двигунів комбайнів та конвеєрів. Проведені розрахунки рівнів напруги для пускового і перевантажувального режимів найбільш потужних СП дільниць переважно вказують на неможливість переходу на ПДПП меншої потужності при номінальній нарузі 660 В через перевищення встановлених для цих режимів обмежень. У поодиноких випадках взагалі не виконуються вимоги за рівнем напруги навіть для діючих ПДПП, що зазвичай зумовлено їх нераціональним розміщенням у гірничих виробках та значною довжиною кабелів до СП.



Тобто, принцип забезпечення необхідних рівнів напруги на затискачах двигунів найбільш потужних СП задля збереження їх продуктивної роботи також повинен неодмінно враховуватися при формуванні оптимального за потужністю парку ПДПП. Для його виконання ПДПП має бути максимально наближена до СП, за необхідності – використана її регульовальна здатність або взагалі застосована більш висока номінальна напруга. Для умов Західного Донбасу радикальним заходом, який надає можливість оптимального використання навантажувальної здатності трансформаторів ПДПП й одночасно практично знімає проблему забезпечення необхідних рівнів напруги у пусковому та перевантажувальному режимах для двигунів потужних СП, є варіант переведення технологічних дільниць на більш високий рівень напруги 1140 В.

Сутність принципів та положень з підвищення ефективності використання ПДПП основних технологічних дільниць за навантажувальною здатністю [24] свідчить про необхідність створення методичного та інформаційного забезпечення процесу експлуатації кожної складової оптимального парку шляхом контролю використаного робочого ресурсу діючого обладнання за поточним станом разом з прогнозуванням залишкового безаварійного строку його служби.

Заходом щодо підвищення надійності роботи даного виду обладнання є інформаційне забезпечення його режимів роботи, особливо тривалості і рівня перевантажень в процесі експлуатації. Актуальним і необхідним дане положення є при додатковому вирішенні задачі ефективного використання ПДПП у відповідності з термінами, встановленими заводом-виробником. Під ефективним використанням ПДПП слід розуміти використання навантажувальної здатності, гарантованої заводом-виробником, таким чином, щоб досягти найбільш повного використання встановленої потужності ПДПП на встановленому терміні служби. Тобто, щоб протягом свого терміну експлуатації за навантажувальною здатністю ПДПП відпрацьовувала ресурс, максимально близький до номінального. Виявлені резерви трансформаторної потужності мають бути вилучені і використані для побудови оптимального парку трансформаторного обладнання. Це положення знаходить своє підтвердження у наукових роботах дослідників Московського гірничого інституту: «...для досягнення повного використання трансформатора в заданий відрізок часу відповідно до встановленого ресурсом ізоляції. Це може бути добова або місячна норма перетвореної трансформатором електроенергії, тепла, що виділилося, або іншої величини, знаючи яку, можна правильно експлуатувати шахтний трансформатор і мати достатньо підстав для вирішення питання про його раціональне навантаження» [25].

### **3.2. Модельне забезпечення визначення поточного стану трансформаторів вибухобезпечних підстанцій**

Одним із підходів до вирішення проблеми ефективною і безпечною експлуатації шахтних ПДПП є застосування методів і технологій аналізу їх поточного стану, заснованих перш за все на модельному підході. Для підземних дільничних пересувних підстанцій на даний момент такі технології відсутні,

тому їх розробка є актуальною. Найбільш важливим і вразливим місцем по небезпеці відмови, її наслідків і тривалості ліквідації є вихід з ладу обмотки трансформатора. Причинами цього є відпрацьований ресурс ізоляційної системи та її пробій внаслідок морального зносу, що перейшов у фізичний, а також неприпустимий по тривалості і значенню режим навантаження, який викликає надмірний перегрів і руйнування ізоляції.

Строк служби трансформаторів може бути визначений за станом їх ізоляційної системи. Ізоляційна система трансформаторів стоїть на першому місці за важливістю оцінки її технічного стану серед інших функціональних підсистем трансформатора [26]. Показником, що впливає на збереження заданої працездатності ізоляційної системи протягом нормованого терміну служби доцільно вважати температуру ізоляції обмотки трансформатора, яка в свою чергу залежить від характеру використання трансформатора за його навантажувальною здатністю (див. рис. 3.1). У разі істотного недовантаження, маємо значне продовження терміну експлуатації трансформатора. Якщо ж трансформатор в процесі експлуатації зазнає надмірних перевантажень, то можна стверджувати про різке зниження терміну його роботи в порівнянні з номінальним через інтенсифікацію фізико-хімічних процесів деструкції ізоляційних матеріалів. І перший і другий випадки режимів роботи трансформаторів недоцільні, оскільки проявляється неефективне використання капітальних вкладень в трансформаторне обладнання через нераціональне використання його навантажувальної здатності.

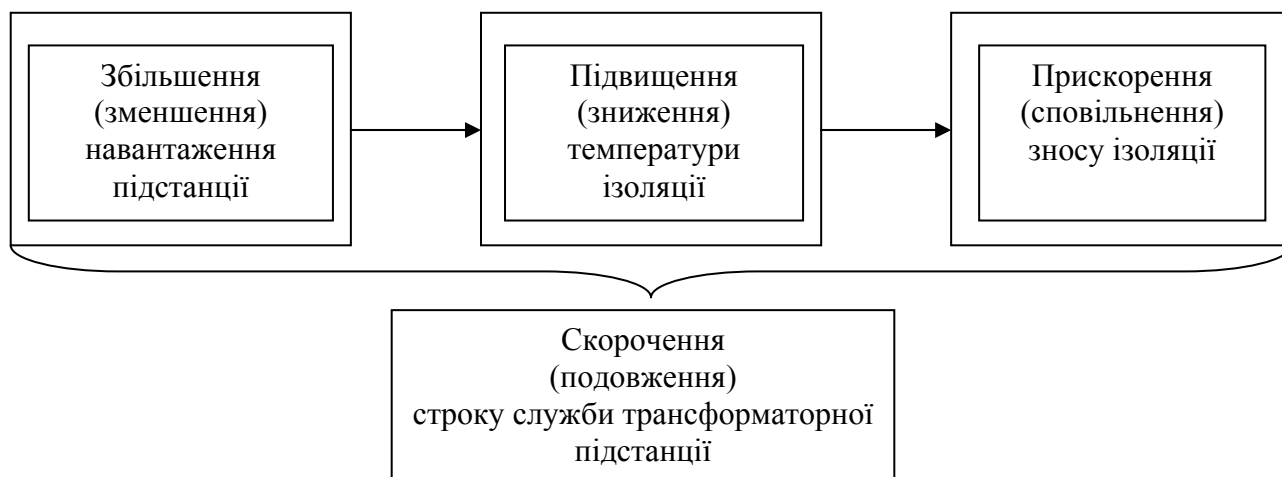


Рис. 3.1 – Взаємозв’язок між параметрами режиму роботи підстанції

Значна кількість відмов трансформаторів вугільних шахт пов’язана саме з виходом із ладу їх ізоляційної системи, що призводить до незапланованих раптових відключень комплексів, які отримують живлення від даної підстанції, внаслідок чого маємо зниження техніко-економічних показників за час простоїв, що в умовах зупинки високопродуктивних комплексів вугільних шахт приносить значний збиток виробництву.

Аналіз існуючих розробок з оцінки теплового режиму роботи сухих трансформаторів шахтних підстанцій [16, 20, 27-29, 30-32] показав, що існуючі підходи, методики і моделі не відображають і не задовольняють вимогам

безперервного контролю температури ізоляції обмоток в режимі реального часу. Немає можливості оперативної оцінки допустимості того чи іншого режиму та його впливу на термін служби трансформатора. До того ж наявні моделі неспроможні обробляти реальний графік навантаження в режимі реального часу, а лише перетворений двоступінчатий, що істотно впливає на точність одержуваних результатів. Додатково повинні бути враховані умови оточуючого середовища роботи обладнання, які досить часто відрізняються від встановлених у [17] умов по кліматичному виконанню і категорії розміщення.

Існуючі методи і моделі з визначення температури нагрівання обмоток для сухих шахтних трансформаторів з природним повітряним охолодженням [27] на даний момент застосовуються лише з метою перевірки реалізації системою охолодження трансформаторів своїх функцій щодо забезпечення допустимих перевищень температур їх окремих елементів. Відомі методи і моделі з визначення температур перегріву використовуються тільки для типових випробувань і придатні лише для перевірки номінальних встановлених паспортних даних за тепловою потужністю та для визначення температури окремих частин трансформатора в ustalених режимах роботи. До цих методів можна віднести: метод холостого ходу і КЗ (застосовуються в більшості випадків при типових випробуваннях), метод взаємного навантаження [33].

Перевищення температури окремих елементів трансформатора можуть бути визначені за допомогою методу теплових еквівалентних схем, але також тільки для ustalеного за навантаженням режимі роботи.

Зважаючи на приведені вище висновки щодо модельного забезпечення контролю поточного стану шахтних трансформаторів, контроль використаного трансформатором ресурсу доцільно проводити в залежності від поточного змінного завантаження трансформатора в режимі реального часу. Це, в свою чергу, потребує наявності відповідної математичної моделі розрахунку теплового стану обмоток трансформатора.

### **3.3. Математична модель оперативної оцінки поточного стану трансформатора вибухобезпечної підстанції**

При роботі підстанції в найгірших умовах за перевищенням температури знаходяться обмотки трансформатора. Дослідження нагріву обмоток електричних машин [34] підтверджують те, що найслабшим місцем ізоляції є найбільш нагріта точка обмотки (ННТ). Зважаючи на значну нерівномірність нагрівання обмоток трансформаторів з природним повітряним охолодженням, середня температура, визначена методом вимірювання їх омичного опору, не може служити критерієм строку служби ізоляції трансформатора. Більш правильним є врахування максимальної температури обмоток (температури ННТ), оскільки строк служби визначається не «середнім» станом ізоляції, а її пошкодженням в найбільш слабкому місці [35]. Таким чином для вирішення поставлених задач доцільним є контроль температурного режиму роботи обмоток саме для ННТ, яка, згідно досліджень [36] знаходиться на 3/4 їх висоти і відноситься до обмотки низької напруги середньої фази.

Головними вимогами до теплових моделей, згідно [35] є точність врахування температурних градієнтів і правильність відтворення їх в моделі. Чим ближче результати моделювання відповідають експериментальним даним, тим більшою буде достовірність отриманих даних.

Для масляних трансформаторів модель оцінки температури ННТ обмотки існує і базується на попередньому визначенні та підсумовуванні перевищень температури трансформаторного масла у його верхніх прошарках над температурою оточуючого середовища та температури ННТ обмотки над температурою масла [37-39]. Трансформаторне масло як охолоджуюче середовище «приймає на себе» всі втрати потужності в магнітній системі та обмотках трансформатора. Для трансформаторів з природним повітряним охолодженням, розташованими у герметизованих корпусах, саме вибухозахищена оболонка (кожух) трансформатора можна розглядати як складову, на яку розсіюються аналогічні втрати потужності. Відзначимо, що залежність температури ННТ обмотки та температури масла від навантаження (втрат потужності) є степеневою функцією з визначеними показниками. Для сухих трансформаторів дана залежність також є степеневою функцією, проте показники степеневої залежності будуть відрізнятися від аналогічних для масляних, так як будемо мати різні фізичні складові, для яких визначаються відповідні перевищення температур. Модель та алгоритм розрахунку температури ННТ обмотки сухого трансформатора може бути синтезована з ГОСТ 14209-97, але з обов'язковим врахуванням відповідних градієнтів та залежностей перевищень температур від поточного навантаження. Для цього виділяються наступні окремі елементи конструкції трансформатора: обмотки (ННТ обмотки НН), корпус трансформатора. Для даних елементів необхідно встановити залежності перевищення температури від поточного змінного навантаження, а конкретно:

1) залежність перевищення температури корпуса в найбільш нагрітому місці над температурою охолоджуючого середовища;

2) залежність перевищення температури найбільш нагрітої точки обмотки над температурою корпуса при змінному навантаженні.

Теплова модель шахтних сухих трансформаторів повинна враховувати наступні фізичні явища, що проходять в трансформаторі при нестационарних теплових процесах:

- втрати в обмотках залежать від їх електричного опору і змінюються в залежності від температури обмоток;

- метод розрахунку температурного режиму роботи силового трансформатора повинен враховувати реальний графік навантаження;

- для визначення допустимого навантаження і перевантаження в залежності від умов оточуючого середовища повинні враховуватися температура оточуючого середовища і швидкість повітряного струменя в місці установки підстанції.

В такому сполученні наведені припущення, уточнення і рекомендації для визначення температури ННТ обмотки дозволять більш коректно реалізувати задачі діагностики, контролю і прогнозування ресурсу обладнання в оперативному режимі.

Вирішення задачі отримання зміни температури обмотки і розрахунок зносу ізоляції обмоток в режимі реального часу за поточним навантаженням можливо реалізувати за допомогою модельного описання нагріву обмоток в нестационарному режимі навантаження. Вихідними даними, що закладаються перед розрахунками є:

- типорозмір трансформатора підстанції (номінальна потужність);
- вид системи охолодження (природне повітряне);
- постійна часу нагріву трансформатора  $\tau$ , год (за даними теплових випробувань зразка підприємством-розробником);
- паспортні втрати потужності в режимі холостого ходу  $\Delta P_{xx}$  і короткого замикання  $\Delta P_{кз}$ , кВт;
- температура охолоджуючого середовища  $T_{oc,real}$ , °C та швидкість повітряного струменя  $V_{стр}$ , м/с в місці встановлення підстанції;
- поточне навантаження трансформатора (повна споживана потужність СП дільниць).

За факторами оточуючого середовища розраховується коефіцієнт допустимого номінального завантаження підстанції в конкретних умовах за виразом (2.2). Таким чином, фактичний коефіцієнт завантаження, враховуючи вплив факторів оточуючого середовища, визначиться наступним чином:

$$K_{з,факт} = K_{з,i} / K_{з,дон},$$

де  $K_{з,i}$  – поточний коефіцієнт завантаження трансформатора (за показами системи енергоконтролю).

Далі виконується розрахунок температури ННТ обмотки трансформатора залежно від попередньо введених умов. Кількість розрахунків  $i$ , що відповідає визначеній кількості зняття показів для забезпечення необхідної точності кінцевого результату для інтервалу осереднення навантаження тривалістю  $\Delta t_i$ , який вибирається залежно від постійної часу обмотки, так як оцінюється ресурс трансформатора саме за станом ізоляції ННТ, становитиме:

$$N_{дод} = T_{дод} / \Delta t_i$$

Таким чином, добовий графік буде мати  $N$  інтервалів з відповідним рівнем навантаження.

Далі визначається відношення кожного інтервалу часу  $t_i$  від початку відліку до постійної часу нагріву трансформатора  $t_i / \tau$ .

Наступним кроком є визначення експоненційних коефіцієнтів кожного інтервалу навантаження:

$$A_i = e^{t_i/\tau}$$

Перевищення температури корпусу в найбільш нагрітому місці над температурою оточуючого середовища в залежності від коефіцієнту завантаження в усталеному режимі визначається за виразом

$$\theta_{\kappa_{iy}} = \theta_{\kappa_{(ном)}} \left( \frac{1 + b \cdot \xi_{i-1} \cdot K_{з.факт}^2}{1 + b} \right)^m,$$

де  $\xi = 1 + 0,00393 \cdot (K_{тср} \cdot \mathcal{G}_{i-1} - 115)$  – коефіцієнт зміни омічного опору обмоток для розрахункової температури.

$\theta_{\kappa_{(ном)}}$  – перевищення температури корпусу в найбільш нагрітому місці при номінальному навантаженні (визначається за експериментальними даними досліджень теплових полів ПДПП [20]);

$m$  – показник степеню сумарних втрат при розрахунку перевищення температури корпусу в найбільш нагрітому місці (пропорційність перевищення температури корпусу в найбільш нагрітому місці над температурою зовнішнього охолоджуючого середовища для сухого трансформатора з природним повітряним охолодженням);

$K_{з.факт}$  – фактичний коефіцієнт завантаження трансформатора;

$b$  – відношення паспортних втрат потужності в режимі короткого замикання і холостого ходу  $\Delta P_{кз} / \Delta P_{хх}$ .

**Примітка.** Втрати потужності короткого замикання у поточному режимі перераховуються для середньої температури обмоток. Середня температура прирівнюється до температури 115 °С, так як паспортні втрати короткого замикання приведені саме до цієї температури згідно ГОСТ 3484.1-88 п. 5.3.2.

Початкове перевищення температури всіх елементів трансформатора над температурою оточуючого середовища приймається рівним нулю  $\theta_0 = 0$  °С, (відповідає увімкненню трансформатора в мережу з «холодного» стану).

Перевищення температури корпусу в найбільш нагрітому місці над температурою оточуючого повітря в кінці кожного інтервалу з порядковим номером  $i$  визначається з виразу:

$$\theta'_{\kappa_i} = \frac{1}{A_i} \left( \theta_0 + \sum_{i=1}^x \theta_{\kappa_{iy}} (A_i - A_{i-1}) \right).$$

Перевищення температури обмотки над температурою корпусу в найбільш нагрітому місці пропорційно втраті потужності в обмотках у степені  $n$ . Приймаючи до уваги, що втрати потужності в обмотках пропорційні квадрату навантаження, маємо:

$$\Delta \theta_{обі} = \Delta \theta_{об(ном)} (K_i^2 \cdot \xi_{i-1})^n,$$

де  $n$  – значення показника степеню коефіцієнта завантаження при розрахунку перевищення температури обмотки;

$\Delta\theta_{об(ном)}$  – перевищення температури ННТ обмотки над температурою корпуса при номінальному навантаженні (за експериментальними дослідженнями) для граничної температури по нагрівостійкості ізоляції.

Примітка. Гранично допустиме перевищення температури найбільш нагрітої точки обмотки  $\theta_{ННТ.макс}$ , при якому знос дорівнює номінальному, визначається, виходячи з різниці максимальної по нагрівостійкості температури застосованої ізоляції і номінальної (згідно технічних умов) температури охолоджуючого середовища –  $\theta_{oc.TY}$ .

Перевищення температури обмотки в найбільш нагрітій точці над температурою охолоджуючого середовища при коефіцієнті завантаження  $K_{з.факт}$  дорівнює:

$$\theta_{оби} = \theta_{к_{iy}} + \Delta\theta_{оби}.$$

Температура обмотки в процесі роботи трансформатора визначається як сума перевищення температури обмотки в найбільш нагрітій точці над температурою охолоджуючого середовища і температури оточуючого повітря згідно технічних умов:

$$\theta_{оби} = \theta_{оби} + \theta_{oc.TY}.$$

Вираз для визначення відносного зносу ізоляції має наступний вигляд:

$$L = 2^{(\theta - \theta_n) / \Delta},$$

Постійну  $\Delta$  приймають рівною 10 °С. Добуток відносного зносу та часу дає значення зносу у відпрацьованих часових одиницях:

$$H = LT.$$

Добовий знос для графіку з інтервалом осереднення  $\Delta t$  дорівнює:

$$H = \sum_{i=1}^N L_i \cdot \Delta t.$$

Для зменшення громіздкості обчислень відпрацьованого зносу, враховуючи технологічні особливості виробництва (зниження електроспоживання в ремонтну зміну), кожену нову добу запропоновано приймати новий початок відліку часу, тому що за час зниженого навантаження трансформатор встигає значно охолонути до рівнів температури, при яких знос ізоляції можна не враховувати (табл. 3.1). При цьому початкова температура  $\theta_0$  вже буде не рівна нулю, тому трансформатор починає нагріватися не з холодного стану, а вже з нагрітого до певного рівня ( $\theta_0 > 0$  °С).

Таблиця 3.1 – Відносний знос ізоляції обмоток залежно від температури ННТ обмотки

$T_{ННТ}, ^\circ\text{C}$	200	190	180	170	160	<b>150</b>	140	130	120
$L, \text{в.о.}$	1,0	0,5	0,25	0,125	0,0625	<b>0,0313</b>	0,0156	0,0078	0,0039

Доцільно зауважити наступне: приведені вище положення щодо оцінки теплового стану обмоток шахтних сухих трансформаторів потребують проведення відповідних досліджень (на підприємстві-виробнику такі результати формуються у процесі типових випробувань обладнання) для встановлення характерних температурних градієнтів та перевищень температури для елементів, що розглядаються при реалізації запропонованого підходу. Такі дослідження необхідно провести для режимів роботи за номінального та відмінного від номінального завантаження трансформатора, після чого виконати розрахунки та внести вихідні значення температур та коефіцієнтів  $m$  і  $n$ . Лише у такому випадку буде можливо адекватно оцінювати відпрацювання ресурсу трансформатора за впливом поточного навантаження на знос ізоляції обмоток.

### 3.4. Моніторинг поточного стану вибухобезпечних підстанцій

Ідея контролю завантаження кожної окремої трансформаторної підстанції в реальному часі впливає з положення про унікальність кожного потужного об'єкта на гірничих роботах, що вимагає визначати навантажувальну здатність конкретної підстанції в конкретних умовах роботи. Такий підхід дає можливість приймати обґрунтовані рішення про додаткове навантаження або адресну заміну на більш чи менш потужну пересувну підстанцію, тобто забезпечити прийняття рішень за станом устаткування, а не за його відмовою.

Моніторинг режимів роботи ПДПП повинен відповідати конкретно визначеним вимогам:

- оперативність – надання інформації в режимі реального часу (on-line);
- неперервність – інформація про електроспоживання ПДПП повинна надходити постійно з визначеним інтервалом часу осереднення, що забезпечить необхідну точність контролю;
- інтелектуальна обробка інформації – автоматичний аналіз даних, розрахунок за математичними моделями, обробка і видача результату по контрольованому параметру.

Контрольованим параметром, який визначає відпрацьований строк служби ПДПП, в даному випадку доцільно прийняти знос ізоляції обмоток трансформатора, який визначається за поточним навантаженням ПДПП, якому відповідає певна температура обмоток.

Отже, для ефективного використання трансформаторного обладнання необхідно мати своєчасну та достовірну інформацію про електроспоживання в режимі реального часу, тобто проводити моніторинг режимів навантаження.

Відмічаємо наступне: при довготривалому номінальному навантаженні усталена температура обмотки діє постійно на процес старіння ізоляції, а за нестационарного режиму навантаження нагрів обмоток з близькими до



номінальних значень температурами триває лише частину від загального часу циклу. Усталені температури досягаються лише після декількох циклів. Таким чином, вони не можуть характеризувати процес старіння ізоляції обмоток. Це свідчить про те, що для точного обліку відпрацьованого ресурсу ізоляції обмоток повинна бути врахована певна дискретність в знятті показів щодо навантаження ПДПП, за яким можна буде достовірно судити про відпрацьований ресурс. То ж, для забезпечення необхідної точності моніторингу режимів роботи ПДПП з точки зору використання ресурсу її ізоляції за зносом слід визначитися з інтервалом часу осереднення збору необхідної інформації.

Зважаючи на те, що постійна часу обмотки  $\tau_{обм}$  для трансформаторів становить 5 – 10 хв, то отримання необхідної точності відновлення графіка температури ННТ за навантаженням ПДПП, згідно теореми Котельникова, буде забезпечуватися при періодичності зняття відповідних контрольних вимірів з інтервалом часу, що не перевищує половини  $\tau_{обм}$ , тобто 2,5 хв.

*Технічна реалізація.* Дані про режими роботи підстанцій можливо отримати, лише за умови ведення моніторингу процесу експлуатації об'єкту. Це положення підтверджується проведеними дослідженнями науковців Національного гірничого університету, де обґрунтовано необхідність проведення енергоконтролю на рівні дільничних пересувних підстанцій [40] та технічну реалізацію запропонованого підходу.

Так для реалізації контролю споживання електроенергії необхідні первинні датчики, які повинні бути встановлені в електрообладнанні мережі підземної системи електропостачання. Від цього залежить можливість обліку споживання електроенергії окремими установками і групами споживачів на відповідних рівнях розподілення електроенергії.

Технічний рівень розподільчих пристроїв систем підземного електропостачання не дозволяє вести облік електроенергії за стандартними схемами, наприклад неможливо використовувати схему Арона для підключення лічильників електроенергії. В шафі типу КРУВ доступними для вмикання додаткових пристроїв обліку є два трансформатори струму та один трансформатор напруги; в пересувних підстанціях доступними є один трансформатор струму та один трансформатор напруги. Через це для розширення можливостей системи по глибині контролю пропонується використовувати метод повороту векторів струму та напруги [40].

Реалізація запропонованого способу визначення поточного навантаження трансформатора ПДПП потребує застосування спеціального додаткового обладнання, а саме – мікроконтролерного блоку, що має бути встановлений у вибухобезпечний корпус підстанції. Донедавна така вимога була основним обмеженням та суттєво ускладнювала вирішення задачі енергоконтролю на рівні окремої ПДПП. Проте на сьогодні інститутом УкрНДІВЕ впроваджуються мікроконтролерні засоби у розподільчий пристрій низької напруги. Основними функціями, що закладаються в них, є виконання комплексного захисту, управління і контролю для шахтних підстанцій [41].

Для виконання функцій моніторингу стану ПДПП за поточним навантаженням необхідно реалізувати алгоритм, приведений на рис. 3.2.

Використання мікроконтролерних засобів разом з інтелектуальною обробкою інформації за розробленим алгоритмом (див. рис. 3.2) дозволить оцінювати поточний стан трансформатора ПДПП, а також додатково вирішувати задачі підвищення ефективності використання навантажувальної здатності й прогнозувати залишковий ресурс роботи для кожної окремої дільничної підстанції в умовах вугільних шахт, тобто забезпечується моніторинг режимів роботи даного обладнання.

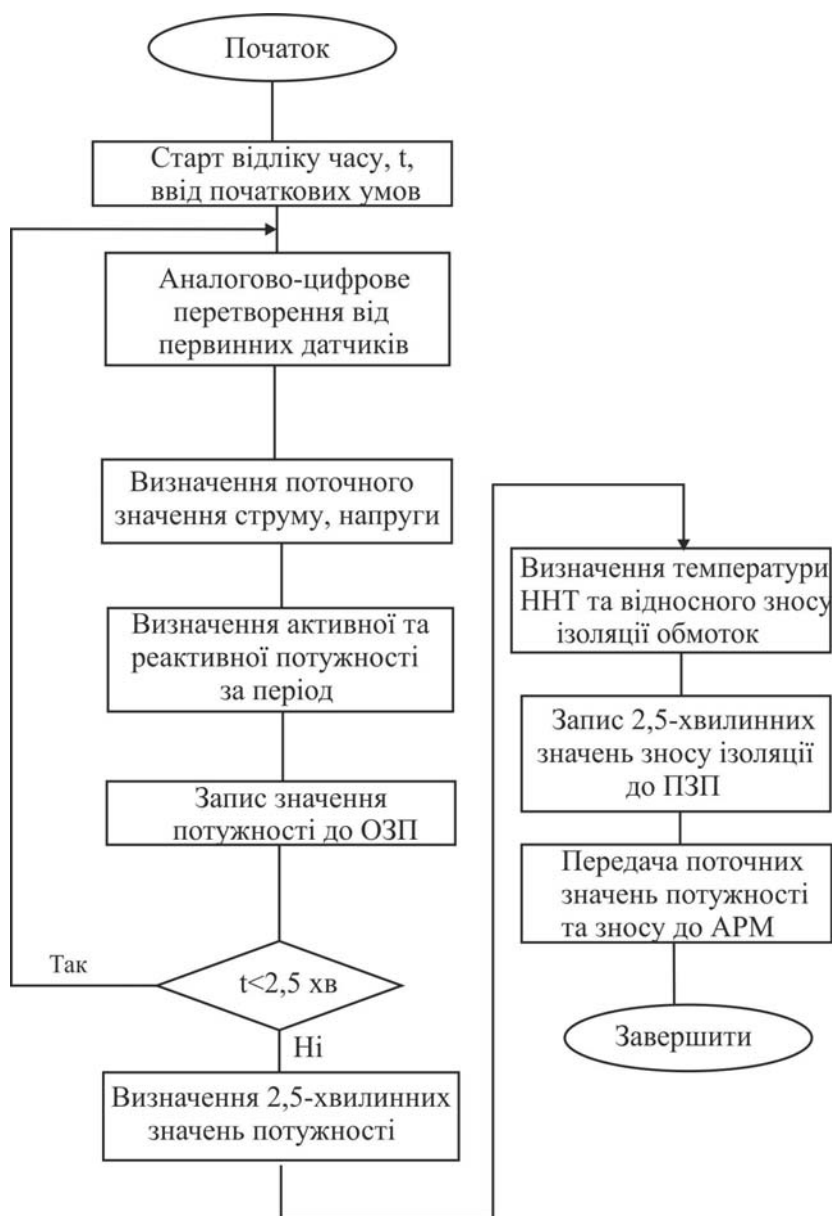


Рис. 3.2. Алгоритм оцінки поточного стану ПДПП

### 3.5. Вплив методів розрахунку електричних навантажень на ефективність використання вибухобезпечних підстанцій

Розрахунок електричних навантажень – це вихідний момент при створенні СЕП будь-якого об'єкта. Вони визначають розмір капіталовкладень і експлуатаційні показники СЕП.

Для розрахунку електричних навантажень вугільних шахт до теперішнього часу використовується метод коефіцієнта попиту [42]. Переваги методу полягають у простоті і наочності. Основний його недолік полягає у тому, що він не містить розрахункових формул для визначення середніх навантажень і є значною похибка визначення 30-хвилинного максимуму. На стадії проектування СЕП вугільних шахт останній виходить, як правило, завищеним для більшості об'єктів на всіх ступенях розподілу електроенергії – від шахти в цілому до окремої технологічної дільниці [43].

Істотна розбіжність (від десятків до ста і більше відсотків) між розрахованими за методом і фактичними максимальними навантаженнями – це наслідок декількох основних причин:

– до нормативно-довідкової літератури [42] включені верхні з отриманих у досліджах значення коефіцієнта попиту незалежно від кількості технологічно пов'язаних струмоприймачів;

– групові коефіцієнти попиту та потужності задані однаковими для всього різноманіття умов роботи устаткування, які можуть значно відрізнятись.

Спроби усунути недоліки методу коефіцієнту попиту ведуться з середини 60-х років рядом інститутів і вчених шляхом створення нових та вдосконалення існуючих методів розрахунку електричних навантажень [42, 44–48]. І хоча ці методи, крім вдосконаленого інститутом Центродіпрошахт [42], не стали у вугільній галузі офіційними, їх аналіз, з теоретичної точки зору, представляє безперечний інтерес для використання накопичених знань при обґрунтуванні напрямів, заходів та можливостей щодо удосконалення існуючих методів розрахунку електричних навантажень або пропозицій з альтернативного вирішення проблеми надмірного завищення розрахункових навантажень.

Для визначення розрахункових навантажень очисних і підготовчих вибоїв, а також інших дільниць гірничих робіт, крім методу коефіцієнта попиту, запропонований ряд інших: статистичний (КП) [46], стійкої потужності (інститут Донгіпровуглемаш), коефіцієнту форми (інститут ІГД ім. О. О. Скочинського), експериментальний (за графіками електричних навантажень).

Так, в роботі [46] розрахункове навантаження споживачів підземних дільниць рекомендується визначати за рівняннями регресії (табл. 3.2).

Середньозмінне навантаження  $P_{зм}$ , наприклад, для моделі  $P_{м30} = 34,4 + 1,66P_{зм}$  визначається залежно від номінальної потужності забійних СП і часу роботи комбайна за зміну, тобто застосування даної моделі вимагає точних даних про потужність споживання СП і час роботи комбайну, що є досить непростою задачею, так як на стадії проектування, час роботи комбайну

повинен розраховуватися за відповідними, як правило, усередненими, нормативами. Останнє будь-яку адекватну модель перетворює на досить грубий інструмент, придатний лише для орієнтовних розрахунків.

Таблиця 3.2 – Моделі для визначення 30-хвилинного максимуму електричних навантажень струмоприймачів основних технологічних дільниць

Струмоприймачі	Розрахункова модель
очисного вибою	$P_{м30} = 34,4 + 1,66P_{зм}$
очисного і підготовчого вибоїв або очисного вибою і конвеєрного штреку	$P_{м30} = 26,2 + 1,62P_{зм}$
конвеєрного штреку	$P_{м30} = 15,8 + 1,38P_{зм}$

Звідси випливає важливий висновок – необхідно погоджувати складність розроблюваних моделей і точність, з якою можуть бути отримані вихідні дані для розрахунку електричних навантажень на стадії проектування.

У роботі [47] показано, що для забійних СП в якості розрахункового максимуму навантаження для вибору параметрів більшості елементів дільничних електричних мереж за нагрівом необхідно приймати ефективний струм (діюче значення) при інтервалі осереднення графіка, рівному одній годині, і максимальному завантаженні машин і механізмів.

Середні навантаження видобувних машин рекомендується визначати залежно від опору вугілля різанню  $A_g$ , питомих енерговитрат  $W_k$  і годинної продуктивності  $Q_{год}$ , об'ємній вазі вугілля в цілику  $\gamma$ ; для конвеєрів середнє навантаження встановлюється залежно від довжини става  $L$ , кута нахилу  $\alpha$  і коефіцієнтів, що характеризують опір руху ланцюга і вугілля та питомі витрати енергії.

Переваги методики полягають в тому, що вона враховує вплив на формування електричних навантажень таких важливих факторів як міцність вугілля, продуктивність комбайна, тип і умови установки конвеєрів.

Основним недоліком методики слід вважати те, що для розрахунків потрібні досить специфічні дані, трудомісткість і точність визначення яких вимагає витрат на інформаційне забезпечення методики.

Спроба знайти залежність максимального навантаження споживачів видобувної дільниці від гірничотехнічних факторів зроблена також у роботі [48]. Її пропонується визначати за формулою:

$$P_m = \sum p_{ni} K + P_{cm}$$

де  $\sum p_{ni}$  – сумарна встановлена потужність струмоприймачів дільниці, виключаючи двигун комбайна;  $K$  – коефіцієнт, що враховує завантаження електродвигунів і неодноразність їх роботи ( $K = 0,7 \dots 0,75$  при кількості електродвигунів  $n \leq 20$  і  $K = 0,6 \dots 0,65$  при  $n > 20$ );  $P_{cm}$  – стійка для конкретних гірничотехнічних умов потужність двигуна комбайна.

Даний метод по суті мало чим відрізняється від методу коефіцієнта попиту. Уточнення стосується розрахункового навантаження одного струмоприймача – двигуна комбайна, яке враховується в навантаженні дільниці максимально можливим для даних умов значенням – стійкою потужністю, яка визначається за ОСТ 24.070.16. Остання, як правило, більше номінальної (за нагрівом) потужності двигуна тривалого ( $S_1$ ) і в значній кількості випадків годинного ( $S_2$ ) та повторно- короткочасного ( $S_4$ ) режимів.

Для дільниць з автоматизованими комплексами і високим ступенем організації робіт, коли режим роботи двигунів комбайнів наближається до тривалого, метод дає істотно завищені результати. Він, по суті, визначає верхню межу розрахункового навантаження, придатний тільки до груп струмоприймачів з вугільними комбайнами і має усі недоліки методу коефіцієнта попиту, тобто, не визначає середню за зміну потужність, не встановлює значення коефіцієнта потужності, не дозволяє оцінювати вірогідність появи навантажень відмінних від розрахункового, вимагає значного числа вихідних даних.

Широке поширення при проектуванні промислових електроустановок знайшов метод упорядкованих діаграм [49]. Для вугільної галузі він був рекомендований, проте до теперішнього часу через відсутність інформаційної бази, застосування не знайшов. У роботах [50, 51] встановлено, що розрахункові навантаження, визначені даним методом, завищуються на 50–200 %. Є дані [52] про завищення навантажень на 300–350 % і подвоєння похибки за останні роки. При обстеженні навантажень їх зниження виявлено не більш ніж в 1 % випадків [53], а при числі ефективних струмоприймачів  $n_e \leq 20$  і  $K_g = 0,1 \dots 0,8$  похибка методу перевищує 10% для 60 % обстежених споживачів, що буде характерним для умов основних технологічних дільниць, беручи до уваги загальну кількість їх струмоприймачів.

У [54] розбіжність між розрахунковими і фактичними навантаженнями пояснюється низькою достовірністю вихідних даних і розрахункових коефіцієнтів. Додатково до названих недоліків, в роботі [55] в числі причин завищення розрахункового максимуму електричного навантаження вказуються наступні:

- застосування в розрахунках максимальної моделі графіка навантаження – за розрахункове навантаження приймається можливий максимум, який може бути перевищений з відносно малою ймовірністю;
- виключення з розгляду кореляційних зв'язків і тих же зв'язків між окремими групами струмоприймачів.

Оцінюючи методи в цілому, необхідно зробити наступні висновки:

1. При розрахунку електричних навантажень вугільних шахт використовується два підходи: емпіричний – реалізований в методах коефіцієнта попиту і стійкої потужності, і статистичний в поєднанні з кореляційно-регресійним аналізом або елементами моделювання – в інших розглянутих методах.

2. Ні метод коефіцієнта попиту, ні статистичні моделі, крім запропонованих КПШ для споживачів видобувних дільниць, щоправда, при використанні достовірних, попередньо визначених з експерименту, вихідних даних, не забезпечують отримання результатів з нормативною ( $\delta = \pm 10\%$ ) похибкою.

3. Статистичні моделі для визначення розрахункових електричних навантажень доцільно застосовувати в тих умовах, які послужили базою для їх розробки.

4. Основними причинами, що призводять до значних похибок у розрахунках електричних навантажень, слід вважати порушення області застосування розроблених моделей, низьку достовірність, невизначеність вихідних даних. Це спричинено «старінням» моделей, відсутністю врахування зв'язку їх параметрів і розрахункових коефіцієнтів з організаційними і гірничотехнічними факторами.

Викладене вказує на те, що необхідні більш глибокі дослідження для розуміння явища тотального завищення розрахункового максимуму. Розробка і реалізація напрямків і заходів з удосконалення методів розрахунку електричних навантажень є механізмом підвищення ефективності систем електропостачання на різних етапах створення та функціонування СЕП – від науково-дослідної роботи до проектування і експлуатації.

### **3.6. Альтернативні підходи щодо підвищення точності вибору потужності підстанцій та управління їх парком на підприємстві**

Завищення розрахункової потужності технологічних дільниць, спричинене недоліками застосованого методу, викликає вибір ПДПП для їх електропостачання зі збільшеними параметрами (номінальною потужністю), що призводить до не ефективного використання даного виду обладнання за навантажувальною здатністю протягом терміну служби та збільшення капіталовкладень на його придбання.

Для підвищення ефективності використання ПДПП за навантажувальною здатністю необхідно врахувати ряд факторів, що мають місце для умов вугільних шахт і не охоплені існуючою методикою. До цих факторів належать гірничотехнічні та технологічні особливості роботи обладнання механізованих комплексів.

Підвищення точності визначення розрахункової потужності можливо виконати наступним чином:

1) удосконалення існуючої методики шляхом введення коригуючих коефіцієнтів, що дозволяють зменшити похибку визначення розрахункової потужності для вибору трансформаторів;

2) розробка нової технології визначення очікуваного розрахункового навантаження і вибору потужності дільничних трансформаторів, що дозволяє враховувати конкретні умови експлуатації обладнання.

Хронічне завищення встановленої потужності вибухобезпечних підстанцій вугільних шахт спричиняє невідповідну технологічним потребам типорозмірну структуру парку даного обладнання та неефективне використання навантажувальної здатності трансформаторів. Це вказує на необхідність вивчення даної проблеми з більш загальних, системних позицій.

Одним із інструментів вирішення такої задачі є використання техноценологічної теорії (технетики), що дозволяє будувати оптимальні структури взаємопов'язаних технічних елементів (техноценози).

### **3.6.1. Техноценологічний підхід щодо ефективного управління парком вибухобезпечних підстанцій вугільних шахт**

Техноценоз – це обмежена в просторі і часі взаємопов'язана сукупність далі неподільних технічних виробів–особин, об'єднаних слабкими зв'язками. Зв'язки в техноценозах носять особливий характер, який визначається конструктивною, а часто і технологічною незалежністю окремих технічних виробів і різноманітним вирішуваним завдань. Взаємопов'язаність техноценозів визначається єдністю кінцевої мети, що досягається за допомогою загальних систем управління, забезпечення та ін.

Згідно з викладеним визначенням техноценозів, парк ПДПП вугільної шахти утворює техноценоз, у якому особини – це окремі ПДПП, оскільки вони мають слабкі зв'язки, а взаємопов'язаність техноценозу визначається кінцевою метою – забезпечення електричною енергією технологічних дільниць шахти і стійкої роботи системи електропостачання.

У свою чергу, теорія техноценозів нерозривно пов'язана з ранговими розподілами, які лежать в основі аналізу ценозів різної природи. Найбільшого поширення набули рангові розподіли, що описуються узагальненою формулою Ципфа-Мандельброта, які з успіхом застосовуються в електропостачанні [56].

Проводячи аналогію з біоценозом, розглянемо техноценоз «Парк ПДПП» з позицій його стійкості. До показників стійкості можна віднести кількість особин ПДПП, що експлуатуються, середній термін служби ПДПП, швидкість старіння ПДПП. Останній показник є дуже важливим, оскільки його високий рівень веде до передчасного виходу з ладу ПДПП, а дуже низький – до неефективного їх використання на розрахунковому проміжку часу.

Щоб підтримувати дані показники оптимальними, слід враховувати і мінімізувати різні негативні впливи, які можуть виникати як в процесі експлуатації (тривалі перевантаження або недовантаження), так і на етапі проектування (похибки в розрахунках електричних навантажень). На рис. 3.3 наведена ценологічна схема впливу на ПДПП.

Неважко помітити вплив техноценозів на біоценози і навпаки (відмови ПДПП через помилки обслуговуючого персоналу, вплив агресивного середовища вугільних шахт на здоров'я людей і т.д.). Якщо звернутися до техноценозу ПДПП, то можна помітити, що їх «медицина» знаходиться на стадії розвитку: створюються сучасні системи діагностики та комплексного захисту, що дозволяє значно підвищити надійність роботи устаткування [41, 57].

В процесі експлуатації ПДПП можливим є виникнення різного роду відмов, викликаних впливом факторів агресивного навколишнього середовища, режимів роботи (зволоження, старіння, перевантаження тощо). Існуючі засоби комплексного захисту і діагностики ПДПП не дають об'єктивної інформації про поточний стан ПДПП, а лише допомагають уникнути аварійних ситуацій для потенційно небезпечного навколишнього середовища вугільних шахт. Крім того, необхідна база даних (АРМ диспетчера), де зберігається вся інформація про стан особини (ПДПП). Доцільно і корисно таку базу мати на промисловому підприємстві у відділі головного енергетика. Інформація, що накопичується на

базі статистичного матеріалу про стан ПДПП, у вигляді зворотного зв'язку через керуючий орган допомогла б прийняти правильне рішення про їх поточний стан і призначити відповідні рекомендації щодо можливості подальшої експлуатації, усунення відмови або заміни підстанції.

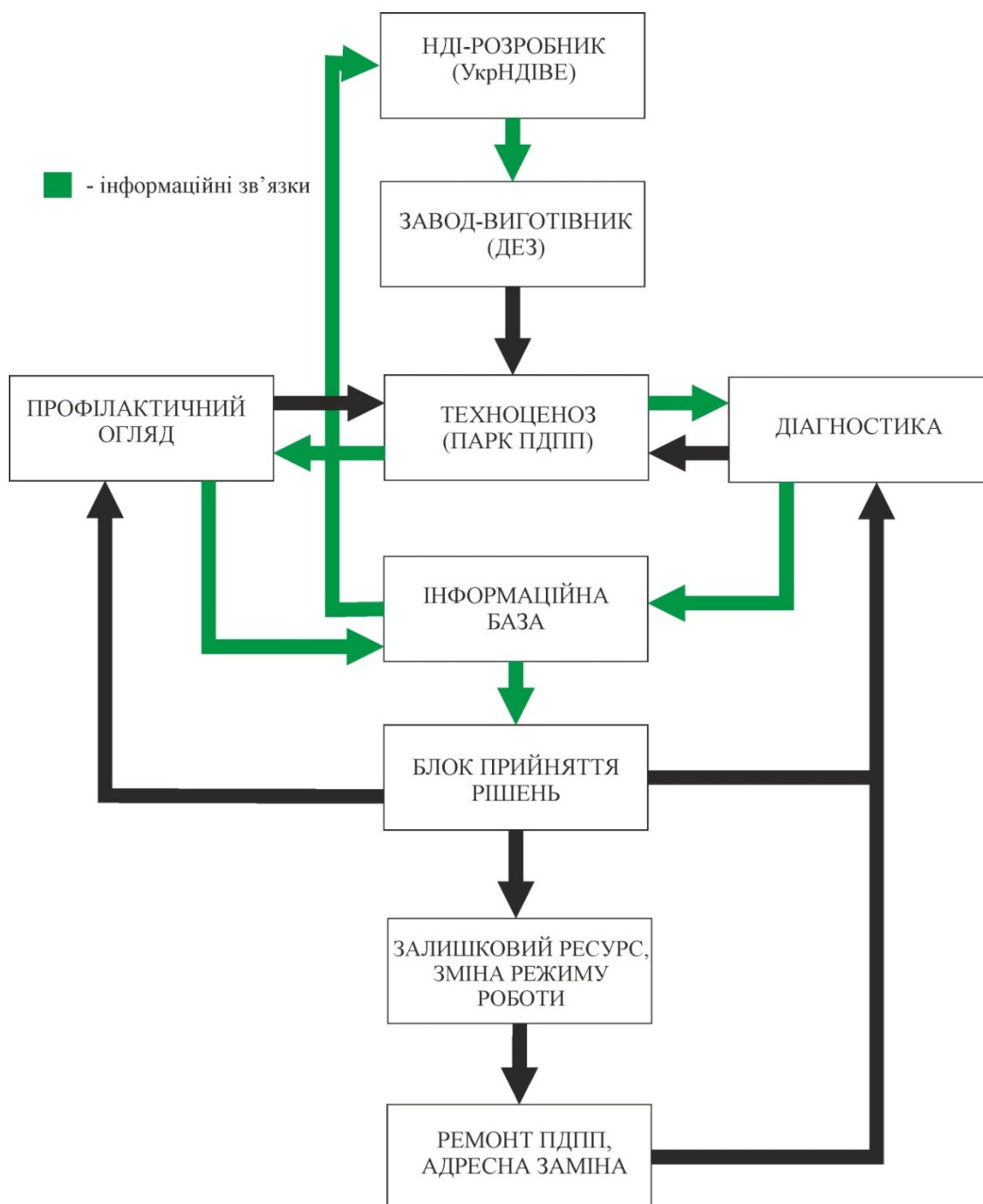


Рис. 3.3. Схема управління техноценозом «Парк ПДПП»

Для ПДПП усунути відмову є можливим, в основному, тільки шляхом виконання ремонту, який в шахтних умовах проводити заборонено, тобто необхідним є підняття устаткування на поверхню, що спричиняє витрату значної кількості часу і простої технологічних дільниць. Використання обробленої статистики може стати корисним і на стадії проектування систем електропостачання вугільних шахт, що сприятиме більш точному врахуванню



реальних електричних навантажень відповідно до умов їх отримання та для більш раціонального вибору типорозміру ПДПП. Результати сучасної неруйнуючої діагностики та контролю дозволять ефективно керувати станом як окремої ПДПП, так і техноценозом в цілому.

*Ранговий аналіз техноценозу «Парк ПДПП».* Положення техноценологічного підходу дозволяють:

- 1) оцінити структуру і стан виділеного ценозу;
- 2) вказати заходи щодо оптимізації ценозу з метою його сталого функціонування.

Першим кроком є рангове табулювання статистичних даних і подальша побудова рангового видового розподілу техноценозу. У табл. 3.3 наведено дані щодо існуючої структури парку ПДПП за їх кількістю та номінальною потужністю для типової шахти Західного Донбасу у вигляді рангового розподілу техноценозу.

Таблиця 3.3 – Табличний ранговий розподіл техноценозу

Ранг	Вид ПДПП	Кількість особин, $N_{oc}$	Видоутворюючий параметр, $S_{ном.т}$ , кВА
1	ПДПП-400	42	400
2	ПДПП-250	12	250
3	ПДПП-630	8	630
4	ПДПП-160	7	160

Виконаємо ранговий видовий та параметричний розподіли за вибіркою з 69 ПДПП (парк підстанцій шахти ім. М.І. Сташкова). Зазначимо, що під «видом» мається на увазі ПДПП певного типорозміру, а видоутворюючим параметром стосовно парку шахтних ПДПП є номінальна потужність трансформатора, яка є основною характеристикою кожного типорозміру. Найвищий ранг для видового розподілу присвоюється типорозміру ПДПП з найбільшою їх кількістю, подальше ранжування виконується аналогічно. Щодо параметричного розподілу, то найвищий ранг присвоюється ПДПП з найбільшим значенням видоутворюючого параметру.

На рис. 3.4, 3.5 представлені відповідно ранговий видовий та параметричний розподіли. Після побудови кривих рангових розподілів і апроксимуючих кривих можуть бути рекомендовані процедури оптимізації техноценозу з метою поліпшення його функціонування. Відповідно до першої процедури оптимізації найкращий стан техноценозу визначається виразом (3.1):

$$0,5 \leq \beta \leq 1,5 \quad (3.1)$$

де  $\beta$  – показник степеню у рівнянні апроксимуючої кривої рангового видового розподілу.

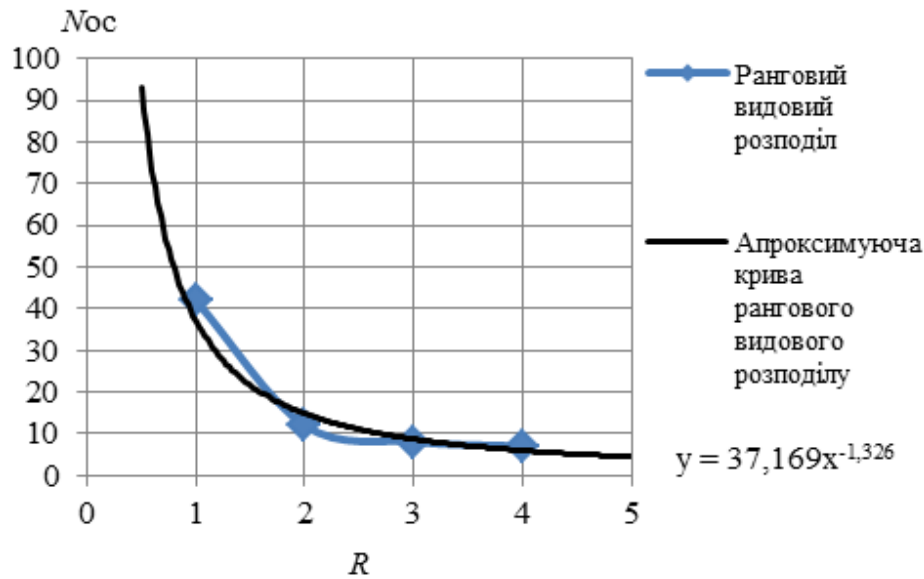


Рис. 3.4. Ранговий видовий розподіл для парку ПДПП вугільної шахти

У нашому випадку для рівняння апроксимуючої кривої рангового видового розподілу параметр  $\beta = 1,326$ , що відповідає оптимальному коридору, визначеного виразом (3.1).

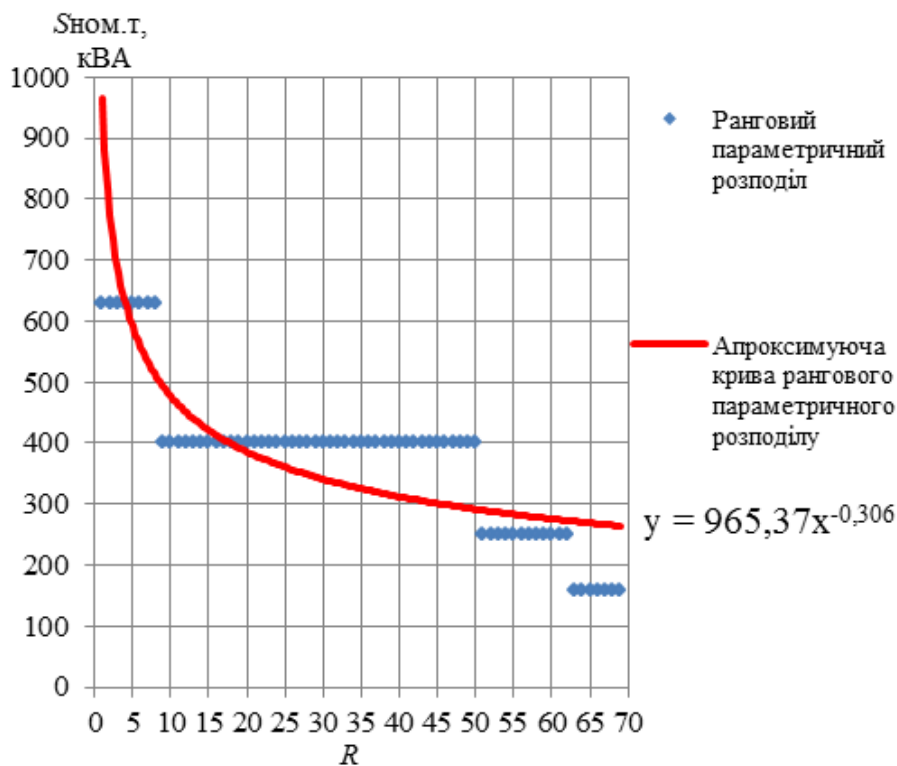


Рис. 3.5. Ранговий параметричний розподіл техноценозу за видоутворюючим параметром

Для того, щоб вказати заходи з оптимізації ценозу з метою його сталого функціонування, слід виконати другу процедуру – аналіз рангового параметричного розподілу за видоутворюючим параметром, результати якого наведені на рис. 4.3, звідки за рівнянням апроксимуючої кривої встановлюємо,

що значення показника  $\beta = 0,306$  не належить інтервалу оптимальності відповідно до виразу (3.1). Для попадання  $\beta$  в даний інтервал необхідно: зменшити кількість ПДПП з потужністю 400 кВА (встановлені переважно на видобувних, прохідницьких та дільницях конвеєрного транспорту) за рахунок збільшення кількості ПДПП з потужністю 250, 160 кВА.

У таблиці 3.4 наведено дані щодо існуючої типорозмірної структури трансформаторного парку для вугільних шахт Західного Донбасу, а також показники видових та параметричних розподілів техноценозів «Парк ПДПП», які отримані аналогічно наведеним вище процедурам.

Таблиця 3.4 – Типорозмірна структура парку ПДПП вугільних шахт Західного Донбасу

Шахта	Кількість ПДПП за видами, шт.						Показники розподілів	
	ПДПП-160	ПДПП-250	ПДПП-400	ПДПП-630	ПДПП-1250	Всього	$\beta_{\text{вид}}$	$\beta_{\text{парам}}$
ім. М.І. Сташкова	7	12	42	8	0	69	1,326	0,306
ім. Героїв Космосу	7	10	33	5	0	55	1,403	0,319
Благodatна	4	11	18	8	2	43	1,276	0,502
Павлоградська	2	10	38	7	6	63	1,427	0,46
Західно-Донбаська	2	15	38	16	0	71	1,787	0,46

Проведений аналіз існуючої структури парку вибухозахищених ПДПП вугільних шахт на оптимальність, а відповідно і ефективність використання парку ПДПП, дозволив зробити певні висновки:

- видова структура парку ПДПП вугільних шахт Західного Донбасу переважно відповідає оптимальній, що свідчить про достатність існуючого номенклатурного ряду трансформаторних підстанцій, які серійно виготовляються, тобто немає необхідності у його розширенні з точки зору більш раціонального їх вибору та підвищення ефективності використання.

- структура парку ПДПП за номінальною потужністю трансформаторів для створення оптимального парку вимагає певних змін. Наприклад, для шахти «ім. М.І. Сташкова» необхідно зменшити кількість підстанцій з потужністю 400 кВА за рахунок відповідного їх збільшення з номінальною потужністю 250, 160 кВА. Положення для даної шахти узгоджується з реальними даними щодо завантаження трансформаторів основних технологічних дільниць і можливості їх заміни менш потужними.

Техноценологічний підхід щодо аналізу структури парку ПДПП для шахт Західного Донбасу проведено для його статичного стану. За умови наявності інформації (моніторинг) про режими роботи підстанцій технологічних дільниць протягом періоду 3-5 років з'явиться можливість використати даний підхід більш глибоко і повно, а також розглянути додаткові видоутворюючі параметри в динаміці.

### 3.6.2. Удосконалення існуючої методики розрахунку електричних навантажень

Методи розрахунку електричних навантажень є «застиглими» і адекватно працюють переважно лише в умовах, для яких вони були отримані. Так, наприклад, розробниками існуючої методики (ІГС ім. Скочинського) запропоновано коефіцієнт  $K = 1,25$ , понижуючий розрахункову потужність при виборі типорозміру трансформатора. Але, як видно з проведених досліджень та аналізу реального завантаження ПДПП шахт Західного Донбасу, даний коефіцієнт не є об'єктивним, що призводить до завищення номінальної потужності ПДПП. Зазначимо, що понижуючий коефіцієнт 1,25 було введено на основі експериментальних досліджень, проведених для умов вугільних шахт Кузбасу, які за своїми гірничотехнічними характеристиками істотно відрізняються від шахт Західного Донбасу.

Розробники вітчизняних вибухозахищених ПДПП (УкрНДІВЕ) на основі проведених досліджень, виходячи з технологічних та економічних обґрунтувань, пропонують розширити шкалу номінальних потужностей трансформаторів і зменшити крок дискретизації до 1,255 [58] для типорозмірів підстанцій 630...2500 кВА. Відзначимо, що даний захід не вирішує проблему підвищення ефективності їх використання при необхідності прийняття типорозміру ПДПП  $S_{ном.т} \leq 630$  кВА, проте трансформатори саме таких типорозмірів переважно експлуатуються в умовах вугільних шахт Західного Донбасу. Проте, все ж таки застосування запропонованого в [58] ряду потужностей трансформаторів дозволить в деяких випадках уникнути завищення потужності до 57% по відношенню до величини  $S_{розр}/1,25$ , або ж до 25,5 % відносно  $S_{ном.т}$ . З вище викладеного аналізу випливає, що розширення типорозмірного ряду вибухозахищених ПДПП в деякій мірі може поліпшити загальну картину щодо завищення їх номінальної потужності, тому що при певних значеннях розрахункового навантаження для вибору трансформатора стане можливим застосувати більш відповідний типорозмір з найближчою більшою потужністю, проте по суті проблема вирішена не буде (особливо для умов шахт Західного Донбасу), а ряд труднощів з розробкою і серійним виробництвом нових ПДПП все ж виникне. До того ж, з точки зору оптимальної побудови техноценозів, типорозмірна структура (видовий розподіл) парку підстанцій відповідає оптимальній і не вимагає яких-небудь змін для розглянутих умов (Західний Донбас). Також помітно, що запропонований крок дискретизації співпадає з понижуючим коефіцієнтом  $K = 1,25$ , адекватність якого для умов Західного Донбасу досить сумнівна.

Повністю усунути недоліки розрахунку електричних навантажень дільничних мереж за існуючою методикою (метод коефіцієнта попиту) шляхом обґрунтованого врахування всіх гірничотехнічних і технологічних факторів для наявних умов є неможливим. Це викликано, перш за все, відсутністю необхідного масиву даних про режими роботи основного і допоміжного технологічного устаткування виробничих дільниць для конкретних умов його експлуатації.

Врахування впливу факторів оточуючого середовища (швидкість повітряного струменя і температура повітря) в місці установки ПДПП на навантажувальну здатність їх трансформаторів дозволяє лише в деякій мірі скоригувати розрахункове навантаження на кінцевому етапі розрахунку за існуючою методикою шляхом введення поправочного коефіцієнта на дію зазначених чинників.

Також відмітимо, що застосування частотних перетворювачів для асинхронних двигунів магістральних стрічкових конвеєрів дозволить у певних випадках зменшити похибку розрахунку електричних навантажень дільниць конвеєрного транспорту при виборі ПДПП приблизно на 20 %, що неодмінно сприятиме підвищенню ефективності їх використання за навантажувальною здатністю.

Всі спроби уточнити методику визначення розрахункових навантажень, як показує досвід, не принесли бажаного результату. Тому більш прогресивним є забезпечення моніторингу умов експлуатації устаткування, за рахунок чого з'являється можливість перетворити статичну розрахункову модель в адаптивну. Такий підхід дозволить вирішити протиріччя стосовно забезпечення достовірними вихідними даними й адекватністю моделі, що надасть змогу максимально наблизити використання навантажувальної здатності капіталоемного вибухозахищеного електроустаткування до оптимального рівня.

### **3.6.3. Технологічний підхід щодо оцінки режимів навантаження дільничних підстанцій**

Адекватність урахування реальних гірничотехнічних і технологічних умов конкретного родовища є основним чинником, що впливає на точність застосовуваної методики розрахунку електричних навантажень. В умовах відсутності інформаційного масиву даних про режими експлуатації та використання технологічного обладнання для конкретного родовища, попередню оцінку очікуваного розрахункового навантаження доцільно визначати за питомими витратами електричної енергії на виконання технологічних операцій по основним виробничим дільницям (видобуток, проходка, конвеєрний транспорт). Даний підхід ґрунтується на використанні залежностей питомої витрати електричної енергії від технологічних параметрів, що характеризують окрему виробничу дільницю. Так, для видобувних дільниць – це швидкість переміщення комбайна, для прохідницьких – середня швидкість просування підготовчої виробки, для конвеєрного транспорту – вантажопотік [59]. Зазначимо, що наведені параметри, в свою чергу, залежать від гірничотехнічних умов конкретного родовища, а також враховують застосовуване устаткування на реалізацію технологічного процесу.

Значні похибки при виборі потужності трансформаторів ПДПП зумовлюються недостатнім врахуванням наступних технологічних особливостей роботи дільниць:

- застосованої технології ведення очисних та підготовчих робіт;

- характеристики родовища корисної копалини (довжина лави, ширина пласта, щільність вугілля);
- характеристик застосованого обладнання (тип, потужність приводних двигунів, ширина захвату виконавчого органу, швидкість подачі);
- планових показників по видобутку вугілля з лави або швидкості підготовки виробок прохідницькими комплексами;
- технічних обмежень за газовим фактором, номінальною напругою підземної системи електропостачання та її допустимих значеннях в характерних режимах роботи обладнання (нормальний, пуск, перевантаження, загальмування)

Дані стосовно характеристики родовища, технології ведення робіт, застосованого технологічного обладнання та планових показників видобутку корисної копалини, тривалості основних та допоміжних операцій є заздалегідь відомими та містяться у технічному паспорті кожної дільниці. Технічні паспорти дільниць, що вводяться в експлуатацію, містять хоча й не фактичну інформацію, але таку, яка за допомогою перевірених аналітичних закономірностей дає змогу розрахувати необхідні параметри і отримати кінцевий оціночний результат у вигляді абсолютної витрати електричної енергії за технологічними операціями.

Знаючи витрату електричної енергії, можливо надати попередню оцінку розрахункового навантаження на технологічну дільницю і відповідно – на трансформаторну підстанцію. Під розрахунковим навантаженням будемо далі розуміти середньогодинну ефективну потужність (середньоквадратичне значення повної потужності), яку правомірно використовувати для вибору елементів СПЕП [60].

*Видобувні дільниці.* Для видобувних комплексів припускаємо, що подача комбайну забезпечується з постійною, наперед заданою швидкістю.

Дана швидкість може бути визначена за допомогою наступних виразів:

$$Q_k = \frac{Q_{доб}}{n_{p.z} \cdot K_m \cdot T_{p.z}}, \quad (3.2)$$

де  $Q_k$  – хвилинна продуктивність комбайну;  $Q_{доб}$  – добова продуктивність дільниці, т;  $n_{p.z}$  – число робочих змін;  $K_m$  – коефіцієнт машинного часу;  $T_{p.z}$  – тривалість робочої зміни, хв.

З іншого боку  $Q_k$  може бути визначена наступним чином:

$$Q_k = \gamma H B_z V_k, \quad (3.3)$$

де  $\gamma$  – щільність вугілля в цілику, т/м<sup>3</sup>;  $H$  – потужність пласту, м;  $B_z$  – ширина захвату робочого органу, м;  $V_k$  – швидкість подачі комбайну, м/хв.

Таким чином, швидкість подачі комбайну для досягнення планового добового видобутку вугілля, виражена через технологічні показники, може бути визначена за формулою (3.4):

$$V_{\kappa} = \frac{Q_{\text{доб}}}{n_{p.з} K_M T_{p.з} \gamma H B_3}. \quad (3.4)$$

Відомими величинами вважаємо наступні:

- час простоїв комплексів за технологічними причинами, враховуючи який, можна визначити коефіцієнт машинного часу  $K_M$  та час роботи комбайну  $T_{\text{кб}}$ ;
- число робочих змін – 3, тривалість робочої зміни – 360 хв;
- щільність вугілля у цілику становить  $\gamma = 1,3-1,35 \text{ т/м}^3$ ;
- потужність пласту;
- ширина захвату робочого органу визначається типом застосованого комбайну;
- добове навантаження на лаву  $Q_{\text{доб}}$  визначається згідно технологічного паспорту дільниці.

За швидкістю подачі, отриманою за виразом (3.4), визначається відповідна величина питомої витрати електричної енергії комплексом устаткування видобувної дільниці з виїмковою машиною (рис. 1 [59]).

Апроксимація приведеної в галузевому стандарті кривої залежності питомої витрати електроенергії  $\omega$  від швидкості подачі комбайну дозволила отримати наступний вираз:

$$\omega = 1,618 \cdot V_{\kappa}^{-0,41}, \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{т} \quad (3.5)$$

який є більш зручним для подальшого використання.

Для спрощення виразу (3.4) введемо наступні позначення:

- характеристика пласта та робочого органу виїмкової машини:

$$D_{\text{пл}} = H_{\text{пл}} B_3 \gamma,$$

- нормативний запланований час роботи комбайну протягом робочих змін:

$$T_{\text{кб}} = K_M T_{p.з} n_{зм} = K_M \cdot 360 \cdot 3 = 1080 K_M.$$

Тоді, вираз для визначення потрібної середньої швидкості переміщення комбайну протягом робочих змін приймає наступний вигляд:

$$V_{\kappa} = \frac{Q_{\text{доб}}}{1080 K_M D_{\text{пл}}}. \quad (3.6)$$

Вираз для визначення питомої витрати електричної енергії (3.5) приводиться до вигляду:

$$\omega = 1,618 \cdot \left( \frac{Q_{доб}}{1080 K_M D_{пл}} \right)^{-0,41} = 28,3 \cdot Q_{доб}^{-0,41} K_M^{0,41} D_{пл}^{0,41} \quad (3.7)$$

Наступним кроком є визначення споживання електричної енергії комплексом за робочі зміни:

$$A_{вид} = \omega \cdot Q_{доб} = 28,3 \cdot Q_{доб}^{-0,41} K_M^{0,41} D_{пл}^{0,41} Q_{доб} = 28,3 \cdot Q_{доб}^{0,59} K_M^{0,41} D_{пл}^{0,41} \quad (3.8)$$

Звідки можливо визначити середньогодинну потужність споживання  $P_{cp}$  за робочі зміни, кВт:

$$P_{cp} = \frac{60 \cdot A_{вид}}{T_{p.z} \cdot n_{pz}} = 0,056 A_{вид} \quad (3.9)$$

Середньоквадратичне значення потужності при цьому можливо отримати з наступного виразу:

$$P_{cp.kв} = P_{cp} \cdot K_{\phi} \quad (3.10)$$

де  $K_{\phi}$  – коефіцієнт форми графіка електричних навантажень, який на основі попередніх досліджень становить близько 1,37 для видобувних комплексів.

Середньоквадратичне значення повної потужності споживання для попередньої оцінки і вибору трансформатора ПДПП визначиться як:

$$S_{cp.kв} = \frac{P_{cp.kв}}{\cos \varphi_{cp}}, \text{ кВА}, \quad (3.11)$$

де  $\cos \varphi_{cp}$  – середній коефіцієнт потужності за робочі зміни, який для видобувних дільниць можна прийняти рівним 0,6-0,7.

Далі необхідно ввести поправочний коефіцієнт на вплив факторів оточуючого середовища і прийняти типорозмір трансформатора за наступною умовою:

$$S_{ном.т} \geq \frac{S_{cp.kв}}{K_{з.дон}}$$

Перевірка попередньо прийнятого типорозміру має бути виконана за технічними обмеженнями по напрузі на затискачах двигунів електрообладнання задля забезпечення їх стійкої роботи у характерних режимах (нормальний, пусковий, перевантаження, загальмування) з видачею відповідних рекомендацій щодо можливості його застосування.



*Підготовчі дільниці.* Для прохідницьких дільниць порядок оцінки очікуваного навантаження аналогічний видобувним. Приймається, що підготовчі роботи також виконуються шляхом комбайнової проходки виробок. Відмінність полягає у тому, що в якості характерного параметра використовується середня швидкість просування вибою  $V_6$ , м/год, а питома витрата електричної енергії  $\omega_{nid}$  прохідницьким комбайном визначається на виїмку 1 м<sup>3</sup> гірничої породи за рис. 2 [59].

Споживання електричної енергії  $A_{nid}$ , кВт·год/м<sup>3</sup> підготовчими дільницями протягом часового інтервалу роботи комбайну:

$$A_{nid} = \omega_{nid} \cdot Q_{nid},$$

де  $Q_{nid}$  – об'єм пройденої виробки, м<sup>3</sup>.

Для визначення питомих витрат електричної енергії та відповідної середньоквадратичної споживаної потужності  $S_{ср.кв.}$  приймаємо, що просування вибою рівномірне. Швидкість просування визначається залежно від планових показників з підготовки виробок та технологічних параметрів роботи устаткування: коефіцієнту машинного часу,  $K_m$ , коефіцієнту перервності роботи виконавчого органу,  $K_{np}$ ; застосованого обладнання та його технічних характеристик; часових показників роботи комплексів (тривалість зміни, кількість змін на добу, кількість робочих діб на місяць).

Швидкість просування підготовчих виробок може бути визначена наступним чином [61]:

$$V_6 = \frac{Q_{nid}}{n_{дiб} n_{p.з} T_{p.з} K_m K_{np}}.$$

Апроксимація приведеної у [59] залежності питомої витрати електричної енергії дозволяє описати її практично зі 100-% достовірністю у вигляді степеневої функції виду:

$$\omega_{nid} = 6,75 \cdot V_6^{-0,788}, \text{ кВт·год/м}^3,$$

що є більш зручною для подальшого використання у відповідних розрахунках.

Далі проводиться вибір потужності трансформатора і перевірка прийнятого типорозміру за технічними обмеженнями по напрузі на затискачах двигунів електрообладнання аналогічно з видобувними дільницями.

*Конвеєрний транспорт.* Для магістральних стрічкових конвеєрів визначення питомих витрат електричної енергії на транспортування 1 т вантажу на відстань 1 км виконується залежно від середньодобового вантажопотоку конвеєра  $Q_{тр}$ , т·км, який може бути визначений за звітними даними дільниць або за технологічними параметрами і видобутком вугілля за зміну, визначеним для ВД.

Апроксимація приведеної у [59] залежності питомої витрати електричної енергії на транспортування  $\omega_{mp}$  дозволяє описати її практично зі 100-% достовірністю у вигляді степеневої функції виду:

$$\omega_{mp} = 844 \cdot G_{mp}^{-0,863}, \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^3,$$

яка є більш зручною для подальшого використання у відповідних розрахунках.

Подальший порядок вибору та перевірки є аналогічним до приведених вище. Відмітимо лише наступне: при застосуванні для магістральних конвеєрів частотних перетворювачів, які є непрямыми компенсаторами реактивної потужності [13] і працюють з  $\cos\varphi_{чрп} = 0,97$ , значення середнього коефіцієнту потужності для дільниці приймати за наступним співвідношенням:

$$\cos\varphi_{cp} = \frac{P_{конв} \cdot \cos\varphi_{чрп} + \sum_{i=1}^n P_i \cdot \cos\varphi_i}{P_{конв} + \sum_{i=1}^n P_i},$$

де  $P_{конв}$  – сумарна потужність двигунів конвеєра, кВт;  $P_i$  – потужність допоміжного електрообладнання, що отримує живлення від даної підстанції, кВт;  $\cos\varphi_i$  – відповідні значення коефіцієнтів потужності для допоміжного електрообладнання. Дане положення доцільно також враховувати при виборі трансформатора для дільниць магістрального конвеєрного транспорту за використання перетворювачів частоти, що також дозволить у певних випадках зменшити похибку при розрахунку електричних навантажень при виборі ПДПП та сприятиме підвищенню ефективності їх використання.

Обов'язковою вимогою при реалізації технологічного підходу до вибору ПДПП дільниць є забезпечення подальшого моніторингу їх режимів роботи і контролю інтенсивності відпрацювання ресурсу ізоляційної системи на основі модельного підходу до розрахунку зносу ізоляції в оперативному режимі.

На рисунку 3.6 представлено порядок вибору потужності ПДПП на прикладі видобувних дільниць.



Рис. 3.6 Порядок вибору потужності ПДПП видобувних діляниць

## **4. ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РЕСУРСО- ТА ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ ПАРКУ ВИБУХОБЕЗПЕЧНИХ ПІДСТАНЦІЙ**

### **4.1. Загальні положення**

Для забезпечення реалізації технології вибору потужності вибухобезпечних ПДПП за питомими енерговитратами і застосування розроблених заходів та моделей щодо підвищення ефективності використання їх навантажувальної здатності необхідним є створення відповідної об'єктно-орієнтованої підсистеми як складової системи енергомоніторингу й управління електропостачанням гірничих машин і установок (СЕУПЕШ). СЕУПЕШ відноситься до сучасної інтелектуальної системи контролю за ефективністю електровикористанням гірничих машин та комплексів і управління розподільним устаткуванням систем підземного електропостачання вугільних шахт.

Підсистему реалізації технології ресурсо- та енергозбереження вибухобезпечних ПДПП на етапі вибору їх потужності слід відносити до проектуючої, а протягом строку експлуатації – до обслуговуючої підсистеми моніторингу режимів роботи ПДПП та підтримки адекватності проектуючих систем і технологій шляхом навчання та адаптації існуючих модельних підходів до конкретних умов експлуатації об'єктів.

Підсистема складається з ряду компонентів, що забезпечують її функціонування та об'єднані спільною цільовою функцією. Компонент системи являє собою елемент забезпечення, що виконує певну функцію в підсистемі. Для реалізації запропонованої технології доцільно виділити наступні компоненти:

- 1) *математичне забезпечення* – методи, математичні моделі, алгоритми;
- 2) *технічне забезпечення* – пристрої обчислювальної і організаційної техніки, засоби передачі даних, вимірювальні та інші пристрої або їх об'єднання;

### **4.2. Технічне забезпечення моніторингу вибухобезпечної підстанції**

В системах, побудованих на платформі інформаційних технологій, частина «інтелекту» для цього з верхніх рівнів переноситься на нижні. Це знижує матеріальні витрати на обладнання і апаратуру і скорочує час їх монтажу. Перенесення «інтелекту» на нижні рівні створює також передумови для проведення глибокої діагностики обладнання, що дозволяє суттєво підвищити надійність систем і поліпшити експлуатаційні характеристики як технологічних установок, так і власне систем контролю і управління.

*Структура системи.* Основними факторами, які визначають структуру системи контролю, є кількість і компактність місцезнаходження точок обліку, тип і характер вхідних сигналів датчиків, засіб організації обробки первинних даних (централізований, децентралізований) відстані від датчиків до пристроїв, де виконується обробка даних і ряд інших.

Первинні датчики, які можуть бути використані для технічного обліку електроенергії, вмонтовані у високовольтні КРП і підземні дільничні підстанції.

За основу побудови системи енергоконтролю можна взяти варіант структури територіально-розподіленої системи контролю з первинною обробкою інформації і локальним керуванням ПДПП і КРП [62] з використанням контролерів на кожному пункті обліку, об'єднаних в межах ЦПП, РПП в локальну мережу.

За функціональним призначенням в системі (див. рис. 4.1) виділено три ієрархічні рівні (підсистеми) і один підрівень (ПДПП):

- рівень I (*нижчий рівень*) – підсистема збирання первинної інформації для енергоконтролю окремих технологічних ділянок, що отримують живлення від ПДППВ (базові елементи: локальні контролери (ЛК), трансформатори струму і напруги, вбудовані в ПДПП); підсистема збирання первинної інформації для енергоконтролю потужних установок і управління високовольтними КРП (базові елементи: локальні контролери (ЛК), трансформатори струму і напруги, вбудовані в шафи КРП або інше устаткування СПЕП).

- рівень II (*середній рівень*) – підсистема зв'язку і обміну інформацією (базові елементи: збірні контролери (ЗК), ретрансляційні (РЛЗ) і локальні (ЛЛЗ) лінії зв'язку, а також типу польової шини CAN-bus, лінійні модулі).

- рівень III (*верхній рівень*) – пульт управління енергодиспетчера (ПУЕ) – підсистема проблемної обробки інформації і прийняття рішень. Основними елементами є ПК, спеціальне програмне забезпечення і комунікаційне обладнання, а також технологічний сервер (ТС).

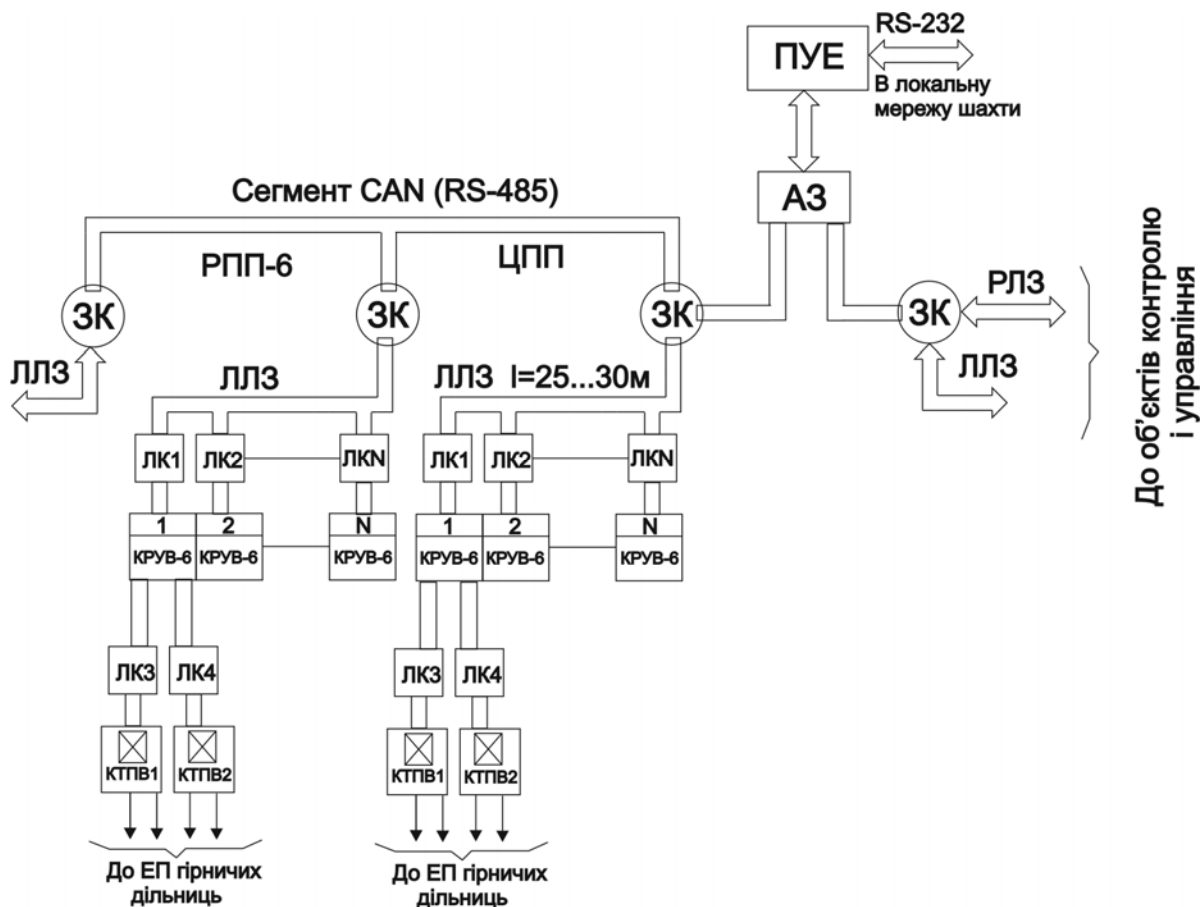


Рис. 4.1. Структурна схема територіально-розподіленої системи поглибленого енергоконтролю і управління з прив'язкою до обладнання СПЕП

Кожна підсистема є інтелектуальною і має відповідний склад технічних засобів, програмне, методичне і інформаційне забезпечення.

Контролери ЛК монтуються у вибухозахищену оболонку ПДПП, шафи КРП, з яких збираються ЦПП і РПП-6 кВ. Вони встановлюються в кожному ПДПП і КРП, забезпечуючи вимірювання активної і реактивної потужності, облік спожитої електроенергії, контролюють стан ПДПП, КРП, їх причини відключення, передають цю інформацію збірному контролеру (ЗК).

Збірний контролер з іскробезпечним джерелом живлення встановлюється в камерах підстанцій і обслуговує до 8 КРП. Задачею ЗК є обробка інформації від локальних контролерів ЛК і передача її на пульт управління енергодиспетчера.

Адаптер зв'язку призначений для організації двонаправленого зв'язку між збірним контролером і ПЕОМ енергодиспетчера.

Пульт управління енергодиспетчера ПУЕ – це ПЕОМ зі спеціальним програмним забезпеченням, яке разом з пристроями з'єднання (адаптер зв'язку), лінійними модулями і лініями зв'язку (ЛЗ, РЛЗ, ЛЛЗ) об'єднує всі апаратні засоби в єдину розподілену систему.

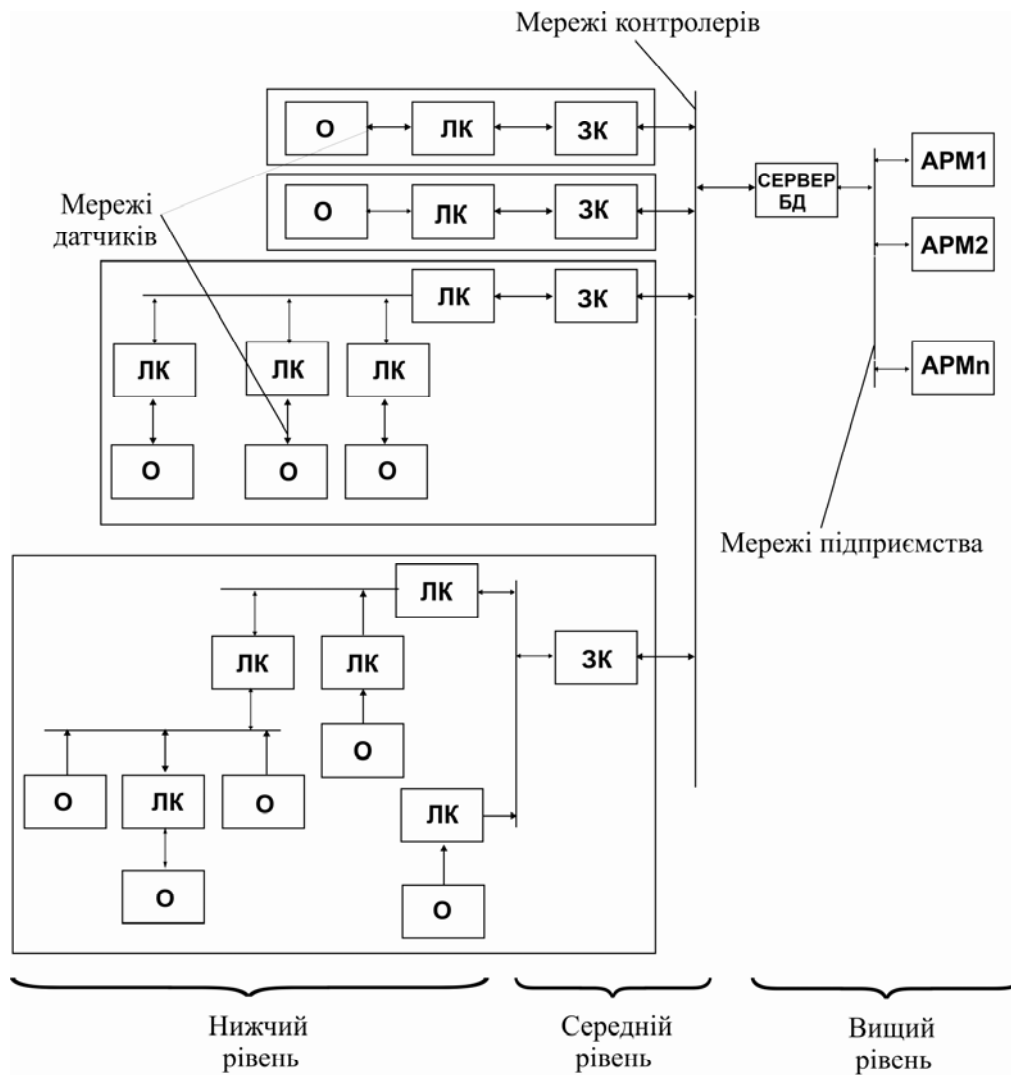
В цій схемі локальні контролери (ЛК) використовуються як для обробки інформації про електрооспоживання, так і для керування і діагностики стану пристроїв системи підземного електропостачання.

*Технічна реалізація системи енергоконтролю.* Для виконання функцій, закладених у систему, в її склад повинні входити необхідне устаткування і пристрої. Відповідно до їх призначення і застосування доцільно виділити в системі три різних за складом апаратно-орієнтовані рівня.

Обладнання нижчого рівня повинне містити недорогі програмовані мікроконтролери (локальні контролери), обладнання середнього рівня – контролери більш високого рівня, а також модулі прийому та передавання інформації, на верхньому рівні має бути сервер і декілька персональних комп'ютерів з АРМ.

Все обладнання нижчого і середнього рівнів повинне бути пристосованим для використання в середовищі небезпечному за вибухом пилу і газу, тому що згідно з концепцією побудови системи енергомоніторингу та структури, за якою її пропонується побудувати, обладнання нижчого і середнього рівнів повинне встановлюватись і функціонувати у підземних виробках шахти. При цьому найбільш раціонально, щоб по можливості територіальне розміщення обладнання системи енергомоніторингу і конфігурація ліній зв'язку співпадало з конфігурацією СПЕП і розміщенням її об'єктів – підземних підстанцій та РПП.

Основою схеми для побудови блока управління ПДПП є спеціальне додаткове обладнання, а саме – мікроконтролерний блок, що має бути встановлений у вибухозахищений корпус підстанції. Донедавна така вимога була основним обмеженням та суттєво ускладнювала вирішення задачі енергоконтролю на рівні окремої ПДПП. Проте на сьогодні інститутом УкрНДІВЕ, розробником ПДПП, впроваджуються мікроконтролерні засоби у розподільчий пристрій низької напруги. Основними функціями, що закладаються в них, є виконання комплексного захисту, управління і контролю для шахтних підстанцій [41].



О – об'єкт, ЛК – локальний контролер, ЗК – збірний контролер,  
АРМ – автоматизоване робоче місце

Рис. 4.2. Архітектура системи енергоконтролю та управління [63]

Використання мікроконтролерних засобів разом з інтелектуальною обробкою інформації дозволить оцінювати поточний стан трансформатора ПДПП, а також додатково вирішувати задачі підвищення ефективності використання навантажувальної здатності й прогнозувати залишковий ресурс роботи для кожної окремої дільничної підстанції, тобто забезпечується моніторинг режимів роботи даного обладнання.

Об'єднання ЛК у локальну мережу необхідне для збирання інформації з декількох об'єктів, які контролюються та передавання її на середній ієрархічний рівень системи. Таке об'єднання може здійснюватися за допомогою багатьох існуючих стандартів (протоколів). Головним обмеженням, що накладається на використання того чи іншого з інтерфейсів, є наявність у шахті вибухонебезпечного середовища. Тому лінії зв'язку і електричні кола, що у шахті з'єднують між собою контролери – як локальні так і середнього рівня – повинні бути іскробезпечними.

Лінії зв'язку між обладнанням нижчого і середнього рівнів, як правило, мають невелику протяжність і повинні будуватися за шинною топологією підключення з використанням відкритих інтерфейсів. Лінії зв'язку між обладнанням всіх рівнів, а також з поверхнею повинні бути іскробезпечними.

При виборі середовища зв'язку перевагу слід надавати інтерфейсам, які допускають шинну топологію підключення об'єктів. При організації каналів зв'язку можливе використання виділених ліній, перспективним є використання силових розподільних мереж і радіоканалу. Проте можливість використання останніх потребує додаткових досліджень у зв'язку з високим рівнем опору в силових лініях і обмеженою можливістю розповсюдження радіохвиль в умовах підземних виробок.

Отже, при великій кількості абонентів у мережі з використанням таких широко відомих стандартів як RS-485 та CAN, може статися неприпустимим по умовам вибухобезпеки. Тому на нижчому ієрархічному рівні перевагу слід надавати інтерфейсам з послідовною топологією з'єднань – таких як RS-232 та струмова петля (CL). Обидва з цих інтерфейсів переважно призначені до з'єднання типу «точка-точка», тобто для радіальної конфігурації інформаційної мережі. Але при відповідній доробці їх можна використовувати також для магістральних мереж. Причому найпростіше це робиться у струмовій петлі. Це, а також те, що вона більш проста в реалізації і тому більш надійна, надає більшу перевагу її використанню. Суттєвим недоліком струмової петлі є обмежена кількість абонентів, що можуть бути підключеними до неї. Але у більшості випадків в умовах шахти цей недолік не являється критичним. Протокол обміну у локальній мережі може бути довільним, але більш бажаним є використання протоколу RS-232. При магістральній схемі з'єднання організація обміну повинна здійснюватися по запиту головного контролера (ГК), який відноситься до середнього рівня. Решта контролерів – локальні. Вони збирають і зберігають інформацію по енергоспоживанню та про стан об'єктів, які контролюються. Кожен з контролерів повинен мати індивідуальний номер і у відповідь на запит передавати зібрану інформацію на вищий рівень.

#### **4.3. Економічна оцінка заходів з підвищення ефективності використання дільничних підстанцій**

ПДПП є найважливішими елементами підземної системи електропостачання вугільних шахт. Починаючи з 60-х років минулого сторіччя, на основі досвіду і досягнень науки і техніки було створено такі серії сухих з повітряним охолодженням трансформаторів і підстанцій як ТСШВ, ТСШВП. З 80-х років ця серія трансформаторів і ПДПП була замінена серією ТСВ і ТСВП, а наприкінці 90-х – серією підстанцій КТПВ. На сьогодні ведуться дослідження та розробки нової серії ТВКП, ТВПШ. Таким чином, досить добре простежується тенденція постійної розробки та впровадження нових серійних зразків вибухобезпечних підстанцій. При чому відмінності між серіями відповідають принципам ресурсозбереження та досягаються шляхом розробки передових конструкторських рішень, застосування сучасних технологій і електротехнічних матеріалів.



Наприклад, силові трансформатори для підстанцій типу КТПВ виконані на електротехнічних матеріалах, розроблених в кінці 80-х років минулого сторіччя. Це електротехнічні сталі з питомими втратами 1,2-1,4 Вт/кг, електроізоляційні матеріали не вище класу нагрівостійкості 200 °С. Проте на сьогоднішній день серійно випускаються нові електротехнічні матеріали, що активно використовуються в сучасних конструкціях: електротехнічні сталі з питомими втратами до 0,9 Вт/кг, електроізоляційні матеріали класу нагрівостійкості 220 °С з високою електричною міцністю. Помітних успіхів досягла технологія виготовлення елементів конструкції загальнопромислових трансформаторів, а саме:

- виготовлення магнітопроводу з «косим стиком»;
- застосування обмотувальних проводів з ізоляцією арамідним папером, поліімідною плівкою, що працюють в довготривалому режимі при температурі більше 200 °С;
- застосування конструкцій обмоток прямокутної і овальної форми;
- застосування обмоток з мідної стрічки, завдяки чому істотно підвищується їх електродинамічна стійкість.

У зв'язку з цим, з'являються можливості для створення нових, більш досконалих серій вибухозахищених трансформаторів для яких можна суттєво збільшити електромагнітні навантаження на елементи конструкції і тим самим знизити витрату активних матеріалів, трудовитрати, масу і габарити силового трансформатора, і одночасно зберегти незмінною або навіть збільшити потужність. Застосування наведених вище конструктивних рішень дозволить зменшити витрату активних матеріалів: міді – до 10%, електротехнічної сталі – до 12% [6].

Вимоги експлуатації обумовлюють необхідність постійного вдосконалення вибухобезпечних пересувних підстанцій. Це досягається шляхом: забезпечення більш якісних технічних характеристик, зниження питомої витрати активних і ізоляційних матеріалів, удосконалення технічних рішень, що підвищують надійність і безпеку застосування ПДПП, зручність їх обслуговування та розширення функціональних можливостей.

Аналіз зразків сухих трансформаторів вітчизняного та закордонного виробництва переконує, що тільки за умови виконання наведених вище положень можливе створення ПДПП високого технічного рівня у відповідності до основних принципів ресурсо- та енергозбереження.

Вимоги до ресурсозбереження базуються на таких основних принципах.

*Принцип раціональності обмежень.* Нормативне забезпечення процесів створення та використання ресурсів будь-якого виду має бути спрямоване на зменшення його вичерпання, що досягається шляхом раціоналізації способів використання з урахуванням тенденцій розвитку технологій забезпечення заданих рівнів якості виробів.

Даний принцип повністю відповідає вимогам постійного удосконалення конструкцій та застосування сучасних електротехнічних матеріалів з покращеними характеристиками при створенні серій вибухобезпечних підстанцій нового технічного рівня.

*Принцип взаємопов'язаності.* Стандартизація вимог ресурсозбереження невіддільна від загальних проблем нормативного забезпечення ресурсовикористання, якості об'єктів, а також від стандартизації вимог інформатизації технологічних процесів і технічних засобів.

Наведений принцип відповідає доведеному положенню щодо унікальності кожного об'єкту СПЕП (ПДПП) та необхідності інформаційного супроводу (моніторингу) його експлуатації з метою оцінки відпрацьованого та прогнозованого залишкового ресурсу, а також накопичення відповідних баз даних і створення адаптивних моделей розрахунку електричних навантажень для вибору потужності трансформаторів для конкретних умов експлуатації.

*Принцип неперервності.* Прогнозування, планування, реалізація і оцінка результатів нормативного забезпечення вимог ресурсозбереження та ресурсовикористання повинні здійснюватися постійно в безперервному або дискретному режимах, обумовлених специфікою видів ресурсів, методів їх застосування на стадіях життєвого циклу об'єктів.

Даний принцип співпадає з положеннями стосовно підвищення ефективності використання закладеного ресурсу навантажувальної здатності трансформаторів шахтних ПДПП шляхом застосування неперервного он-лайн моніторингу, заснованого на модельному підході оцінки відпрацювання ресурсу ізоляційної системи.

*Принцип обов'язковості.* Обов'язковою є забезпечення вимог раціонального використання та економного витрачання ресурсів на всіх стадіях життєвого циклу виробів і об'єктів.

Сукупність заходів з підвищення ефективності використання навантажувальної здатності трансформаторів вибухобезпечних підстанцій протягом експлуатації покликані вирішити саме проблему раціонального ресурсовикористання.

Заходи з підвищення ефективності використання навантажувальної здатності вибухобезпечних ПДПП мають стимулювати своєчасне оновлення парку даного електрообладнання і наближення строків його експлуатації до регламентованих заводом-виготівником. Удосконалення існуючих розробок та впровадження більш прогресивних серій ПДПП з покращеними техніко-економічними характеристиками згідно [64] відбувається кожні 8-10 років. Так, навіть підстанції серії КТПВ, розроблені наприкінці 90-х років, хоча в основному і задовольняють експлуатаційні служби вугільних шахт України та країн СНД, проте вже вимагають удосконалення, чому в значній мірі сприяє досвід експлуатації кращих зразків зарубіжних фірм, які конкурують на ринках України та країн СНД.

З наведених позицій заміна ПДПП має відбуватися саме після відпрацювання регламентованого строку експлуатації без суттєвого його перевищення. Економічний ефект, що може бути досягнутий при простій заміні попередньої (застарілої) серії ПДПП аналогічним типорозміром сучасної серії, полягає у порівнянні втрат потужності у конструктивних елементах підстанції та відповідної вартості втрат електричної енергії при її роботі за розрахунковий

період, а також у різниці витрат матеріалів на виготовлення зразка (ресурсозбереження), які проявляються у його вартості. Так у роботі [58] для ПДПП одного типорозміру зразків різних серій (ТСВП, КТПВ) за рахунок удосконалення конструкції даного обладнання, застосування більш сучасних електротехнічних матеріалів з меншими питомими втратами, зменшення масово-габаритних параметрів показано наявність економічного ефекту як для споживача так і для виготовлювача.

Економічний ефект від реалізації заходів з підвищення ефективності використання навантажувальної здатності шахтних ПДПП і вибору підстанцій за технологічними параметрами та питомими енерговитратами необхідно оцінювати для двох можливих випадків:

- 1) для ПДПП суміжних типорозмірів різних серій;
- 2) для ПДПП суміжних типорозмірів однієї серії.

Так для першого випадку оцінку економічного ефекту необхідно виконувати шляхом зіставлення вартості втрат електричної енергії в конструктивних елементах ПДПП різних серій протягом розрахункового періоду за рахунок різниці паспортних втрат потужності.

Для другого випадку, наприклад, при обґрунтуванні встановлення ПДПП на ступінь меншого типорозміру однієї серії, ніж вибраний за методом коефіцієнту попиту, економічний ефект може бути отриманий шляхом зіставлення вартості втрат електричної енергії в конструктивних елементах ПДПП суміжних типорозмірів, а також різниці вартості самих підстанцій.

Ефективність використання навантажувальної здатності доцільно аналізувати в залежності від коефіцієнту завантаження трансформатора. Згідно [18], економічно доцільним для шахтних трансформаторів вважається завантаження 0,78–0,85 від номінального.

Розглянемо більш детально наведені вище випадки застосування вибухобезпечних ПДПП.

#### *1. Застосування ПДПП однакового типорозміру різних серій.*

Такий випадок можливий при простій заміні ПДПП, що знаходилася в експлуатації протягом регламентованого строку (15 років) на підстанцію аналогічної потужності більш сучасної серії. Проведемо аналіз для ПДПП серій ТСВП та КТПВ. Підстанції серії ТСВП становлять переважаючу більшість трансформаторного парку вугільних шахт України, проте вони зняті з виробництва ще на початку 90-х років минулого століття, тобто експлуатуються понад номінального строку служби. Для виконання оцінки економічної доцільності своєчасної заміни підстанцій скористаємося паспортними даними на підстанції кожної серії. Інтерес представляють такі технічні показники як втрати потужності холостого ходу ( $\Delta P_{xx}$ ) та короткого замикання ( $\Delta P_{кз}$ ). Приймаємо, що ПДПП знаходиться в роботі протягом всього розрахункового періоду. Втрати холостого ходу – постійні і не залежать від навантаження, а втрати короткого замикання (навантажувальні втрати) пропорційні квадрату коефіцієнта завантаження ( $K_3$ ) трансформатора.

У табл. 4.1, згідно даних [21], приведено технічні характеристики для серій підстанцій, що розглядаються.

Таблиця 4.1 – Технічні характеристики підстанцій серій ТСВП і КТПВ

Серія ПДПП	Номінальна потужність трансформатора $S_{ном.т}, \text{кВ}\cdot\text{А}$	Втрати, Вт	
		$\Delta P_{xx}$	$\Delta P_{кз}$
ТСВП	100	940	1270
	160	1160	1900
	250	1590	2490
	400	2070	3600
	630	2690	4700
КТПВ	100	550	1140
	160	700	1550
	250	1000	2050
	400	1270	3800
	630	2050	4200

Різниця втрат потужності для  $i$ -го типорозміру ПДПП становитиме:

- холостого ходу

$$\Delta P_{xx.i} = \Delta P_{xx.i,ТСВП} - \Delta P_{xx.i,КТПВ}, \text{ Вт}$$

- короткого замикання

$$\Delta P_{кз.i} = (\Delta P_{кз.i,ТСВП} - \Delta P_{кз.i,КТПВ}) K_3^2, \text{ Вт}$$

Зниження річного споживання електричної енергії за рахунок зменшення втрат потужності в конструктивних елементах трансформатора:

$$\Delta W_{p.i} = (\Delta P_{xx.i} T_p + \Delta P_{кз.i} \tau_{нб}) \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}\cdot\text{год},$$

де  $T_p = 8760$  год – число годин роботи підстанції протягом року;

$\tau_{нб}$  – час найбільших втрат, який залежить від тривалості використання максимального навантаження  $T_m$  протягом року. Значення  $T_m$  можливо розрахувати за реальними графіками електричних навантажень відповідних технологічних ділянок. Так для ВД реальне середнє значення  $T_m$  становить 2350 год, для ПД – 4000 год, для ділянок КД – 5100 год.

Тоді

$$\tau_{нб.ВД} = \left(0,124 + \frac{T_{м.ВД}}{10000}\right)^2 \cdot T_p = \left(0,124 + \frac{2350}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 1129 \text{ год},$$

$$\tau_{нб.ПД} = \left(0,124 + \frac{T_{м.ПД}}{10000}\right)^2 \cdot T_p = \left(0,124 + \frac{4000}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ год},$$

$$\tau_{\text{нб.КД}} = \left(0,124 + \frac{T_{\text{м.КД}}}{10000}\right)^2 \cdot T_p = \left(0,124 + \frac{5100}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 3521 \text{ год}$$

За таких умов зменшення плати за електроенергію за рік становитиме:

$$\Delta P_{p.i} = \Delta W_{p.i} C_0, \text{ грн,}$$

де  $C_0$  – поточний тариф на електричну енергію грн/кВт·год

За незмінного тарифу на електроенергію зменшення плати протягом розрахункового періоду часу можна визначити наступним чином:

$$\Delta P_{\Sigma.i} = \Delta W_{p.i} C_0 n_p, \text{ грн,}$$

де  $n_p = 15$  років – регламентований строк служби ПДПП.

Враховуючи тенденції постійного зростання тарифів, зменшення плати за електроенергію доцільно оцінювати з урахуванням зміни тарифу за відповідний період. Аналіз тарифів на електроенергію для першого класу напруги за останні 5 років дозволив встановити, що в середньому за рік вартість електричної енергії зростала приблизно на 10%. Тобто зміну тарифу можна розглядати як геометричну прогресію з першим членом  $b_1$ , що дорівнює значенню поточного тарифу на електроенергію  $C_0$ , і знаменником  $q = 1,1$  (враховує щорічне збільшення тарифу на 10 %). У такому випадку зменшення плати за електроенергію протягом розрахункового періоду визначиться наступним чином:

$$\Delta P_{\Sigma.i} = \Delta W_{p.i} (C_0 \cdot q^n - C_0) / (q - 1), \text{ грн.}$$

Виконаємо відповідні розрахунки за наведеними співвідношеннями для  $T_m = 2350$  год, характерного для підстанцій ВД. Результати розрахунків при тарифі на електричну енергію  $C_0 = 0,973$  грн/кВт·год для споживачів першого класу напруги приведені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Оцінка зміни плати за електроенергію при застосуванні шахтних ПДПП однакового типорозміру різних серій виробництва

$S_{ном.т},$ кВ·А	$K_3 =$	$\Delta W_{p,i},$ кВт·год	$\Delta P_{p,i},$ грн	$\Delta P_{\Sigma,i}$ ( $C_0 = const$ ), грн (за 15 років)	$\Delta P_{\Sigma,i}$ ( $C_0 = var$ ), грн (за 15 років)
1	2	3	4	5	6
100	0,1	3417,9	3325,6	49883,8	116053,3
	0,2	3422,3	3329,9	49948,0	116202,8
	0,3	3429,6	3337,0	50055,1	116452,0
	0,4	3439,9	3347,0	50205,1	116800,8
	0,5	3453,1	3359,9	50397,9	117249,3
	0,6	3469,2	3375,6	50633,5	117797,5
	0,7	3488,3	3394,1	50912,0	118445,4
	0,8	3510,3	3415,6	51233,3	119192,9
	0,9	3535,3	3439,8	51597,5	120040,1
	1	3563,2	3467,0	52004,5	120987,0
160	0,1	4033,6	3924,6	58869,7	136958,8
	0,2	4045,4	3936,2	59042,7	137361,3
	0,3	4065,2	3955,4	59331,1	138032,1
	0,4	4092,8	3982,3	59734,8	138971,3
	0,5	4128,4	4016,9	60253,8	140178,9
	0,6	4171,9	4059,2	60888,2	141654,8
	0,7	4223,2	4109,2	61637,9	143399,0
	0,8	4282,5	4166,9	62503,0	145411,6
	0,9	4349,7	4232,2	63483,4	147692,6
	1	4424,7	4305,3	64579,2	150241,8
250	0,1	5173,4	5033,7	75505,3	175661,1
	0,2	5188,3	5048,2	75722,8	176167,1
	0,3	5213,1	5072,4	76085,3	177010,5
	0,4	5247,9	5106,2	76592,8	178191,2
	0,5	5292,6	5149,7	77245,3	179709,3
	0,6	5347,2	5202,9	78042,9	181564,7
	0,7	5411,8	5265,7	78985,4	183757,4
	0,8	5486,3	5338,2	80072,9	186287,5
	0,9	5570,8	5420,4	81305,5	189155,0
	1	5665,2	5512,2	82683,0	192359,8
400	0,1	7005,7	6816,6	102248,8	237879,1
	0,2	6999,0	6810,0	102149,9	237649,1
	0,3	6987,7	6799,0	101985,2	237265,8
	0,4	6971,9	6783,6	101754,5	236729,1
	0,5	6951,6	6763,9	101457,9	236039,1
	0,6	6926,7	6739,7	101095,4	235195,7
	0,7	6897,4	6711,1	100666,9	234199,0
	0,8	6863,5	6678,2	100172,6	233048,9
	0,9	6825,1	6640,8	99612,4	231745,5
	1	6782,2	6599,1	98986,2	230288,8

Продовження табл. 4.2

1	2	3	4	5	6
630	0,1	5612,0	5460,5	81907,8	190556,3
	0,2	5629,0	5477,0	82155,0	191131,3
	0,3	5657,2	5504,5	82566,9	192089,7
	0,4	5696,7	5542,9	83143,6	193431,4
	0,5	5747,5	5592,3	83885,1	195156,5
	0,6	5809,6	5652,8	84791,4	197264,9
	0,7	5883,0	5724,2	85862,4	199756,7
	0,8	5967,7	5806,6	87098,3	202631,8
	0,9	6063,6	5899,9	88498,9	205890,3
	1	6170,9	6004,3	90064,3	209532,1

Таким чином, результати проведених розрахунків дозволяють надати попередню оцінку та встановити економічну доцільність заміни ПДПП аналогічного типорозміру різних серій виробництва в залежності від їх режиму експлуатації ( $K_3$ ) і тарифу на електричну енергію ( $C_0$ ), що полягає у зменшенні плати за електроенергію протягом регламентованого строку експлуатації. З табл. 5.2 видно, що ефект збільшується при наближенні завантаження ПДПП до номінального, тобто при ефективному використанні підстанції за навантажувальною здатністю. Зменшення плати за електроенергію протягом розрахункового періоду з урахуванням тенденцій постійного зростання тарифу становить 60-80 % від вартості нової підстанції, тобто економічно недоцільно використовувати ПДПП понад номінального строку експлуатації, а необхідно своєчасно виконувати їх заміну на зразки з більш прогресивними технічними і конструкторськими рішеннями.

## 2. Застосування ПДПП суміжних типорозмірів різних серій.

Такий випадок можливий при обґрунтуванні доцільності заміни ПДПП попередньої серії, що знаходиться в експлуатації, підстанцією на ступінь меншої потужності більш сучасної серії. Розрахунки виконуються аналогічно наведеним вище для серій підстанцій ТСВП і КТПВ. Відмінність полягає у тому, що розглядаються суміжні типорозміри ПДПП різних серій. Потужність трансформатора серії КТПВ приймається на ступінь меншою, ніж ТСВП.

Результати відповідних розрахунків приведені в табл. 4.3.

З табл. 4.3 видно, що при обґрунтованій заміні встановленої ПДПП попередньої серії на ступінь меншою за потужністю підстанцією сучасної серії економічний ефект при наближенні завантаження ПДПП до номінального дещо зменшується, проте є навіть більшим, ніж при застосуванні сучасної ПДПП аналогічного типорозміру (див. табл. 4.2).

Таблиця 4.3 – Оцінка зміни плати за електроенергію при застосуванні шахтних ПДПП суміжних типорозмірів різних серій виробництва

$S_{ном.т},$ кВ·А	$K_3 =$	$\Delta W_{p,i},$ кВт·год	$\Delta P_{p,i},$ грн	$\Delta P_{\Sigma,i}$ ( $C_0 = const$ ), грн (за 15 років)	$\Delta P_{\Sigma,i}$ ( $C_0 = var$ ), грн (за 15 років)
ТСВП-160 КТПВ-100	0,1	5332,1	5188,1	77822,0	181050,9
	0,2	5297,6	5154,6	77318,6	179879,7
	0,3	5240,1	5098,6	76479,6	177927,7
	0,4	5159,6	5020,3	75304,9	175194,8
	0,5	5056,2	4919,6	73794,6	171681,2
	0,6	4929,7	4796,6	71948,7	167386,8
	0,7	4780,2	4651,1	69767,2	162311,5
	0,8	4607,7	4483,3	67250,1	156455,5
	0,9	4412,3	4293,2	64397,3	149818,6
	1	4193,8	4080,6	61208,9	142401,0
ТСВП-250 КТПВ-160	0,1	7779,7	7569,7	113544,9	264159,2
	0,2	7729,7	7521,0	112814,3	262459,5
	0,3	7646,2	7439,8	111596,6	259626,5
	0,4	7529,4	7326,1	109891,8	255660,4
	0,5	7379,2	7180,0	107699,9	250561,1
	0,6	7195,7	7001,4	105021,0	244328,6
	0,7	6978,8	6790,3	101855,0	236962,9
	0,8	6728,5	6546,8	98201,9	228464,0
	0,9	6444,8	6270,8	94061,7	218832,0
	1	6127,7	5962,3	89434,4	208066,7
ТСВП-400 КТПВ-250	0,1	9354,6	9102,0	136530,3	317634,1
	0,2	9298,8	9047,7	135715,6	315738,8
	0,3	9205,7	8957,2	134357,9	312580,0
	0,4	9075,5	8830,5	132457,0	308157,7
	0,5	8908,1	8667,5	130013,0	302471,9
	0,6	8703,4	8468,4	127026,0	295522,5
	0,7	8461,5	8233,1	123495,8	287309,6
	0,8	8182,4	7961,5	119422,5	277833,2
	0,9	7866,1	7653,7	114806,1	267093,3
	1	7512,6	7309,8	109646,6	255089,8
ТСВП-630 КТПВ-400	0,1	12382,4	12048,1	180721,6	420444,1
	0,2	12212,1	11882,4	178236,1	414661,6
	0,3	11928,3	11606,2	174093,6	405024,2
	0,4	11530,9	11219,6	168294,1	391531,8
	0,5	11020,1	10722,5	160837,6	374184,5
	0,6	10395,6	10114,9	151724,1	352982,2
	0,7	9657,7	9396,9	140953,6	327924,9
	0,8	8806,2	8568,4	128526,1	299012,7
	0,9	7841,2	7629,4	114441,6	266245,5
	1	6762,6	6580,0	98700,2	229623,3



Приведені у таблиці 4.3 значення коефіцієнту завантаження відносяться до ПДПП більшого типорозміру (ТСВП). Враховано, що завантаження трансформатора підстанції на ступінь меншої потужності (КТПВ) становить  $1,6K_3$ .

Доцільно розглядати даний ефект у діапазоні завантаження встановленої ПДПП  $K_3 \leq 0,6$ , так як при цьому завантаження підстанції меншого типорозміру не перевищуватиме номінальне. Заміна ПДПП для випадку, що розглядається є можливою лише за умови інформатизації режимів роботи ПДПП шляхом забезпечення їх моніторингу і відповідної обробки отримуваних даних, тобто за рахунок виконання розроблених заходів з підвищення ефективності використання вибухобезпечних підстанцій за навантажувальною здатністю, які дозволять реалізувати обґрунтований перехід на менший типорозмір ПДПП. Зменшення плати за електроенергію протягом розрахункового періоду з урахуванням тенденцій постійного зростання тарифу може бути співрозмірним з вартістю нової підстанції. Тобто економічно недоцільно експлуатувати ПДПП з суттєвим недовантаженням і неефективному використанні їх за навантажувальною здатністю, а необхідно максимально узгоджувати номінальну потужність підстанції зі споживаною потужністю струмоприймачами дільниць.

### *3. Застосування ПДПП суміжних типорозмірів однієї серії.*

Такий випадок можливий за необхідності введення в експлуатацію нової ПДПП. Наприклад, згідно розрахунків електричних навантажень за існуючою методикою до встановлення слід рекомендувати підстанцію з певною номінальною потужністю. Проте при застосуванні заходів щодо підвищення ефективності використання навантажувальної здатності шахтних ПДПП виявилось, що доцільно прийняти підстанцію меншого типорозміру. Розрахунки виконуються аналогічно наведеним вище. Відмінність полягає у тому, що розглядаються суміжні типорозміри ПДПП однієї серії (КТПВ).

Результати відповідних розрахунків приведені в табл. 4.4.

З табл. 4.4 видно, що при обґрунтованому встановленні ПДПП на ступінь меншої потужності сучасної серії економічний ефект при наближенні завантаження ПДПП до номінального зменшується. Аналогічно до попереднього випадку доцільно розглядати даний ефект у діапазоні завантаження встановленої ПДПП  $K_3 \leq 0,6$ . Аналогічною є також умова щодо забезпечення моніторингу режимів роботи ПДПП, які дозволять створювати відповідні бази даних та адаптувати розрахункові моделі електричних навантажень до конкретних умов експлуатації обладнання. Зменшення плати за електроенергію протягом розрахункового періоду може досягати до 60 % від вартості підстанції меншого типорозміру. Додатково необхідно врахувати вартості суміжних типорозмірів ПДПП, які відрізняються в 1,2–1,68 рази. Тобто прийняття до встановлення ПДПП завищеної потужності є економічно недоцільним як через збільшення плати за електричну енергію від підвищених втрат потужності при роботі підстанції з суттєвим недовантаженням, так і через підвищені капіталовкладення в устаткування. Принцип максимального узгодження параметрів застосованого електрообладнання зі споживаною потужністю струмоприймачами дільниць є справедливим і для даного випадку.

Таблиця 4.4 – Оцінка зміни плати за електроенергію при застосуванні шахтних ПДПП суміжних типорозмірів однієї серії виробництва

$S_{ном.т},$ кВ·А	$K_3 =$	$\Delta W_{p,i},$ кВт·год	$\Delta P_{p,i},$ грн	$\Delta P_{\Sigma,i}$ ( $C_0 = const$ ), грн (за 15 років)	$\Delta P_{\Sigma,i}$ ( $C_0 = var$ ), грн (за 15 років)
КТПВ-160 КТПВ-100	0,1	1298,6	1263,5	18952,3	44092,1
	0,2	1252,2	1218,4	18275,9	42518,4
	0,3	1175,0	1143,2	17148,5	39895,5
	0,4	1066,8	1038,0	15570,1	36223,5
	0,5	927,8	902,7	13540,8	31502,3
	0,6	757,8	737,4	11060,5	25732,0
	0,7	557,0	542,0	8129,3	18912,5
	0,8	325,3	316,5	4747,0	11043,9
	0,9	62,6	60,9	913,9	2126,1
	1	-230,9	-224,7	-3370,3	-7840,9
КТПВ-250 КТПВ-160	0,1	2606,3	2536,0	38039,6	88498,2
	0,2	2541,4	2472,8	37091,5	86292,4
	0,3	2433,1	2367,4	35511,3	82616,0
	0,4	2281,5	2219,9	33299,0	77469,2
	0,5	2086,6	2030,3	30454,6	70851,8
	0,6	1848,4	1798,5	26978,1	62763,9
	0,7	1566,9	1524,6	22869,6	53205,4
	0,8	1242,1	1208,6	18128,9	42176,5
	0,9	874,0	850,4	12756,2	29677,0
	1	462,6	450,1	6751,4	15706,9
КТПВ-400 КТПВ-250	0,1	2348,9	2285,4	34281,5	79755,0
	0,2	2299,8	2237,7	33565,7	78089,7
	0,3	2218,1	2158,2	32372,7	75314,3
	0,4	2103,6	2046,8	30702,5	71428,6
	0,5	1956,5	1903,7	28555,2	66432,8
	0,6	1776,7	1728,7	25930,6	60326,8
	0,7	1564,2	1521,9	22828,8	53110,7
	0,8	1318,9	1283,3	19249,9	44784,3
	0,9	1041,0	1012,9	15193,7	35347,8
	1	730,4	710,7	10660,4	24801,0
КТПВ-630 КТПВ-400	0,1	6770,4	6587,6	98813,8	229887,8
	0,2	6583,2	6405,4	96081,2	223530,3
	0,3	6271,1	6101,8	91526,7	212934,5
	0,4	5834,2	5676,7	85150,5	198100,4
КТПВ-630 КТПВ-400	0,5	5272,5	5130,2	76952,5	179028,0
	0,6	4586,0	4462,2	66932,7	155717,2
	0,7	3774,7	3672,7	55091,2	128168,2
	0,8	2838,5	2761,9	41427,9	96380,8
	0,9	1777,5	1729,5	25942,8	60355,1
1	591,7	575,7	8635,9	20091,2	

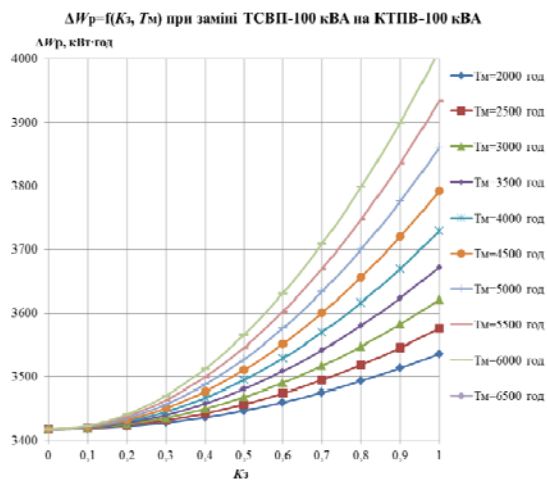
Продовження таблиці 4.4

КТПВ-1000 КТПВ-630	0,1	6530,5	6354,1	95312,1	221741,1
	0,2	6411,9	6238,7	93581,0	217713,6
	0,3	6214,2	6046,4	90695,7	211001,1
	0,4	5937,4	5777,1	86656,4	201603,7
	0,5	5581,6	5430,9	81462,9	189521,3
	0,6	5146,7	5007,7	75115,4	174753,9
	0,7	4632,7	4507,6	67613,7	157301,5
	0,8	4039,6	3930,5	58958,0	137164,1
	0,9	3367,5	3276,5	49148,1	114341,8
	1	2616,3	2545,6	38184,2	88834,5

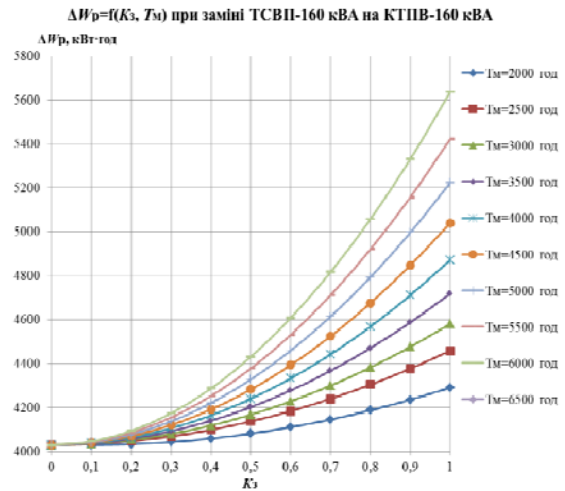
Аналізуючи дані, наведені у табл. 4.2–4.4, можна зробити висновок, що своєчасне оновлення трансформаторного парку або заміна недовантажених ПДПП менш потужними матиме відповідний економічний ефект за рахунок зменшення плати за спожиту електричну енергію. При цьому для випадку застосування однакових типорозмірів ПДПП різних серій виробництва (своєчасне оновлення) даний ефект залежить від завантаження ПДПП і буде тим більший, чим ближче навантаження ПДПП до номінального.

Коливання значення втрат електричної енергії для випадків оцінки ефективності застосування ПДПП, що розглядаються, викликано зміною «навантажувальних» втрат, які, в свою чергу, залежать від двох параметрів –  $K_3$  і  $T_m$ . Проаналізуємо, як впливає число годин використання максимального навантаження на зміну втрат електричної енергії, а відповідно і плату за користування нею. Для цього розглянемо діапазон значень  $T_m = 2000...6500$  год з кроком 500 год. Розрахунки проводимо аналогічно для відповідних значень  $T_m$  з виділеного діапазону. Результати розрахунків приводимо у вигляді графічних залежностей різниці річних втрат електричної енергії від  $K_3$  і  $T_m$  для випадків заміни ПДПП, що розглядаються.

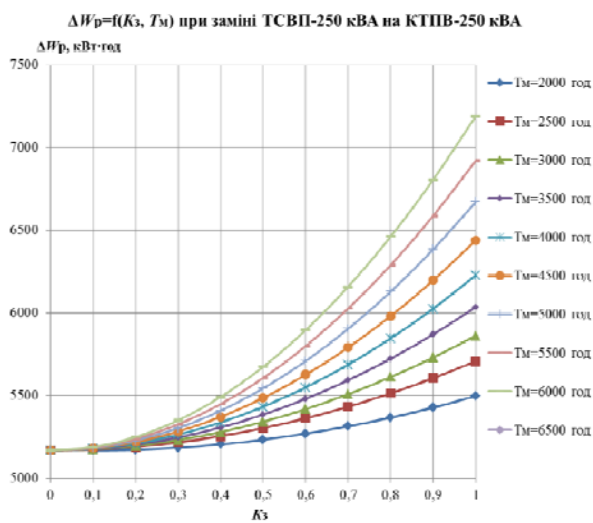
Отримані на рис. 4.3–4.5 залежності дозволяють надати попередню оцінку економічної доцільності заміни ПДПП за різницею річної витрати електричної енергії  $\Delta W_p$  для трьох можливих випадків: однакові типорозміри різних серій, суміжні типорозміри однієї та різних серій. Для цього необхідно знати середній коефіцієнт завантаження підстанції, що замінюється, а також час використання максимального навантаження струмоприймачів відповідної ділянки, що отримує живлення від даної ПДПП. Додатне значення  $\Delta W_p$  свідчить про наявність економічного ефекту від такої заміни, який у грошовому еквіваленті для регламентованого строку експлуатації може бути розрахований за наведеними вище співвідношеннями в залежності від поточного тарифу на електричну енергію, як це виконано для  $T_m = 2350$  год (див. табл. 4.2 – 4.4).



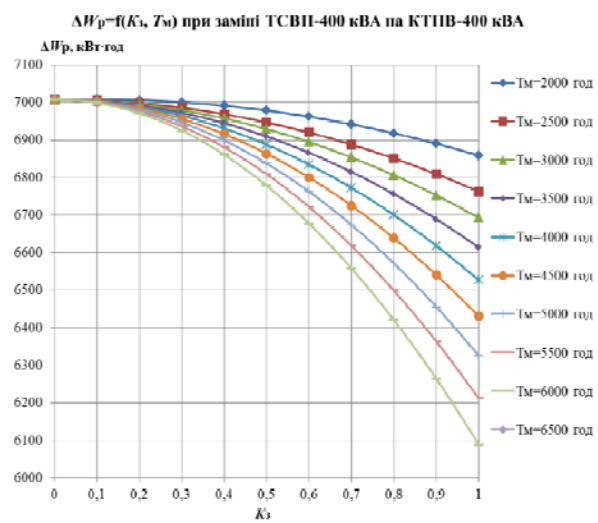
а)



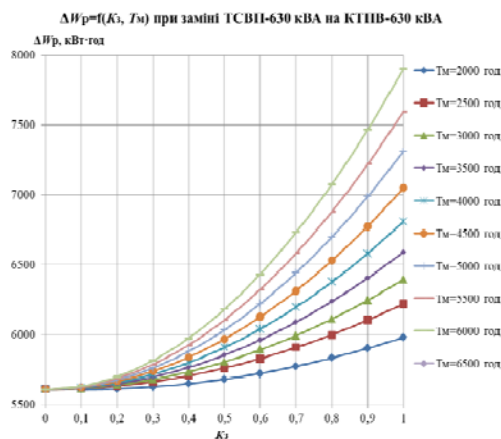
б)



в)

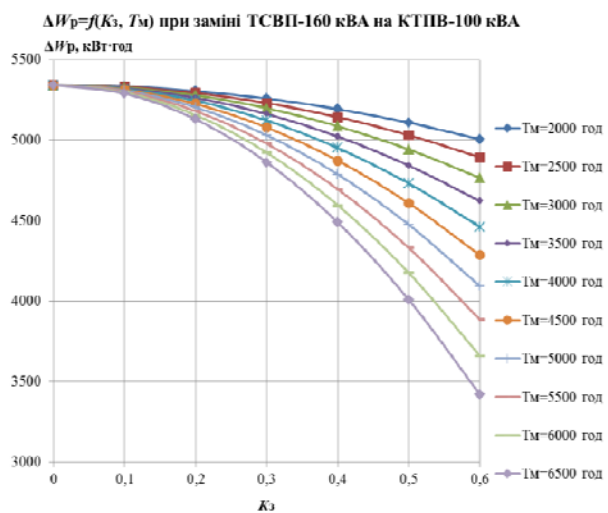


г)

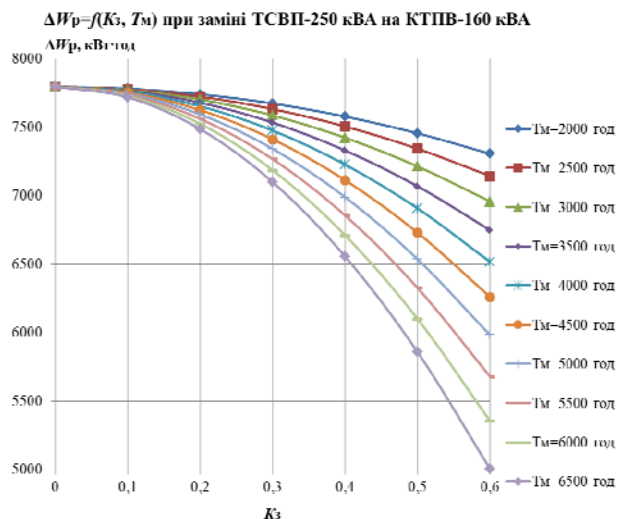


д)

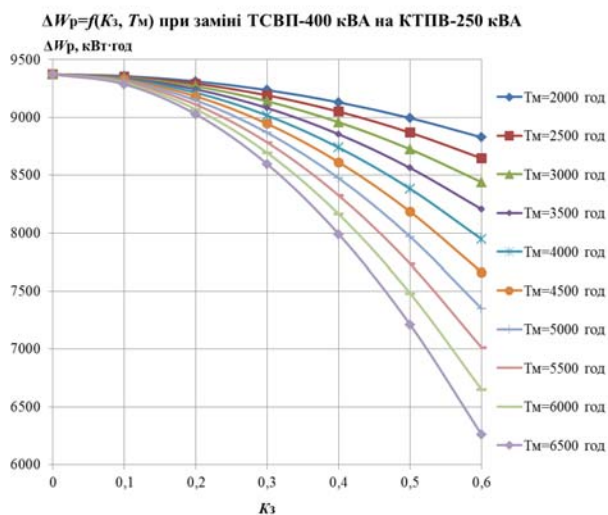
Рис. 4.3. Залежності різниці річних втрат електричної енергії від параметрів  $K_z$  і  $T_m$  при застосуванні ПДПП однакових типорозмірів різних серій:  
 а) ТСВП–100 кВ·А і КТПВ–100 кВ·А; б) ТСВП–160 кВ·А і КТПВ–160 кВ·А;  
 в) ТСВП–250 кВ·А і КТПВ–250 кВ·А; г) ТСВП–400 кВ·А і КТПВ–400 кВ·А;  
 д) ТСВП–630 кВ·А і КТПВ–630 кВ·А;



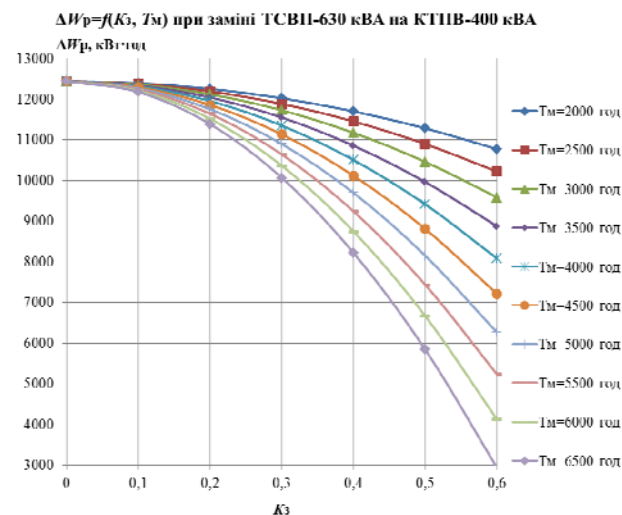
а)



б)

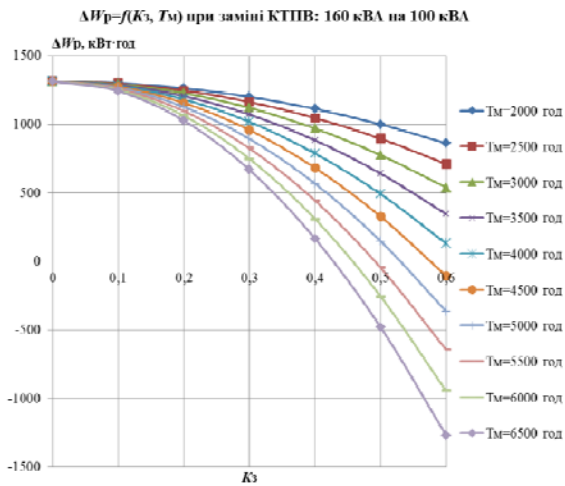


в)

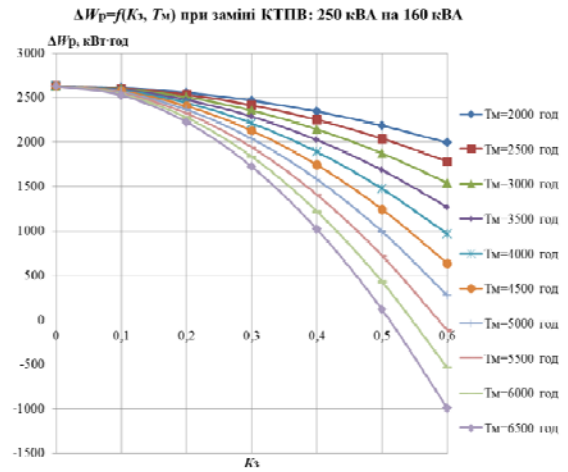


г)

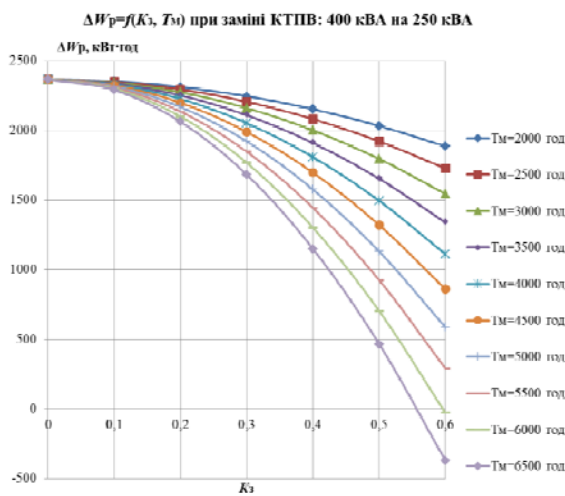
Рис. 4.4. Залежності різниці річних втрат електричної енергії від параметрів  $K_z$  і  $T_m$  при застосуванні ПДПП суміжних типорозмірів різних серій:  
 а) ТСВП–160 кВ·А і КТПВ–100 кВ·А; б) ТСВП–250 кВ·А і КТПВ–160 кВ·А;  
 в) ТСВП–400 кВ·А і КТПВ–250 кВ·А; г) ТСВП–630 кВ·А і КТПВ–400 кВ·А



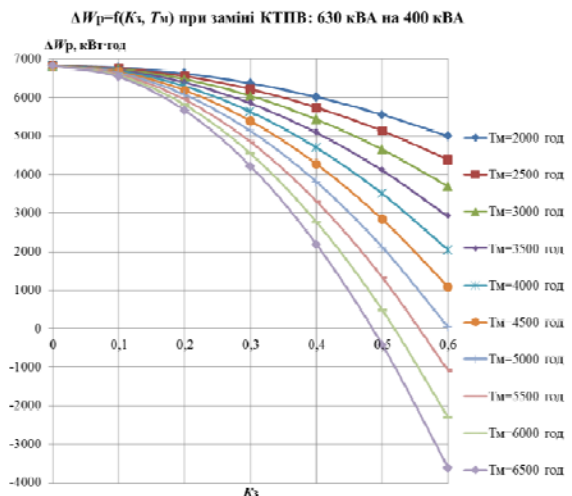
а)



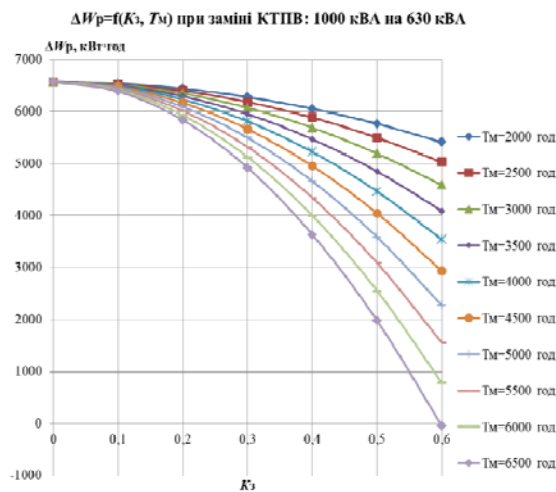
б)



в)



г)



д)

Рис. 4.5. Залежності різниці річних втрат електричної енергії від параметрів  $K_3$  і  $T_M$  при застосуванні ПДПП суміжних типорозмірів однієї серії:  
 а) потужність 160 і 100 кВ·А; б) потужність 250 і 160 кВ·А;  
 в) потужність 400 і 250 кВ·А; г) потужність 630 і 400 кВ·А;  
 д) потужність 1000 і 630 кВ·А.

Для суміжних типорозмірів додатковий ефект складатиме різниця у вартості самих ПДПП. Виконаємо оцінку даного ефекту при обґрунтуванні використання підстанції на ступінь меншого типорозміру. Максимальне узгодження потужності СП гірничого комплексу, яка є змінною у часі, з номінальною потужністю ПДПП, допускаючи режим систематичних перевантажень, є одним з головних положень, що покладені у вирішення задачі ефективної експлуатації парку ПДПП за навантажувальною здатністю. Необґрунтоване завищення номінальної потужності ПДПП однозначно призводить до збільшення капітальних витрат на придбання даного виду обладнання. При виборі потужності підстанцій за запропонованою у роботі технологією у певних випадках можливо обґрунтовано прийняти до встановлення ПДПП на ступінь меншого типорозміру, ніж розрахованого за методом коефіцієнту попиту. То ж, в умовах конкретної шахти можливе здешевлення парку трансформаторних підстанцій.

Це підтверджують дані табл. 4.5, в якій приведені орієнтовні ціни на підстанції типу КТПВ за станом на 07.2013 р.

З таблиці можна визначити різницю цін суміжних типорозмірів ПДПП, що становитиме додатковий ефект за умови обґрунтованого прийняття меншого типорозміру підстанції, ніж розрахований за методом коефіцієнту попиту. Конкретний додатковий ефект має розраховуватися за поточними цінами на ПДПП за даними прайс-листів заводу-виробника.

Таблиця 4.5 – Ціни на вибухобезпечні ПДПП

Серія ПДПП	Номінальна потужність трансформатора, кВ·А	Ціна $C_{пдпп}$ , тис. грн з ПДВ
КТПВ	100	168
	160	198
	250	248,4
	400	300
	630	372
	1000	624

Завищення встановленої потужності трансформаторів на один ступінь викликає подорожчання окремої ПДПП в 1,2–1,68 рази, а всього парку підстанцій в середньому в 1,35 рази, що для такого промислового об'єкта як вугільна шахта є досить суттєвим показником, враховуючи значну кількість ПДПП, що знаходяться в роботі на технологічних дільницях.

У випадку впровадження рекомендованих заходів щодо підвищення ефективності використання навантажувальної здатності вибухобезпечних ПДПП з'являється можливість наблизити структуру парку підстанцій за їх номінальною потужністю до оптимальної. При цьому підстанції будуть знаходитись в експлуатації впродовж розрахункового періоду (15 років), при якому найбільш раціонально буде використовуватися навантажувальна здатність

трансформаторів й одночасно утримуватиметься нормальне скорочення їх строку служби, а також відбуватиметься своєчасна заміна на більш сучасні зразки. Інститути-розробники отримають додаткове стимулювання щодо впровадження передових розробок науково-технічного прогресу на виробництві, покращення основних характеристик даного обладнання, зменшення масо-габаритних параметрів, забезпечення інформатизації процесів експлуатації та моніторингу поточного стану об'єкту тощо.

Переваги заводів-виготівників при цьому полягають у зменшенні матеріалоємності виробів, трудовитрат та відповідному ресурсозбереженні при серійному випуску вибухобезпечних підстанцій, а також стабільний попит на зразки сучасних серій.

Залежність маси сухих вибухобезпечних ПДПП від їх номінальної потужності має наступний вигляд [57]:

$$m_{\text{ПДПП}} = 4,8S_{\text{ном.т}} + 1147, \text{ кг.}$$

Проаналізуємо різницю матеріалоємності ( $\Delta m_{\text{ПДПП}}$ , кг) для суміжних типорозмірів підстанцій, враховуючи, що крок дискретизації потужностей становить 1,6:

$$\Delta m_{\text{ПДПП}} = 4,8S_{\text{ном.т1}} + 1147 - (4,8S_{\text{ном.т2}} + 1147) = 4,8 \cdot (S_{\text{ном.т1}} - S_{\text{ном.т2}}).$$

Результати розрахунків наведені у табл. 4.6.

Таблиця 4.6 – Різниця матеріалоємності для КТПВ суміжних типорозмірів

$S_{\text{ном.т1}},$ кВ·А	$S_{\text{ном.т2}},$ кВ·А	$\Delta m_{\text{ПДПП}},$ кг
160	100	288
250	160	432
400	250	720
630	400	1104
1000	630	1776

Таким чином, при обґрунтованому застосуванні ПДПП меншого типорозміру будемо мати також відповідне зниження їх матеріалоємності.



## ВИСНОВКИ

Строки експлуатації вибухобезпечних підстанцій в умовах вугільних шахт значно перевищують регламентовані заводом-виробником через неефективне використання трансформаторів за навантажувальною здатністю. Це спричинено значними похибками при визначенні електричних навантажень на етапі вибору потужності ПДПП, неврахуванням факторів безпосереднього впливу на їх навантажувальну здатність.

Ефективним заходом, який надає можливість використовувати резерви ПДПП за навантажувальною здатністю й одночасно дозволяє забезпечити необхідні режимні параметри для струмоприймачів гірничих дільниць, є переведення підземної системи електропостачання вугільних шахт Західного Донбасу на рівень напруги не нижче 1140 В. Виняток становлять дільниці конвеєрного транспорту, для яких підвищення ефективності використання ПДПП за навантажувальною здатністю є можливим при напрузі 660 В за умови застосування частотно-регульованого приводу.

Встановлена закономірність впливу температури та швидкості повітряного струменю в місці установки підстанції на її навантажувальну здатність в поточному режимі, яку слід використовувати при виборі потужності трансформатора за існуючою методикою та при визначенні його фактичного навантаження в оперативному режимі. Це призведе до підвищення ефективності використання підстанцій за навантажувальною здатністю.

Запропоновано математичну модель оцінки теплового стану обмоток, яка враховує реальний графік навантаження, вплив факторів оточуючого середовища та зміну омичного опору обмоток від температури в оперативному режимі роботи трансформатора. Це дозволить адекватно визначати температуру ННТ обмоток, оцінювати реальний знос їх ізоляції та відповідний відпрацьований і прогнозований залишковий ресурс роботи ізоляційної системи.

Техноценологічний підхід щодо оцінки стійкості структури парку підстанцій вугільних шахт Західного Донбасу дозволив встановити, що існуючий номенклатурний ряд трансформаторних підстанцій задовольняє умовам оптимальності. За видоутворюючим параметром (номінальна встановлена потужність трансформаторів) структура парку ПДПП не відповідає оптимальній, що вимагає її поступової зміни. Адресні зміни в структурі парку підстанцій обґрунтовано можна виконати лише за наявності моніторингу їх режимів роботи протягом 3-5 років.

Відсутність інформаційного забезпечення режимів роботи ПДПП не дає змоги обґрунтовано судити про їх відпрацьований ресурс. Впровадження моніторингу поточного стану ПДПП на основі модельного підходу дозволить реалізувати задачу з підвищення ефективності використання навантажувальної здатності трансформаторів шахтних підстанцій. Інформатизація процесу експлуатації кожної підстанції надасть можливість провести дослідження адекватності існуючої методики розрахунку електричних навантажень для вугільних шахт у конкретних умовах і виконувати перетворення статичних моделей в адаптивні. Підвищити ефективність використання дільничних ПДПП

за навантажувальною здатністю при застосуванні існуючої методики розрахунку електричних навантажень можливо шляхом введення коригуючих коефіцієнтів на вплив факторів оточуючого середовища для всіх технологічних дільниць, а також за рахунок урахування непрямой компенсації реактивної потужності для дільниць конвеєрного транспорту у разі застосування перетворювача частоти для живлення двигунів конвеєра.

Розрахунок очікуваного навантаження основних технологічних дільниць за питомими енерговитратами з урахуванням планових показників, технологічної та технічної характеристики родовища і застосованого обладнання, впливу факторів оточуючого середовища, технічних обмежень і вимог, що пред'являються до підземної системи електропостачання, надасть змогу обґрунтовано виконувати вибір потужності трансформаторів ПДПП, що сприятиме підвищенню ефективності їх використання за навантажувальною здатністю.

Комплексне застосування запропонованих заходів з підвищення ефективності використання навантажувальної здатності вибухобезпечних підстанцій можливо реалізувати шляхом створення відповідної об'єктно-орієнтованої підсистеми як складової системи енергомоніторингу й управління електропостачанням гірничих машин і установок (наприклад, СЕУПЕШ).

Експлуатація вибухобезпечних підстанцій понад регламентованого строку служби є недоцільною і збитковою, тобто необхідно виконувати своєчасне оновлення парку підстанцій, для чого слід максимально ефективно використовувати їх навантажувальну здатність у процесі експлуатації. Проста заміна ПДПП застарілої серії більш сучасною з економічної точки зору є доцільною, а економічний ефект зростає при наближенні навантаження трансформатора до номінального. При обґрунтованому застосуванні ПДПП на ступінь меншої потужності економічний ефект при наближенні навантаження трансформатора базового типорозміру до номінального зменшується та залежить від числа годин використання максимального навантаження струмоприймачами дільниць. Так при зростанні значення  $T_m$  економічний ефект у випадку простої заміни ПДПП однакових типорозмірів різних серій виробництва збільшується за умови додатної різниці паспортних втрат потужності в обмотках базового та встановлюваного трансформатора, а для випадків застосування суміжних типорозмірів зростання значення  $T_m$  призводить до зменшення економічного ефекту від заміни підстанції, що пояснюється відмінністю коефіцієнтів навантаження трансформаторів та відповідною від'ємною різницею втрат потужності в їх обмотках.

Впровадження запропонованих заходів щодо підвищення ефективності використання навантажувальної здатності вибухобезпечних ПДПП дозволить наблизити структуру парку підстанцій за їх номінальною потужністю до оптимальної. При цьому підстанції будуть знаходитись в експлуатації впродовж регламентованого періоду (15 років), при якому найбільш раціонально буде використовуватися навантажувальна здатність трансформаторів, а також відбуватиметься своєчасна заміна на сучасні зразки. У такому випадку інститути-розробники отримують додаткове стимулювання щодо впровадження

передових розробок науково–технічного прогресу на виробництві, покращення основних характеристик даного обладнання, зменшення масо-габаритних параметрів, забезпечення інформатизації процесів експлуатації та моніторингу поточного стану об'єкту тощо. Переваги заводів–виробників при цьому полягають у зменшенні матеріалоемності виробів, трудовитрат та відповідному ресурсозбереженні при серійному випуску вибухобезпечних підстанцій, а також стабільний попит на зразки сучасних серій.

Переваги споживачів – у застосуванні на виробництві сучасного електрообладнання, інформаційному супроводі експлуатації кожного об'єкту, зменшення витрат на придбання устаткування та його обслуговування, а також уникнення додаткової плати через підвищені втрати електричної енергії.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Оптимизация парка технологического оборудования на рудниках / О.Ф. Листров, И.П. Никитин, В.Ф. Панасенко и др. – М. : Недра, 1985. – 152 с.
2. Модернизация оперативно-информационного комплекса АСДУ Днепропетровских электрических сетей / Н. Титов, В. Прохвятилов, А. Кривонос // Энергетик. – 2006. – №10. – С.28–33.
3. Опыт внедрения автоматизированных систем учета электроэнергии локального уровня / Н.Н. Титов, В.Ю. Прохвятилов, Н.Ю. Левенец, А.В. Телепнев // Электрические сети и системы. – 2007. – №1. – С.79–83.
4. Родина Л.С., Токочакова Н.В., Колесник Ю.Н. Управление потреблением энергии на основе систем автоматизированного учета и сбора данных // Электрика. – 2002. – №1. – С.26–29.
5. Пивняк, Г.Г. Система учета и контроля расхода электроэнергии для угольных шахт / Г.Г. Пивняк, В.В. Ткачев, В.Т. Заика, А.А. Шишацкий, В.В. Надточий, Ю.Т. Разумный // Промышл. энергетика. – 1992. – №7. – С. 19–21.
6. Чернов, И.Я. Поиск и реализация путей повышения технического уровня взрывобезопасных КТП при повышении мощности до 1600 кВ·А / И.Я. Чернов, С.В. Карась // Вестник НТУ "ХПИ". – 2008. – С. 134–153.
7. Беккер, Р.Г. Эксплуатация и обслуживание шахтных комплектных трансформаторных подстанций / Р.Г. Беккер. – М. : Недра, 1981. – 80 с.
8. Луценко, І.М. Проблема раціонального використання навантажувальної здатності трансформаторів шахтних вибухозахищених підстанцій / І.М. Луценко, Г.Г. Півняк, В.Т. Заїка // Гірничя електромеханіка та автоматика. – 2010. – № 84. – С. 3–9.
9. Методика расчета электрических нагрузок угольных шахт. – Днепропетровск: Днепрогипрошахт, 1990. – 86 с.
10. Электроснабжение угольных шахт / Волотковский С.А., Разумный Ю.Т., Пивняк Г.Г., и др. – М. : Недра, 1984. – 376 с.
11. Пивняк, Г.Г. О нормировании погрешности в расчетах электрических нагрузок промышленных предприятий / Г.Г. Пивняк, В.Т. Заика, Ю.Т. Разумный // Электричество. – 1988. – № 6. – С. 66–69.
12. Луценко, І.М. Формування парку вибухозахищених трансформаторних підстанцій вугільних шахт / І.М. Луценко, Г.Г. Півняк, В.Т. Заїка // Уголь України. – 2011 – №6. – С. 20–23.
13. Заїка, В.Т. Зниження потоків реактивної потужності в шахтних електричних мережах при впровадженні асинхронного регульованого приводу магістральних конвеєрів / В.Т. Заїка, В.М. Прокуда // Гірничя електромеханіка і автоматика: Наук.–техн. зб. – 2011. – № 87 – С. 3–8.
14. Півняк, Г.Г. Електропостачання гірничих підприємств: Довідковий посібник / Г.Г. Півняк, М.М. Білий, Г.М. Бажін – Д.: Національний гірничий університет, 2008. – 550 с – ISBN 978–966–350–095–9.

15. Браславский, И.Я. Энергосберегающий асинхронный электропривод: учеб. пособие / И.Я. Браславский, З.Ш. Ишматов, В.Н. Поляков; под. ред. И.Я. Браславского. – М. : АСАДЕМА, 2004. – 202 с.
16. ГОСТ 15542–79. Трансформаторы рудничные силовые взрывобезопасные. Общие технические условия: – Введ. 1982-01-01. – М. : Изд-во стандартов, 1979. – 14 с.
17. Державні санітарні правила та норми. Підприємства вугільної промисловості: ДСП 3.3.1.095-2002. – Затв. Наказом МОЗ України 13.12.2002 [Електронний ресурс] – Режим доступу до даних: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z0498-03>.
18. Селищев, А.Н. Шахтные сухие трансформаторы и передвижные подстанции / А.Н. Селищев. – М. : Недра, 1968. – 384 с.
19. Чернов, И.Я. Перегрузочная способность взрывобезопасных трансформаторных подстанций / И.Я. Чернов, В.В. Шилов, В.М. Грушко, В.Л. Кузнецов // Взрывозащищенное электрооборудование: Сб. науч. тр. УкрНИИВЭ. – Донецк: ООО «АИР», 2011. – С. 42–46.
20. Луценко, И.Н. Экспериментальное исследование теплового состояния взрывозащищенного трансформатора рудничной подстанции мощностью 1000 кВ·А в различных режимах / И.Н. Луценко, Е.А. Сорока // Гірнична електромеханіка і автоматика: Наук.–техн. зб. – 2012. – № 88. – С. 6–11.
21. Луценко, І.М. Оцінка впливу факторів оточуючого середовища на навантажувальну здатність трансформаторів пересувних вибухобезпечних підстанцій вугільних шахт / І.М. Луценко // Взрывозащищенное электрооборудование: Сб. науч. тр. УкрНИИВЭ. – Донецк: ООО «АИР», 2013. – С. 32–42.
22. Справочник энергетика угольной шахты. Т.2 / В.С. Дзюбан, И.Г. Ширнин, Б.Н. Ванеев, В.М. Гостищев.; под. общ. ред. канд. техн. наук Б.Н. Ванеева. – 2-е изд. – Донецк: ООО «Юго-Восток, Лтд», 2001. – 440 с.
23. Луценко, І.М. Заходи з підвищення ефективності використання підземних вибухобезпечних трансформаторних підстанцій / І.М. Луценко, Г.Г. Півняк, В.Т. Заїка // Науковий вісник Національного гірничого університету – 2012. – №4. – С. 121–128.
24. Луценко, І.М. Принципи удосконалення парку вибухозахисених трансформаторних підстанцій вугільних шахт / І.М. Луценко, В.Т. Заїка // Наукові праці ДонНТУ. – Електротехніка і енергетика – 2011. – № 11. – С. 167–169.
25. Мирошниченко, О.Р. К вопросу о тепловой защите сухих шахтных трансформаторов / О.Р. Мирошниченко // Электрооборудование шахт и карьеров: Сб. науч. тр. МГИ – М. : Недра, 1971. – С. 151–157.
26. Русов, В.А. Системы диагностического мониторинга силовых трансформаторов/ А.В. Русов // Электро. – 2008 – № 6. – С. 35–37.
27. Сорока, Е.А. Методы тепловых испытаний взрывозащищенных трансформаторов и подстанций и достоверность их результатов / Е.А. Сорока, Е.Б. Ковалев, Ю.Н. Папазов // Взрывозащищенное электрооборудование: Сб. науч. тр. УкрНИИВЭ. – Донецк: ООО «АИР», 2010. – С. 78–85.

28. Сорока, Е.А. Исследование нагревания взрывобезопасной трансформаторной подстанции типа КТПВ мощностью 630 кВ·А /Е.А. Сорока // Взрывозащищенное электрооборудование: Сб.науч.тр.УкрНИИВЭ. – Донецк: ООО «Юго-Восток, ЛТД», 2002. – С.108–116.
29. Нагорный, М.А. Метод определения нагрузки трансформатора для электроснабжения угледобывающих участков по его фактическому тепловому состоянию / М.А. Нагорный, А.П. Ковалев, Л.И. Колесник // Взрывозащищенное электрооборудование: Сб. науч. тр. УкрНИИВЭ. – Донецк: ООО «Юго-Восток, ЛТД», 2001. – С. 113–119.
30. Ковалев, А.П. Оценка надежности обмотки трансформатора в динамическом режиме / А.П. Ковалев, М.А. Нагорный, И.Я. Чернов, О.А. Шевченко, Л.А. Шевченко // Наукові праці Донецького Національного технічного університету. – 2008 – №8. – С. 221–223.
31. Рустамов, Н.Ю. Зависимость от потерь температуры сухого трансформатора в неустановившемся режиме / Н.Ю. Рустамов // Электротехника. – 1967. – №10. – С. 31–33.
32. Широков, О.Г., Тепловая модель силового сухого трансформатора / О.Г. Широков, Д.М. Лось // Вестник ГГТУ им. П.О. Сухого. – 2009. – №2. – С. 105–112.
33. ГОСТ 3484.2-88. Трансформаторы силовые. Испытания на нагрев. – Введ. 1990-01-01. – М. : Изд-во стандартов, 1988 – 39 с.
34. Киш, Л. Нагрев и охлаждение трансформаторов / Л. Киш – М.: Энергия, 1980.– 180 с.
35. Герасимов, Ю.И. Шахтные взрывобезопасные трансформаторные подстанции / Ю.И. Герасимов, Г.Б. Фридман. – М. – Л. Госэнергоиздат, 1963. – 160 с.
36. Михайленко, Э.П. Нагрузочная способность шахтных взрывобезопасных трансформаторов / Э.П. Михайленко, А.И. Плетнев. – М.: Энергия, 1973. – 56 с.
37. ГОСТ 14209-97. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. – Взамен ГОСТ 14209 – 85; Введ. 2002-01-01. – 82 с.
38. Электрическая часть станций и подстанций. Ч. 2. Генераторы, трансформаторы, электродвигатели, электрические схемы станций и подстанций, система собственных нужд, заземляющие устройства, управление / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Т.А. Кузнецкая и др.; под ред. А. А. Васильева. – М. : Энергия, 1972. – 384 с.
39. Лыков, А.А. Повышение эффективности работы систем электроснабжения на основе совершенствования моделей силовых трансформаторов и кабелей : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.09.03/ А.А. Лыков ; [Кубанский государственный технологич. ун-т]. – Краснодар, 2007. – 24 с.
40. Заїка, В.Т. Способи поглиблення енергоконтролю гірничих машин / В.Т. Заїка, Г.М. Бажін, А.С. Румянцев // Вісник Приазовського державного технічного університету – 2008. – № 18. – С. 27–30.

41. Савицкий, А. В. Основные направления совершенствования комплексной защиты взрывозащищенных трансформаторных подстанций / А. В. Савицкий // Взрывозащищенное электрооборудование: Сб. науч. тр. УкрНИИВЭ. – Донецк: ООО «Юго-Восток, ЛТД», 2009. – С. 94–103.

42. Инструкция по проектированию электроустановок угольных шахт, разрезов и обогатительных фабрик : ВСН 12.25.003–80. – Утв. МУП СССР 03.04.81. – М. : – 1981.

43. Заика, В.Т. Научные основы повышения эффективности электроснабжения и энергоиспользования подземных горных машин и установок угольных шахт : автореф. дис. ... д-ра техн. наук : 05.09.03 / В.Т. Заика ; [Нац. горный университет]. – Днепропетровск, 2001. – 36 с.

44. Пащук, В.В. Исследование закономерностей формирования и определение электрических нагрузок потребителей угольных шахт : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.09.03/ В.В. Пащук ; [Киевск. политехн. ин. –т]. – К., 1974. – 27 с.

45. Праховник, А.В. Исследование электрических нагрузок и разработка экономически целесообразных графиков электропотребления ЦПП угольных шахт : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.09.03/ А.В. Праховник ; [Киевск. политехн. ин.-т]. – К., 1971. – 24 с.

46. Рябенко, И.С. Исследование и определение электрических нагрузок потребителей участков угольных шахт : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.09.03 / И.С. Рябенко ; [Киевск. политехн. ин.-т.] – К., 1969. – 24 с.

47. Горбатов, И.В. Исследование электрических нагрузок в шахтных участковых сетях и разработка методики их расчета : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.09.03 / И.В. Горбатов ; [ИГД им. А.А. Скочинского]. – М., 1972. – 15 с.

48. Рабинович, З.М. Расчет нагрузок участковых электрических сетей с учетом фактической мощности двигателей комбайнов / З.М. Рабинович, Б.Я. Стариков // Уголь Украины. – 1979. – № 6. – С. 32–33.

49. Электрические нагрузки промышленных предприятий / С.Д. Волобринский, Г.М. Каялов, П.Н. Клейн, Б.С. Мешель. – Л.: Энергия, 1971. – 264 с.

50. Званский, М.И. Уточнение расчетных нагрузок систем электроснабжения промышленных предприятий / М.И. Званский, Я.Я. Новиков // Промышленная энергетика. – 1977. – № 8. – С. 21–22.

51. Кудрин, Б.И. О комплексном методе расчета электрических нагрузок / Б.И. Кудрин // Изв. Вузов. Электромеханика. – 1981. – № 2. – С. 209–210.

52. Кудрин, Б.И. О необходимой точности методов расчета электрических нагрузок и оценка надежности систем электроснабжения промышленных предприятий / Б.И. Кудрин, Э.П. Лосев // Изв. Вузов. Электромеханика. – 1982. – № 12. – С. 1448–1451.

53. Дроздов, В.А. О точности расчетов электрических нагрузок промышленных предприятий / В.А. Дроздов, С.А. Фридман // Промышленная энергетика. – 1978. – № 2. – С. 29–31.

54. Башмаков, Д.М. Расчет электрических нагрузок промышленных предприятий и задачи его совершенствования / Д.М. Башмаков, Э.М. Каждан – В кн.: Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок. – Ин-т Электротяжхимпроект, 1978. – № 3. – С.13–18.
55. Гордеев, В.И. О причинах завышения расчетного максимума электрической загрузки / В.И. Гордеев // Промышленная энергетика. – 1983. – № 6. – С. – 31–33.
56. Гнатюк В. И. Закон оптимального построения техноценозов / В.И. Гнатюк. – М. : Изд-во ТГУ, Центр системных исследований, 2005.
57. Нагорный, М.А. Совершенствование рудничных взрывобезопасных трансформаторных подстанций / М.А. Нагорный, В.М. Грушко, Л.А. Васильев, А.И. Лужнев, И.В. Храмов // Наукові праці Донецького Національного технічного університету. – 2007. – № 62. – 155 с.
58. Чернов, І. Я. Підвищення технічного рівня вибухобезпечних пересувних комплектних трансформаторних підстанцій : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.09.01 / І. Я. Чернов ; [ДВНЗ «Донецький нац. техн. ін.-т»]. – Донецьк, 2009. – 20 с.
59. Энергобаланс вугільних підприємств. Аудит енергоспоживання. Інструкція. Стандарт Мінпаливенерго України : СОУ 10.1.00174094.001-2004. – Чинний від 2005-01-01. Наказ Мінпаливенерго України від 17.11.2004 № 726. – Київ, 2004.
60. Електрифікація гірничих робіт : підручник / Г. Г. Півняк, М. М. Бєлий, Л. П. Ворохов та ін.; за ред. академіка НАН України Г. Г. Півняка. – Вид. 2-е. – Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2005. – 615 с.
61. Барон, Л.И. Разрушение горных пород проходческими комбайнами. Т 1. / Л.И. Барон, Л.Б. Глатман, Е.К. Губенков. – М.: Наука, 1968. – 216 с.
62. Пивняк, Г.Г. Методы и средства энергоконтроля процессов подземной угледобычи / Г.Г. Пивняк, В.Т. Заика, В.В. Самойленко // Электрика. – 2006. – № 6. – С. 3–7.
63. Пивняк, Г.Г. Энергоэффективные технологии на угольных шахтах и в энергетике / Г.Г. Пивняк, В.Т. Заика, Ю.Т. Разумный, А.В. Рухлов // Электрика. – 2010. – № 10. – С. 3–8.
64. Чернов, И.Я. Анализ технико-эксплуатационных показателей современных зарубежных взрывозащищенных трансформаторных подстанций / И.Я. Чернов, В.В. Шилов, В.Е. Налбатов и др. // Взрывозащищенное электрооборудование: Сб. науч. тр. УкрНИИВЭ. – Донецк: ООО «Юго-Восток, ЛТД», 2006. – С. 74–90.



Наукове видання

**Луценко Іван Миколайович**

**ЕФЕКТИВНЕ ВИКОРИСТАННЯ  
ВИБУХОБЕЗПЕЧНИХ ПІДСТАНЦІЙ ВУГІЛЬНИХ ШАХТ**

Монографія

Видано в редакції автора.

Підп. до друку 22.01.2015. Формат 30х42/4.  
Папір офсетний. Ризографія. Ум. друк. арк. 5,4.  
Обл.-вид. арк. 5,4. Тираж 30 пр. Зам. № .

Підготовлено до друку та видруковано  
у Державному ВНЗ «Національний гірничий університет».  
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру ДК № 1842 від 11.06.2004.  
49005, м. Дніпропетровськ, просп. К. Маркса, 19.