

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Запорізький національний університет
Навчально-науковий інженерний інститут ім. Ю.М. Потебні

Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем

Пояснювальна записка

до магістерської роботи

рівень вищої освіти другий (магістерський) рівень

на тему Розробка енергозощаджувальних заходів для трансформаторної
підстанції ПАТ «ДТЕК Дніпрообленерго»

Виконав: студент 2 курсу, групи 8.1412-1
Редько Є.Ю.

(прізвище та ініціали) (підпис)

спеціальності

141 Електроенергетика, електротехніка та

електромеханіка

(шифр і назва)

спеціалізація

(шифр і назва)

освітньо-професійна програма

141.00.11 Електроенергетика, електротехніка та

електромеханіка

(шифр і назва)

Керівник

Артемчук В.В.

(прізвище та ініціали) (підпис)

Запоріжжя

2023 рік

Запорізький національний університет

Навчально-науковий інженерний інститут ім. Ю.М. Потебні

(повне найменування вищого навчального закладу)

Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем
(повна назва кафедри)

Рівень вищої освіти другий (магістерський) рівень
(повна назва кафедри)


Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва)

Спеціалізація _____
(шифр і назва)

Освітньо-професійна програма 141.00.11 Електроенергетика,
електротехніка
(шифр і назва)
та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

д.т.н., доц.  В.Л. Коваленко
“ 07 ” грудня 2023 року

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу студенту

Редько Євген Юрійович

1. Тема роботи: Розробка енергозаощаджувальних заходів для трансформаторної підстанції ПАТ «ДТЕК Дніпрообленерго»

Керівник роботи: Артемчук В.В.

затверджені наказом ЗНУ від « 01 » травня 2023 року № 639 - с _____




2. Строк подання студентом роботи: 01 грудня 2023 року _____

3. Вихідні дані до роботи: поточний тариф вартості електроенергії; потужність трансформаторної підстанції 2*25 МВа, розрахункові потужності та графіки навантажень на обох сторонах трансформатора

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які рекомендовано розробити): вступ; загальна характеристика трансформаторної підстанції 150/35/10 кВ, статистичний аналіз навантаження трансформаторної підстанції, прогнозування втрат електричної енергії на підстанції, техніко-економічні показники ремонту та технічного обслуговування електричного устаткування

5. Перелік графічного матеріалу: енергоефективність трансформаторної підстанції 150/35/10, однолінійна схема підстанції, навантаження трансформаторної підстанції, статистичний аналіз навантажень трансформаторної підстанції

6. Консультанти розділів дипломної роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	Артемчук В.В., професор		
Розділ 2	Артемчук В.В., професор		
Розділ 3	Артемчук В.В., професор		
Нормоконтроль	Бандуренко І.І., асистент		

7. Дата видачі завдання

01.06.2023 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів магістерської роботи	Примітка
1	Загальні технічні характеристики підстанції 150/35/10 кВ	01.10.2023	
2	Статистичний аналіз навантаження трансформаторної підстанції	01.11.2023	
3	Прогнозування втрат електроенергії на ПС 150 кВ	01.12.2023	

Студент



(підпис)

Редько Є.Ю.

(прізвище та ініціали)

Керівник дипломної роботи



(підпис)

Артемчук В.В.

(прізвище та ініціали)

Нормоконтролер



(підпис)

Бандуренко І.І.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

У даній роботі досліджено можливість використання інструментів статистичного аналізу для передбачення очікуваних втрат електричної енергії у трансформаторах. Такий підхід сприяє частковій автоматизації визначення втрат електроенергії в залежності від часу та підвищує ефективність функціонування трансформаторних підстанцій. Було підтверджено припущення про те, що розподіл генеральної сукупності має нормальний характер.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: трансформатор, трансформаторна підстанція, статистичний аналіз, графік навантаження трансформатора, втрати електричної потужності

ABSTRACT

This paper investigates the possibility of using statistical analysis tools to predict expected losses of electrical energy in transformers. This approach contributes to the partial automation of the determination of power losses depending on time and increases the efficiency of the operation of transformer substations. The assumption that the distribution of the general population is normal was confirmed.

KEY WORDS: transformer, transformer substation, statistical analysis, transformer load schedule, electrical power losses

ЗМІСТ

Вступ.....	7
1 ЗАГАЛЬНІ ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПІДСТАНЦІЇ	
150/35/10 кВ	9
1.1 Призначення та загальні характеристики підстанції.....	9
1.2 Обладнання підстанції	13
1.3 Споживачі підстанції.....	20
2 СТАТИСТИЧНИЙ АНАЛІЗ НАВАНТАЖЕННЯ	
ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ	23
2.1 Статистичний аналіз роботи підстанції.....	23
2.2 Навантаження підстанції на стороні НН 10 кВ.....	25
2.3 Навантаження підстанції на стороні СН 35 кВ.....	29
2.4 Сумарне навантаження підстанції.....	32
3 ПРОГНОЗУВАННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ПС 150 кВ	39
3.1 Розрахунок річних втрат електроенергії на підстанції за максимальним навантаженням.....	39
3.2 Розрахунок річних втрат електричної енергії на підстанції за середнім навантаженням	44
3.3 Обґрунтування застосування імовірно–статистичного методів..	46
3.4 Розрахунок річних втрат електричної енергії імовірно-статистичним методом.....	51
3.5 Підвищення енергоефективності підстанції.....	54
3.6 Питання охорони праці.....	71
ВИСНОВКИ	84
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	85
ДОДАТКИ.....	88

ВСТУП

Електрична енергія є єдиним видом продукції, який переміщується від місць виробництва до місць споживання, не використовуючи інші ресурси. У цьому процесі виникають втрати, які виражаються у втраченій частині електроенергії. Проблема полягає в визначенні економічно обґрунтованого рівня цих втрат.

Методологія визначення нормативів втрат ще не визначилася, і принципи нормування залишаються неустановленими. Існують різні погляди на нормування, від бажання встановити жорсткий норматив у вигляді відсотка втрат до контролю за "нормальними" втратами за допомогою розрахунків за схемами мереж та використання відповідного програмного забезпечення.

Зростає усвідомлення, що різке погіршення проблеми втрат електроенергії в електричних мережах потребує активного пошуку нових шляхів її вирішення та нових підходів до вибору відповідних заходів, а головне, до організації роботи зі зменшення втрат.

У зв'язку з різким зменшенням інвестицій в розвиток та технічне оновлення електричних мереж виникли негативні тенденції, такі як застаріле обладнання, фізичний та моральний знос засобів обліку електроенергії, невідповідність встановленого обладнання переданої потужності.

З вищесказаного випливає, що на тлі змін господарського механізму в енергетиці і економічної кризи проблема зниження втрат електроенергії в електричних мережах стає однією з актуальних завдань забезпечення фінансової стабільності енергопостачальних організацій.

Об'єктом досліджень є трансформаторна підстанція 150/35/10 кВ, а предметом – втрати електричної енергії в трансформаторах. Метою є виявлення закону розподілення роботи підстанції при наявності графіка навантаження та визначення найбільш доцільного методу розрахунку прогнозованих втрат електричної енергії в трансформаторах.

Для досягнення поставленої мети були сформульовані такі завдання:

- розрахувати зведені характеристики вибірки значень потужностей;
- виконати статистичний аналіз навантаження трансформаторної підстанції;
- порівняти річні втрати електричної енергії на підстанції, розраховані різними методами;
- дослідити можливості підвищення енергоефективності підстанції.

1 ЗАГАЛЬНІ ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПІДСТАНЦІЇ 150/35/10 кВ

1.1 Призначення та загальні характеристики підстанції

Підстанції використовуються для прийому, перетворення і розподілу електроенергії, обслуговують різні рівні напруги та можуть виконувати функції як підвищення, так і зниження напруги. Призначення, потужність і рівні напруги підстанцій залежать від схеми і конфігурації електричної мережі, в якій вони експлуатуються, а також від характеру та навантаження приєднаних споживачів електроенергії. Виділяють такі основні типи підстанцій:

- Тупикові (кінцеві): обслуговують певний кінець електричної мережі.
- Відгалужувальні: приєднані до приходящих ліній передачі електроенергії.
- Проміжні: призначені для живлення своїх споживачів.
- Транзитні (вузлові): використовуються для передачі потужності в суміжні мережі.
- Перетворювальні: обслуговують передачу електричної потужності на постійному струмі.
- Тягові: призначені для живлення систем електротяги.

Конструктивно підстанції можуть бути відкритими (з устаткуванням, розташованим на відкритому повітрі) або закритими (в міських умовах або незадовільних умовах навколишнього середовища). Залежно від відомчої належності, підстанції можуть бути у віданні енергосистем або промислових та інших споживачів електроенергії.

Підстанції змінного струму з високою напругою (330, 750 кВ) і частина підстанцій 150 кВ із розвиненою схемою електричних з'єднань можуть бути оснащені синхронними компенсаторами потужністю 50 - 100 МВА та вище. Вони мають відкритий розподільчий пристрій, велику кількість трансформаторів, вимикачів і іншого високовольтного обладнання. Такі підстанції розташовуються на великих площах, вимагають наявності висококваліфікованого чергового персоналу та розвинутої дистанційної та

телемеханічної інформаційної системи. Зазвичай вони використовуються для міжсистемних зв'язків, створюючи об'єднання та Єдину енергосистему.

Закриті підстанції глибокого вводу з високою напругою (110 - 150 кВ) будуються в густонаселених районах великих міст, де обмежені площі для будівництва і де концентруються значні комунально-побутові та промислові навантаження. Такі підстанції передбачають постійне чергування та заходи для огороження населення від шуму, що створюється працюючими трансформаторами та іншим обладнанням.

Підстанції напругою 35, 110 і 150 кВ зі спрощеною схемою електричних з'єднань, часто без вимикачів на стороні вищої напруги, обладнані комплектними розподільчими пристроями низької напруги (КРУ, КРУН і ін.). У них апаратура управління, захисту, сигналізації та автоматики розташована на лицьовій стороні шаф і не вимагає спеціального щитового приміщення. Такі підстанції не вимагають постійного чергового персоналу і обслуговуються оперативними виїзними бригадами або черговими на дому. Вони оснащені відповідними пристроями зв'язку та телемеханіки для полегшення обслуговування і диспетчерського контролю.

Підстанції напругою 6-10 кВ мають міське, селищне або сільське призначення і обслуговуються оперативно-виїзними бригадами.

На сьогодні розподільні електричні мережі мають наступні показники: понад 6,6% ліній напругою 35-110 (150) кВ та 11,5% ліній напругою 0,4-10(6) кВ перебувають у технічно непрацездатному стані, вимагаючи значних регулярних витрат на технічне обслуговування та ремонт; близько 22,3% трансформаторів напругою 35-110 (150) кВ і 14,9% трансформаторів напругою 10(6) кВ перевищили передбачений технічною документацією термін експлуатації, мають високі втрати, недостатню надійність і потребують заміни; фактичні витрати електричної енергії в електричних мережах в середньому становлять 12,1%, а в мережах окремих компаній можуть досягати 18%; через зміни в структурі споживання електроенергії, таких як зростання навантажень у містах та зменшення їх в сільській місцевості, електричні мережі великих міст

вимагають збільшення пропускної здатності та будівництва додаткових підстанцій напругою 110 (150) кВ.

У магістерській дипломній роботі проведено дослідження трансформаторної підстанції 150 кВ, що входить до складу ПАТ «ДТЕК Дніпрообленерго» - найбільшої енергопостачальної компанії в Україні. Зазначена компанія здійснює два види ліцензійної діяльності - передачу та постачання електроенергії. Обслуговується регіон площею майже 32 тисячі квадратних кілометрів, забезпечуючи електроенергією більше 40 тисяч юридичних та 1,5 мільйона побутових абонентів. Компанія відзначається найбільшим товарним відпуском продукції в країні, з обсягом передачі електроенергії, що становить 20% від усього споживання в Україні та перевищує 23 мільярди кіловат-годин.

У системі енергопостачання компанії «ДТЕК Дніпрообленерго» електроенергія подається від генеруючої компанії «Дніпроенерго» через магістральні мережі 330 - 750 кВ НЕК «Укренерго». Компанія отримує та передає її через розподільні мережі 0,4 - 6 - 10 - 35 - 150 кВ споживачам Дніпропетровської області та в сусідні області. Обсяг електричних мереж становить 285,583 тисяч умовних одиниць. Компанія активно працює над впровадженням програм технічного розвитку, модернізації та будівництва електричних мереж і підстанцій, а також впровадженням та розвитком інформаційних технологій.

На рисунку 1.1 зображено схему підстанції 150 кВ та обладнання, яке розташоване на даній підстанції.

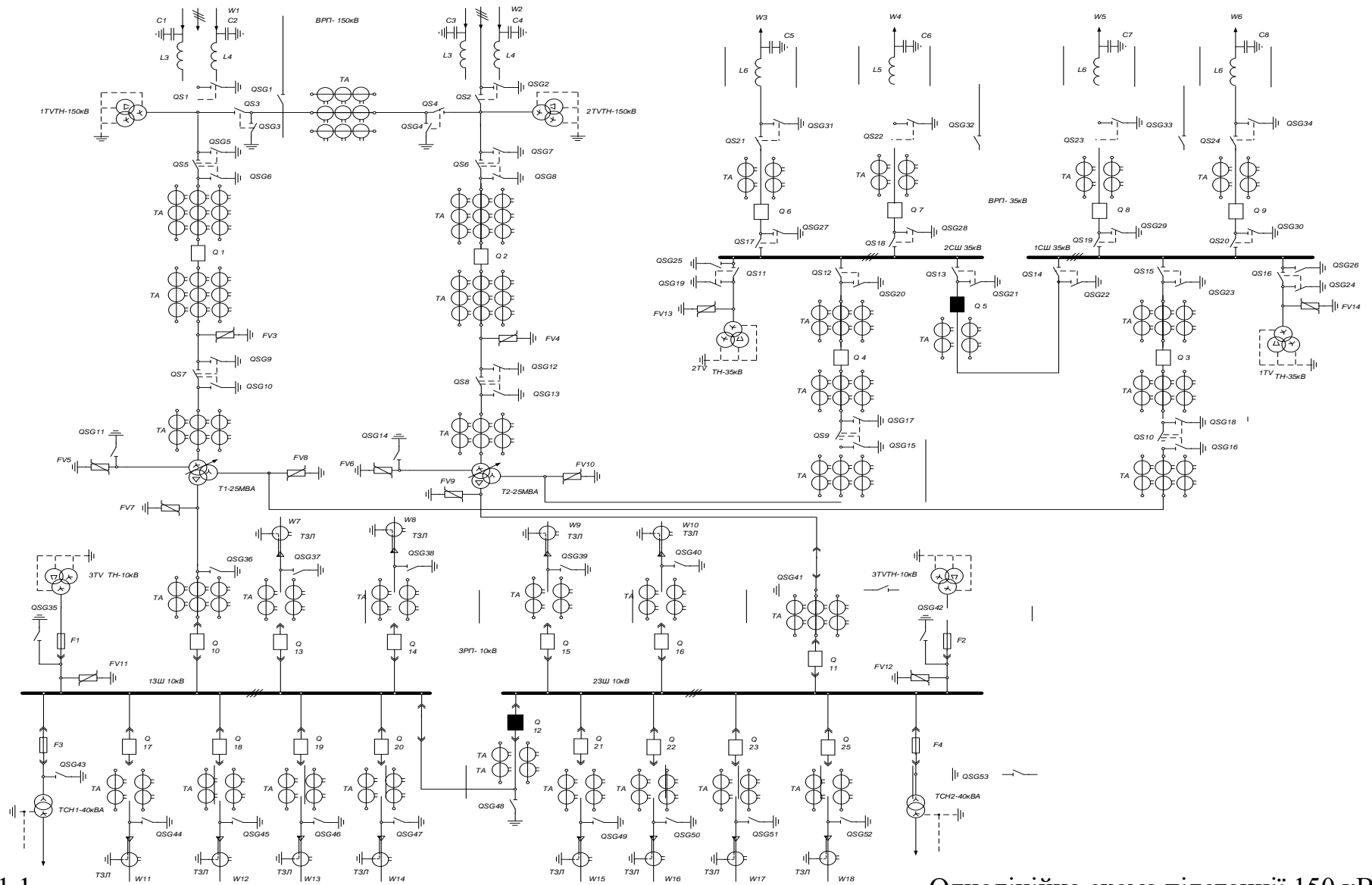


Рисунок 1.1

– Однолінійна схема підстанції 150 кВ

1.2 Обладнання підстанції

На підстанції 150 кВ встановлено два трансформатори потужністю по 25 МВА.

Умови вибору та перевірки електричних апаратів для ВРП-150 кВ представлені у Таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 - Електричні апарати для ВРП-150 кВ

Найменування апарата	Умови вибору та перевірки	Каталожні дані
Вимикач ЛТВ-170DІ	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$ $I_{ном} > I_{ном\ роз}$ $I_{відклном} \approx I'$ $I_{дин} > i_{уд}$ $I_m^2 \cdot t_m > B_k$	170 кВ 3150 А 31,5 А 85 кА $31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Роз'єднувач РНД 3.2-150/1000 У1 РНД 3.1-150/1000 У1	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$ $I_{ном} > I_{ном\ роз}$ $I_{дин} > i_{уд}$ $I_m^2 \cdot t_m > B_k$	150 кВ 1000 А 100 кА $40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформатор струму ТФЗМ-150-БІ	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$ $I_{ном} > I_{ном\ роз}$ $I_{дин} > i_{уд}$ $I_m^2 \cdot t_m > B_k$	150 кВ 600 А 63 кА $28^2 \cdot 3 = 2352 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформатор напруги 3хНКФ-150-58 У1	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$ $S_{ном2} > S_{2p}$	150 кВ 600 ВА клас точності 0,5
Розрядник ОПН - 150	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$	150 кВ

Вимикач Q типу ЛТВ-170DІ є високовольтним колонковим газовим вимикачем з дугогасильним пристроєм автокомпресійного типу (Auto-Puffer

™), яке проявляє свої переваги при відключенні великих струмів. Вимикачі цього типу постачаються з ізоляторами, які можуть бути виготовлені з високоякісного фарфору з коричневим глазуруванням або з композитних ізоляторів світло-сірого кольору. Управління може бути трьох- або пополюсним і виконується механізмами управління типу BLK і FSA1 з моторно-пружинними приводами або MotorDrive - цифровим сервоприводом з електронною системою управління, здатною безпосередньо пускати в хід контакти вимикачів з високою точністю і надійністю.

Вимикач LTB-170DI розрахований на термін експлуатації більше 30 років або 10 тис. механічних операцій (без навантаження). При комутації струмів, число операцій до терміну проведення обслуговування визначається в залежності від що відключається струму.

Роз'єднувач QS типу РНД 3.2-150/1000 У1 та РНД 3.1- 150/1000 У1 — це роз'єднувачі, зовнішньої установки, двухколонкові. Контактний комутаційний апарат призначений для комутації електричного кола без струму чи з незначним струмом, має ізоляційний проміжок у вимкненому положенні для забезпечення безпеки. Роз'єднувачі використовуються у високовольтних розподільчих пристроях для безпечної роботи на відімкнених ділянках під час профілактичних та ремонтних робіт. Також вони можуть використовуватися для відключення невеликих струмів, таких як струми намагнічування трансформаторів невеликої потужності чи струми ненавантажених ліній невеликої довжини.

Трансформатор струму ТА серії ТФЗМ – 150-БІ - це трансформатор, призначений для вимірювання струму. Його первинна обмотка підключена до джерела струму, а вторинна обмотка замикається на вимірювальні або захисні прилади, що мають малі внутрішні опори.

Трансформатори струму ТА широко використовуються для вимірювання електричного струму і в пристроях релейного захисту електроенергетичних систем, де високі вимоги по точності є важливим аспектом. Зазвичай вони забезпечують ізоляцію вимірювальних ланцюгів від первинного кола з високою напругою, що може досягати сотень кіловольт.

Маслонаповнені трансформатори струму призначені для зовнішньої установки в відкритих розподільних пристроях передачі сигналу вимірювальної інформації вимірювальним приладам (амперметр, вольтметр, лічильники), а також для приладів захисту, автоматики, сигналізації і управління в електромережах змінного струму частотою 50-60 Гц. Головна внутрішня ізоляція трансформаторів здійснюється за допомогою паперово-масляної ізоляції. Обмотки ланкового типу. Головна ізоляція розташована на первинній та вторинній обмотках, а кількість вторинних обмоток може варіюватися від двох до п'яти. Такі трансформатори славляться високою надійністю в експлуатації.

Вимірювальні трансформатори струму ТФЗМ, виготовлені в Україні, охоплюють діапазон напруги від 35 до 150 кВ. Вони відповідають вимогам для роботи в різних умовах експлуатації, включаючи високі висоти над рівнем моря, широкий температурний діапазон і вологість повітря.

Трансформатор напруги VT3xHKФ-150-58 УІ є каскадним трансформатором із порцеляною покриттям. Цей вимірювальний трансформатор, за нормальних умов експлуатації, забезпечує пропорційну вторинну напругу до первинної та може бути використаний для живлення приладів, які вимірюють електричні величини, а також автоматичних і захисних пристроїв.

Конструкція трансформатора напруги НКФ 3xHKФ-150-58 УІ передбачає фарфоровий кожух для зовнішньої установки. Трансформатор складається з двох незалежних каскадів, які виконані на одному муздраттеатрі. Обмотка високої напруги конструктивно розділена на дві секції, що представляють перший і другий каскад. Магнітопровід має електричний контакт з обмоткою високої напруги між секціями, завдяки чому на нього впливає половина номінального напруги мережі. Цей принцип каскадного поділу дозволяє зменшити габарити ізоляції та масу трансформаторів напруги.

Розрядник QS типу ОПН-150 - це електричний апарат, створений для захисту обладнання систем електропостачання від комутаційних і грозових перенапруг. ОПН також можна називати розрядником без іскрових проміжків.

Основний елемент ОПН - варистор. Він складається з послідовного набору варисторів, з'єднаних послідовно в "колонку". Залежно від необхідних характеристик і конструкції, обмежувач може складатися з однієї колонки або ряду колонок, з'єднаних послідовно або паралельно. Відмінність матеріалу варисторів ОПН від матеріалу резисторів вентиляних розрядників полягає в тому, що у нелінійних резисторів обмежувачів перенапруги присутній підвищена пропускну здатність та високонелінійна вольт-амперна характеристика (ВАХ). Це дозволяє безперервно і безпечно утримувати ОПН під напругою, забезпечуючи високий рівень захисту електрообладнання. У конструкції ОПН відсутні іскрові проміжки.

Таблиця 1.2 надає інформацію про електричні апарати та умови їх вибору і перевірки для напруги 35 кВ.

Вимикач Q серії ВР-35НС 20/1600УІ – це вакуумні вимикачі зовнішньої установки, які призначені для роботи в нормальних і аварійних режимах в мережах трифазного змінного струму частоти 50 Гц з номінальною напругою 35 кВ для систем з ізолюваною або частково заземленою нейтраллю. Вимикачі мають повітряну ізоляцію всередині полюсів, що в поєднанні з відповідною довжиною шляху витoku ізоляційних поверхонь забезпечує надійну ізоляцію полюсів навіть при високій вологості навколишнього повітря.

Принцип управління вимикачем базується на використанні на кожному полюсі окремого двопозиційного силового електромагніта з "магнітними заціпками" в крайніх положеннях. Електромагніт зв'язаний через ізоляційну тягу з вакуумною дугогасною камерою (ВДК) полюса. У електромагніт вбудовані постійні магніти, які використовуються як тягові та для створення "магнітних заціпок" для надійної фіксації вимикача в положеннях "Ввімкнено" і "Вимкнено". Постійні магніти виготовлені на основі рідкоземельних металів.

Вакуумні вимикачі часто застосовуються в електричних системах для швидкого та безпечного відключення електричних ліній чи пристроїв при необхідності. Їх використання дозволяє забезпечити ефективну роботу мережі та захистити обладнання від перевантажень та інших проблем.

Таблиця 1.2 – Електричні апарати напругою 35 кВ

Найменування апарата	Умови вибору та перевірки	Каталожні дані
Вимикач ВР-35НС 20/1600УІ	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$ $I_{ном} > I_{ном\ роз}$ $I_{відклном} \approx I''$ $i_{дин} > i_{уд}$ $I^2_m t_m > B_k$	35 кВ 1600 А 20 кА 52 кА $20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \text{ с}$
Роз'єднувач РНД 3.1-35/1000 У1 РНД 3.1-35/1000 У1	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$ $I_{ном} > I_{ном\ роз}$ $I_{дин} > i_{уд}$ $I^2_m \cdot t_m > B_k$	35 кВ 1000 А 63 кА $25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \text{ с}$
Трансформатор струму ТФЗМ-35А-600/5 УІ	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$ $I_{ном} > I_{ном\ роз}$ $I_{дин} > i_{уд}$ $I^2_m \cdot t_m > B_k$ $Z_{ном} > Z_{2н}$	35 кВ 600 А 84 кА $15^2 \cdot 3 = 675 \text{ кА}^2 \text{ с}$ 2 Ом
Трансформатор напруги ЗНОМ-35	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$ $S_{ном} > S_{2р}$	35 кВ 150 ВА
Розрядник РВС-35 УІ	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$	35 кВ

Роз'єднувач QS типу РНД 3.1-35/1000 У1 - це електричний високовольтний апарат з видимим місцем роз'єднання в повітрі, призначений для вимкнення й увімкнення під напругу ділянок електричної установки за відсутності струму навантаження (попередньо знеструмленого електричного кола). Використовуючи цей роз'єднувач, створюється видимий розрив кола, що забезпечує безпечність робітників при ремонтах і оглядах вимкненої частини електроустановки.

Роз'єднувачі горизонтально поворотного типу на напругу 35-110 кВ призначені для зовнішнього встановлення. Вони можуть бути виконані з заземляючими ножами (один чи два) і без них. Принцип роботи роз'єднувача полягає у розмиканні і замиканні попередньо знеструмлених електричних кіл для створення видимого розриву електричного кола, що забезпечує безпеку працівників на вимкненій частині електроустановки. Керування роз'єднувачами може здійснюватися штангою ручного керування чи ручним приводом. Вимикання роз'єднувача здійснюється за допомогою привода.

Розрядник QS типу PBC-35 УІ - це розрядники вентильні серії PBC-35, призначені для захисту від атмосферних перенапруг ізоляції електрообладнання змінного струму частоти 50 і 60 Гц на клас напруги 35 кВ. Захисна дія розрядника обумовлена пробоем іскрового проміжку розрядника при появі небезпечної напруги, а протікає імпульсний струм через розрядник, що не створює небезпечного підвищення напруги через його нелінійну робочу опірність. Розрядники PBC-35 розраховані на тривалу роботу в умовах закритих і відкритих електричних установок при температурі навколишнього середовища від мінус 40 ° до плюс 40 ° С і призначені для застосування на висоті до 1000 м над рівнем моря.

ЗРУ-10 кВ містить шафи комплектних розподільних пристроїв типу КУ-10 Ц із вимикачами типу ВР-10, що забезпечують комутацію та розподіл електроенергії в системі напругою 10 кВ.

Шафа відхідних ліній, яка має два відділення (верхнє і нижнє), відгороджені металевою перегородкою і закриваються окремими замикаються дверцятами, призначена для розміщення обладнання та елементів електроенергетичних систем. В даному випадку вказано, що шафи КУ-10Ц комплектуються різними типами трансформаторів струму і напруги, які використовуються для вимірювань та захисту в електричних мережах напругою 10 кВ.

Таблиця 1.3 – Шафи КУ-10Ц

Призначення шафи	Умови перевірки	Каталожні дані	Тип вимикача
1	2	3	4
Шафа вводу	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$ $I_{ном\ ш} > I_{р\ мах}$ $I_{н\ зв\ ш} > I_{р\ мах}$ $I_{відклном} \approx I''$ $i_{дин} > i_{уд}$ $I_m^2 \cdot t_m > B_k$	10 кВ $I_n = 1600$ А $I_{н\ зв\ ш} = 1600$ А $I_{відклном} = 20$ кА $i_{дин} = 52$ кА $I_m^2 \cdot t_m = 20^2 \cdot 3 = 1800$ кА ² с	ВР-10-20/1600 У3
Шафа секційного вимикача	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$ $I_{ном\ ш} > I_{р\ мах}$	10 кВ $I_n = 1000$ А	ВР-10-20/1000 У3
Шафа секційного вимикача	$I_{н\ зв\ ш} > I_{р\ мах}$ $I_{відклном} \approx I''$ $i_{дин} > i_{уд}$ $I_m^2 \cdot t_m > B_k$	$I_{н\ зв\ ш} = 1600$ А $I_{відкл} = 20$ кА $i_{дин} = 52$ кА $I_m^2 \cdot t_m = 20^2 \cdot 3 = 1800$ кА ² с	
Шафа лінії, що відходить	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$ $I_{ном\ ш} > I_{р\ мах}$ $I_{н\ зв\ ш} > I_{р\ мах}$ $I_{відклном} \approx I''$ $i_{дин} > i_{уд}$ $I_m^2 \cdot t_m > B_k$	10 кВ $I_n = 630$ А $I_{н\ зв\ ш} = 1600$ А $I_{відклном} = 20$ кА $i_{дин} = 52$ кА $I_m^2 \cdot t_m = 20^2 \cdot 3 = 1800$ кА ² с	ВР -10-20/630 У3

1. Трансформатори струму (ТОЛ-10):

- Ввідна шафа: ТОЛ-10-1500/5
- Шафа секційного вимикача: ТОЛ-10-1000/5
- Шафи ліній, що відходять: ТОЛ-10-(100-500)/5

2. Трансформатори струму нульової послідовності (ТЗЛ):
 - Встановлені на кабельних лініях.
3. Трансформатори напруги (3хЗНОЛ.0.6-10-УІ):
 - Встановлені в шафах трансформаторів напруги.
4. Розрядники (РВО-10 УІ):
 - Встановлені разом з трансформаторами напруги для захисту від атмосферних перенапруг.

Вказані трансформатори струму та напруги використовуються для вимірювань та моніторингу параметрів електричних ліній, а розрядники застосовуються для захисту обладнання від перенапруг.

Обладнання, таке як ТОЛ і ТЗЛ, є важливою частиною електроенергетичних систем, забезпечуючи безпекне та ефективне функціонування електричних мереж.

В шафах відхідних ліній встановлені стаціонарні заземлювальні роз'єднувачі, розташовані в напрямку лінії, тоді як шафи трансформаторів напруги обладнані заземлювальними роз'єднувачами, розташованими в напрямку збірних шин.

1.3 Споживачі підстанції

З початку 1930-х років дана електростанція почала отримувати електроенергію від об'єкта Дніпробуду, який є частиною Дніпрогесу. Починаючи з часів Головного Об'єкту Електрифікації Радянської Літератури і Освіти (ГОЕРЛО), ця підстанція зросла і перетворилася на важливий розподільний енергетичний вузол для ліній напругою 150 кВ. Загальна площа підстанції становить 45000 м².

Територія, на якій розташована знижувальна підстанція, включає в себе об'єкти агропромислової зони та комунально-побутових споживачів, які отримують електроенергію через розподільну мережу напругою 10 кВ. До цих об'єктів відносяться цементний завод, свиноферма, селище міського типу (сmt), гаражний кооператив, підприємство з заготівлі зерна та інші.

З погляду надійності електропостачання споживачі району класифікуються наступним чином [1,3]:

- Електроприймачі першої категорії знаходяться на цементному заводі та на помпових станціях, що забезпечує їх електроенергією для споживання питної води.
- Електроприймачі другої категорії присутні на підприємстві з заготівлі зерна та фермах.
- Решта споживачів, які включають житловий комплекс та гаражний кооператив, відносяться до третьої категорії за надійністю електропостачання.

Нижче наведено перелік споживачів електроенергії та їх розрахункове навантаження, представлено в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Споживачі та розрахункове навантаження на стороні 10 кВ

Споживачі електричної енергії	Потужності		
	Активна $P_{роз}$, кВт	Реактивна $Q_{роз}$, квар	Повна $S_{роз}$, кВА
1	2	3	4
Ферма "Світанок"	1601	991,2	1883
Житловий комплекс «Щасливий»	6731	2215	7086
Селище міського типу	2051	600,1	2137
Підприємство заготівлі зерна	3051	997,7	3210
Насосна станція	1180	1201	1684
Гаражний кооператив "Автолюбитель-7"	2029	661,2	2134
Свиноферма	1955	646,1	2059
Цементний завод	3725	1221	3920
Усього	22 323	8 533	24 113

Споживачі електроенергії на стороні 35кВ.

Споживачами електроенергії на стороні 35 кВ є підстанції знижувальні 35/10 кВ: “ПС1”, “ПС2”, “ПС3”, “ПС4”.

Значення розрахункового навантаження на стороні 35кВ винесені в таблицю 1.5.

Таблиця 1.5 – Розрахункове навантаження на стороні 35 кВ

Назва ПС 35/10, кВ	Потужності		
	Активна $P_{роз}$, МВт	Реактивна $Q_{роз}$, Мвар	Повна $S_{роз}$, МВА
1	2	3	4
ПС1	3,5	2,3	4
ПС2	5,5	4,0	6,6
ПС3	9,0	6,0	10,8
ПС4	6,5	4,0	7,9
Усього	24,5	16,3	29,3

Розглянуто споживачі електричної енергії на стороні 10 та 35 кВ.

Розраховані активна, реактивна та повна потужності кожного споживача та загальні потужності на кожній стороні.

2 СТАТИСТИЧНИЙ АНАЛІЗ НАВАНТАЖЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

2.1 Статистичний аналіз роботи підстанції

Використання статистичного методу дозволяє систематизувати загальний вплив всіх випадкових факторів та їхню варіабельність на функціонування трансформаторної підстанції.

Математична статистика представляє сучасний напрямок математичної науки, який займається статистичним описом результатів експериментів і спостережень, а також створенням математичних моделей, що включають поняття ймовірності. Теорія ймовірностей служить теоретичною базою для математичної статистики [4].

В математичній статистиці вирізняють дві основні галузі: описову статистику та статистичні висновки. Основними завданнями цієї науки є:

- визначення законів розподілу випадкових величин на основі статистичних даних;
- визначення параметрів розподілу випадкових величин на основі статистичних даних;
- встановлення зв'язків між різними явищами або властивостями об'єктів на основі статистичних даних;
- визначення сили зв'язку між різними явищами або властивостями об'єктів на основі статистичних даних;
- перевірка статистичних гіпотез;
- розробка рекомендацій з проведення експериментів та обробки їх результатів.

Основна концепція математичної статистики ґрунтується на твердженні про те, що повне вивчення всіх об'єктів загальної сукупності у більшості випадків є неможливим з точки зору часу та витрат, що не є ефективним з економічної точки зору. Таким чином, у математичній статистиці використовується вибірковий підхід.

Використання статистичних методів передбачає реалізацію трьох основних етапів:

1. Перехід від об'єкта реальності до абстрактної математико-статистичної схеми:
 - Побудова імовірнісної моделі явища, процесу чи властивості.
2. Проведення розрахункових дій в межах імовірнісної моделі:
 - Застосування математичних методів для розрахунків на основі вимірювань, спостережень чи експерименту.
 - Формулювання статистичних висновків на основі отриманих результатів.
3. Інтерпретація статистичних висновків та ухвалення рішення:
 - Аналіз отриманих статистичних даних та висновків.
 - Прийняття відповідного рішення на основі інтерпретації статистичних результатів.

Для можливості перенесення вибірових показників на інші чи більш розповсюджені сукупності, необхідно мати науково обґрунтовані положення щодо відповідності та переносу вибірових характеристик до характеристик цих загальних, або так званих генеральних, сукупностей. Ці положення базуються на теоретичних підходах і схемах, пов'язаних із ймовірнісними моделями реальності, наприклад, на аксіоматичному підході та законах великих чисел. Лише з використанням цих теоретичних підходів можливо переносити властивості, які були визначені на основі аналізу обмеженої емпіричної інформації, на інші або розповсюджені сукупності.

Відзначимо, що згідно з центральною граничною теоремою, сума значень досить великої кількості слабо залежних випадкових величин, які мають приблизно однакові масштаби (з однаковими математичним очікуваннями та дисперсіями), має розподіл, що наближається до нормального [5]. Цей розподіл характеризується математичним очікуванням $M(X)$ і дисперсією.

$$D(X) = \sigma^2, \quad (2.1)$$

де σ – середнє квадратичне відхилення.

2.2 Навантаження підстанції на стороні НН 10 кВ

Середньозважений добовий графік навантаження на стороні НН 10 кВ зображено на рисунку 2.1.

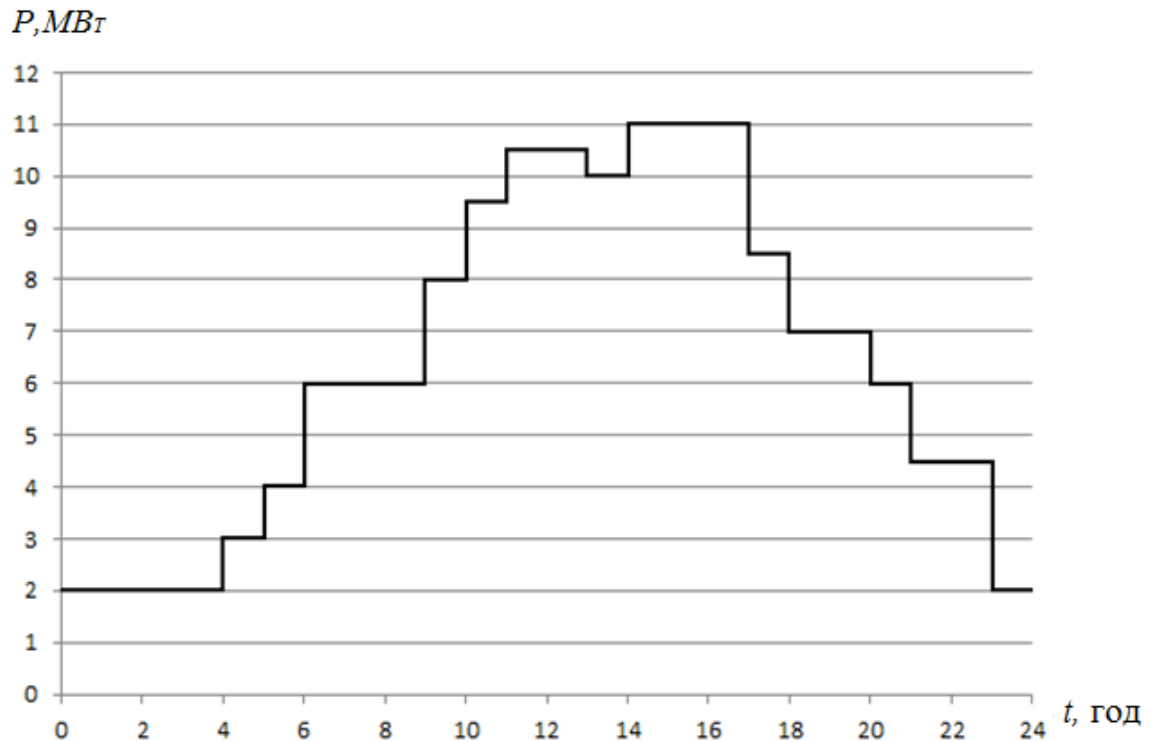


Рисунок 2.1 - Графік навантаження на стороні НН 10 кВ

Розподілення потужності кожні півгодини ($\sum n_i = 48$ год.) задаємо у вигляді послідовності варіант x_i і відповідних їм частот n_i (таблиця 2.1).

Таблиця 2.1 - Варіанти та частоти розподілення потужності на стороні НН

Варіанта, x_i	2	3	4	4,5	6	7	8	8,5	9,5	10	10,5	11
Частота, n_i	10	2	2	4	8	4	2	2	2	2	4	6

Оскільки початкові варіанти не рівновіддалені, то весь інтервал, що містить усі варіанти вибірки, розбито на шість рівних частин з довжиною $h=1,5$, названих частковими інтервалами. Середини часткових інтервалів, позначені як x_i^* , утворюють послідовність рівновіддалених варіант [5]. Як частоти кожної середини інтервалу взято суму частот варіантів, які потрапили у відповідний

частковий інтервал (див. таблицю 2.2). У цьому випадку зручно знаходити вибіркві середню та дисперсію методом моментів за допомогою наступних формул:

$$\bar{x}^* = M_1^* h + C, \quad (2.2)$$

$$D_B = [M_2^* - (M_1^*)^2] h^2, \quad (2.3)$$

де h - крок (різниця між двома сусідніми варіантами, $h=1,5$);

C - помилковий нуль (варіанта, яка розташована приблизно всередині варіаційного ряду);

$M_1^* = (\sum n_i u_i) / n$ – умовний момент першого порядку;

$M_2^* = (\sum n_i u_i^2) / n$ – умовний момент другого порядку;

$u_i = (x_i - C) / h$ – умовна варіанта.

Таблиця 2.2 - Рівновіддалені варіанти та частоти розподілення потужності

i	x_i^*	n_i	u_i	$n_i \cdot u_i$	$n_i \cdot u_i^2$
1	2,75	12	-2	-24	48
2	4,25	6	-1	-6	6
3	$\bar{x}^* = 5,75 + C$	8	0	0	0
4	$D_B = [7,25 - (M_1^*)^2] h^2$	6	1	6	6
5	8,75	4	2	8	16
6	10,25	12	3	36	108
$\Sigma =$	-	48	-	24	184

При обчисленні вибіркової дисперсії для зменшення помилки, викликані угрупуванням, використано поправку Шепарда [7]. Зокрема, з обчисленої дисперсії віднімається величина, рівна 1/12 квадрата довжини часткового інтервалу h .

Таким чином, з урахуванням поправки Шепарда дисперсія обчислюється за формулою

$$D'_B = D_B - (1/12)h^2. \quad (2.4)$$

Розрахунки вибіркової середньої, дисперсії та середньоквадратичного відхилення потужності P на стороні НН 10 кВ наведені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 -Вибіркові середня та дисперсія потужності на стороні НН

n	h	C	$M1^*$	$M2^*$	\bar{x}_g^*	D_g	D_g'	σ
48	1,5	5,75	0,42	3,83	6,38	8,23	8,05	2,84

Для виключення випадкових помилок застосовано правило 3σ [6]. Згідно з цим правилом, випадкова величина виключається, якщо абсолютне значення її відхилення від математичного очікування (вибіркової середньої) перевищує потроєне середньоквадратичне відхилення, тобто $x_i^* - \bar{x}_g^* > 3\sigma$.

Далі проводиться перевірка гіпотези про нормальний розподіл генеральної сукупності за критерієм Пірсона (критерій χ^2). Для цього нормується випадкова величина X , переходячи до величини $Z = (X - \bar{x}^*)/\sigma$ і обчислюються кінці інтервалів (z_i, z_{i+1}):

$$z_i = (x_i - \bar{x}^*)/\sigma, \quad z_{i+1} = (x_{i+1} - \bar{x}^*)/\sigma, \quad (2.5)$$

причому найменше значення Z , тобто z_1 , вважають рівними $-\infty$, а найбільше, тобто z_n , вважають рівним ∞ (таблиця 2.4).

Таблиця 2.4 - Границі інтервалів

i	Границі інтервал		$x_i^* - \bar{x}_g^*$	$x_{i+1}^* - \bar{x}_g^*$	Границі інтервала	
	а				$z_i = (x_i^* - \bar{x}_g^*)/\sigma$	$z_{i+1} = (x_{i+1}^* - \bar{x}_g^*)/\sigma$
	x_i^*	x_{i+1}^*				
1	2	3,5	—	-2,875	$-\infty$	-1,014
2	3,5	5	-2,875	-1,375	-1,014	-0,485
3	5	6,5	-1,375	0,125	-0,485	0,044
4	6,5	8	0,125	1,625	0,044	0,573
5	8	9,5	1,625	3,125	0,573	1,102
6	9,5	11	3,125	—	1,102	∞

Обчислено теоретичні вірогідності p_i попадання X в інтервали (x_i, x_{i+1}) за рівністю (2.6) [5]:

$$p_i = \Phi(z_{i+1}) - \Phi(z_i), \quad (2.6)$$

де $\Phi(z)$ - функція Лапласа.

Знайдено теоретичні частоти $n_i' = np_i$ (таблиця 2.5).

Таблиця 2.5 - Теоретичні вірогідності p_i та теоретичні частоти n_i'

i	$\Phi(z_i)$	$\Phi(z_{i+1})$	$p_i = \Phi(z_{i+1}) - \Phi(z_i)$	$n_i' = np_i$	$(n_i - n_i')^2 / n_i'$
1	-0,5	-0,345	0,155	7,460	2,763
2	-0,345	-0,186	0,159	7,609	0,340
3	-0,186	0	0,204	9,775	0,322
4	0	0,217	0,199	9,555	1,322
5	0,217	0,365	0,148	7,107	1,358
6	0,365	0,5	0,135	6,495	4,666
$\Sigma =$			1	48	$\chi^2 = 10,773$

Як критерій перевірки нульової гіпотези приймається випадкова величина:

$$\chi^2 = \sum (n_i - n_i')^2 / n_i' \quad (2.7)$$

Зрозуміло, що чим менше відмінностей між емпіричними та теоретичними частотами, тим менша значущість критерію, і, отже, він в певній мірі вказує на близькість емпіричного і теоретичного розподілів. Для того, щоб величина критерію мала приблизно розподіл χ^2 , теоретичні частоти $n_i' = np_i$ не повинні бути надто малими. Всі інтервали повинні відповідати наступному умовному співвідношенню: $n_i' > 5$.

За використанням таблиці критичних точок розподілу χ^2 для рівня значущості α і числа ступенів свободи $k = s - 1 - r$, де s – кількість часткових інтервалів у вибірці; r – кількість параметрів розподілення (в даному випадку $s = 6, r = 2$, знаходимо критичну точку $\chi_{кр}(\alpha; k)$.

$$\chi_{кр}^2(0,01;3)=11,3 > 10,773.$$

$$\chi_{кр}^2(0,025;3)=9,4 < 10,773.$$

Якщо $\chi_{кр}^2 > \chi_{набл}^2$ - немає підстав відкинути нульову гіпотезу. Якщо $\chi_{кр}^2 < \chi_{набл}^2$ - нульову гіпотезу відкидають[9].

Таким чином, висновок про нормальний закон розподілу навантаження на стороні НН 10 кВ даної підстанції залежить від рівня значущості α .

2.3 Навантаження підстанції на стороні СН 35 кВ

На рисунку 2.2 представлений середньозважений добовий графік навантаження на стороні НН 35 кВ. Розподілення потужності для кожної півгодини (загальна кількість часових інтервалів $\sum n_i=48$ год годин) визначено у вигляді послідовності варіантів x_i і відповідних їм частот n_i (таблиця 2.6).

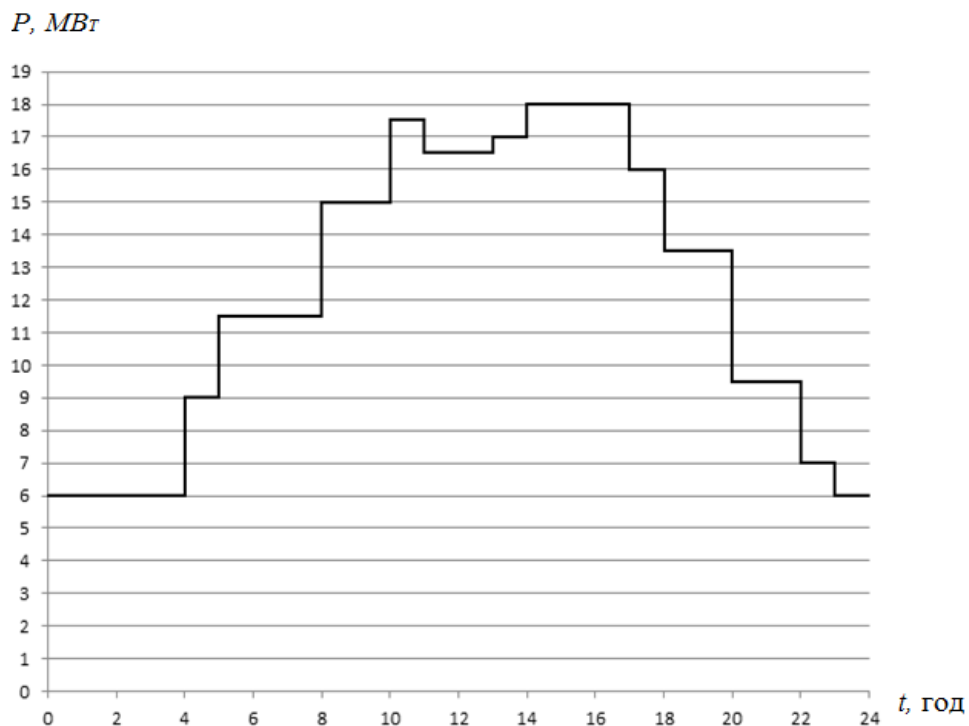


Рисунок 2.2 - Графік навантаження на стороні СН (35 кВ)

Таблиця 2.6 - Варіанти та частоти розподілення потужності на стороні СН

Варіанта, x_i	6	7	9	9,5	11,5	13,5	15	16	16,5	17	17,5	18
Частота, n_i	10	2	2	4	6	4	4	2	4	2	2	6

Подальші обчислення виконуються у тому ж порядку, що й для сторони НН. Усі варіанти вибірки розділені на шість рівних частин з довжиною $h=1,5$, утворюючи часткові інтервали. Середини цих часткових інтервалів, позначені як x_i^* , створюють послідовність рівномірно розташованих значень варіантів. Частотою кожної середини інтервалу прийнято суму частот варіантів, які потрапили до відповідного часткового інтервалу (див. Таблицю 2.7).

Таблиця 2.7 - Рівновіддалені варіанти та частоти розподілення потужності

i	y_i	n_i	u_i	$n_i \cdot u_i$	$n_i \cdot u_i^2$
1	2	3	4	5	6
1	7	12	-2	-24	48
2	9	6	-1	-6	6
3	11	6	0	0	0
4	13	4	1	4	4
5	15	8	2	16	32
6	17	12	3	36	108
$\Sigma=$		48		26	198

Розрахунки вибіркової середньої, дисперсії та середньоквадратичного відхилення потужності на стороні СН35 кВ, розраховані за формулами (2.2 - 2.4) та наведені в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 -Вибіркові середня та дисперсія потужності на стороні СН

n	h	C	$M1^*$	$M2^*$	\bar{x}_e^*	D_e	D_e'	σ
48	2	11	0,54	4,13	12,08	15,33	14,99	3,87

Перевірки випадкової величини на промахи та гіпотези про нормальне розподілення генеральної сукупності за критерієм Пірсона [7] (критерій χ^2) виконано за формулою (2.5). Результати розрахунків приведено в таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 - Границі інтервалів

i	Границі інтервала		$x_i^* - \bar{x}_g^*$	$x_{i+1}^* - \bar{x}_g^*$	Границі інтервала	
	x_i^*	x_{i+1}^*			$z_i = (x_i^* - \bar{x}_g^*)/\sigma$	$z_{i+1} = (x_{i+1}^* - \bar{x}_g^*)/\sigma$
1	6	8	—	-4,083	$-\infty$	-1,055
2	8	10	-4,083	-2,083	-1,055	-0,538
3	10	12	-2,083	-0,083	-0,538	-0,022
4	12	14	-0,083	1,9167	-0,022	0,495
5	14	16	1,9167	3,9167	0,495	1,012
6	16	18	3,9167	—	1,012	∞

Теоретичні вірогідності p_i попадання X в інтервали (x_i, x_{i+1}) за рівністю $(\Phi(z))$ – функція Лапласа) обчислено за формулою (2.6.) теоретичні частоти $n_i' = np_i$ приведені в таблиця 2.10.

Таблиця 2.10 - Теоретичні вірогідності p_i та теоретичні частоти n_i'

i	$\Phi(z_i)$	$\Phi(z_{i+1})$	$p_i = \Phi(z_{i+1}) - \Phi(z_i)$	$n_i' = np_i$	$(n_i - n_i')^2 / n_i'$
1	-0,5	-0,354	0,146	6,999079	3,573
2	-0,354	-0,205	0,149	7,174125	0,192
3	-0,205	-0,009	0,196	9,414706	1,239
4	-0,009	0,190	0,198	9,517615	3,199
5	0,190	0,344	0,154	7,411973	0,047
6	0,344	0,5	0,156	7,482501	2,727
$\Sigma =$			1	48	$\chi^2 = 10,977$

Перевірка нульової гіпотези виконано за формулою (2.7).

Критичні точки розподілу χ^2 становлять:

$$\chi_{кр}^2(0,01;3) = 11,3 > 10,977.$$

$$\chi_{кр}^2(0,025;3)=9,4 < 10,977.$$

Отже, висновок про відповідність навантаження на стороні 35 кВ даної підстанції нормальному закону розподілу залежить від обраного рівня значущості α .

2.4 Сумарне навантаження підстанції

Середньозважений добовий графік навантаження на стороні ВН 150 кВ зображено на рисунку 2.3.

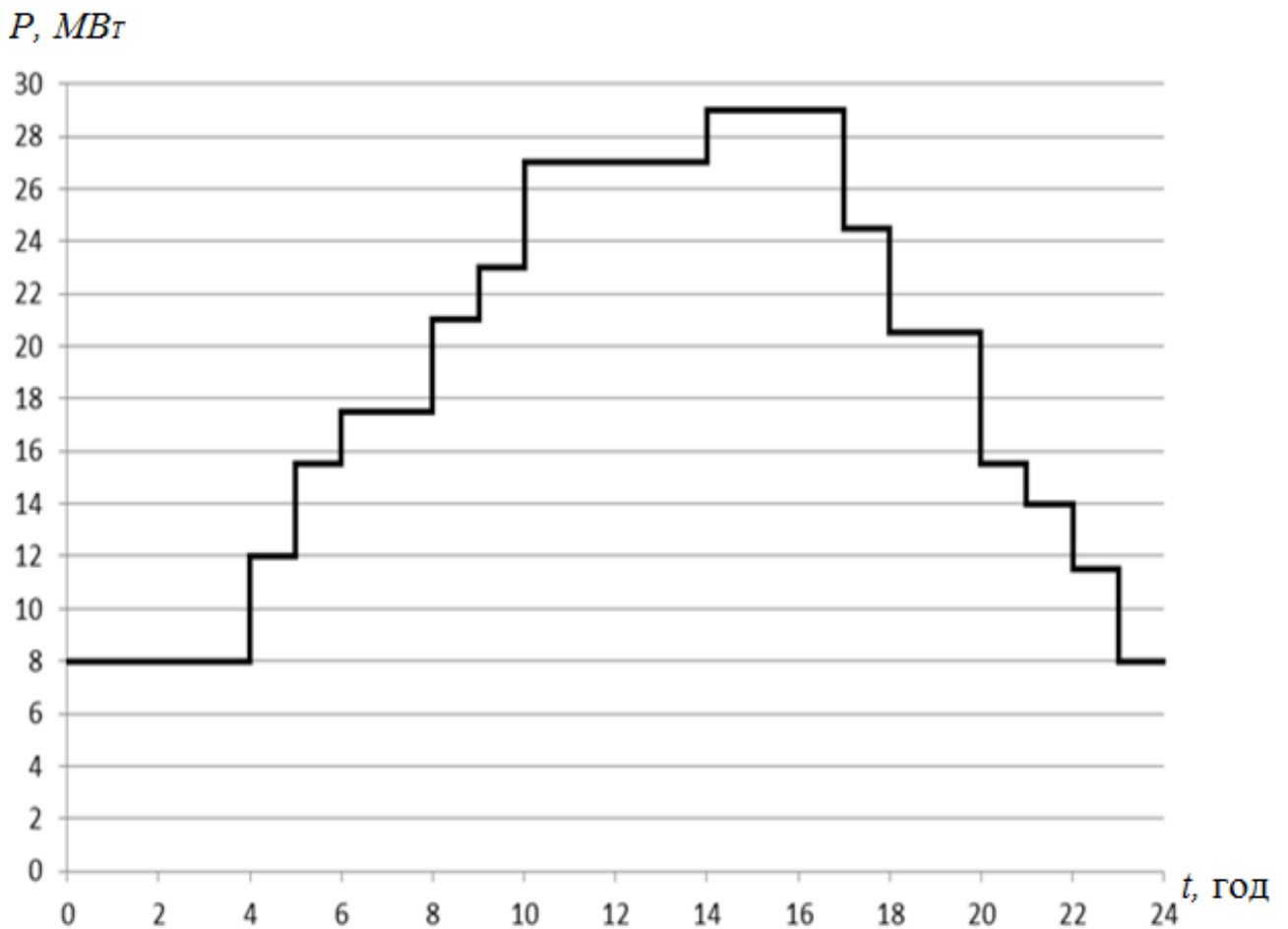


Рисунок 2.3 - Сумарний графік навантаження

Розподілення потужності кожні півгодини ($\sum n_i = 48$ год.) задаємо у вигляді послідовності варіант x_i і відповідних їм частот n_i (таблиця 2.11).

Таблиця 2.11 - Варіанти та частоти розподілення потужності на стороні ВН 150

Варіанта, x_i	8	11,5	12	14	15,5	17,5	20,5	21	23	24,5	27	29
Частота, n_i	10	2	2	2	4	4	4	2	2	2	8	6

Далі проводяться обчислення з використанням формул (2.1-2.7) з розділу 2.2. Усі варіанти вибірки розділені на шість рівних частин з довжиною $h=1,5$, утворюючи часткові інтервали.

Середини цих часткових інтервалів, позначені як x_i^* , створюють послідовність рівномірно розташованих значень варіантів. Частотою кожної середини інтервалу прийнято суму частот варіантів, які потрапили до відповідного часткового інтервалу (див. таблицю 2.12).

Таблиця 2.12 - Рівновіддалені варіанти та частоти розподілення потужності ВН

i	y_i	n_i	u_i	$n_i \cdot u_i$	$n_i \cdot u_i^2$
1	9,75	12	-3	-36	108
2	13,25	8	-2	-16	32
3	16,75	4	-1	-4	4
4	20,25	6	0	0	0
5	23,75	4	1	4	4
6	27,25	14	2	28	56
$\Sigma =$				-24	204

Розрахунки вибіркової середньої, дисперсії та середньоквадратичного відхилення потужності на стороні ВН 150 кВ, розраховані за формулами (2.2 - 2.4) та наведені в таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 - Вибіркові середня та дисперсія потужності на стороні ВН

n	h	C	M_1^*	M_2^*	\bar{y}_e	D_e	D_e'	σ
48	3,5	20,25	-0,75	4,25	17,63	45,17	44,15	6,64

Перевірки випадкової величини на промахи та гіпотези про нормальне розподілення генеральної сукупності за критерієм Пірсона (критерій χ^2) виконано за формулою (2.5). Результати розрахунків приведено в таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 – Границі інтервалів

i	Границі інтервала		$y_i - \bar{y}_6$	$y_{i+1} - \bar{y}_6$	Границі інтервала	
	y_i	y_{i+1}			$z_i = (y_i - \bar{y}_6) / \sigma$	$z_{i+1} = (y_{i+1} - \bar{y}_6) / \sigma$
1	8	11,5	—	-6,125	$-\infty$	-0,922
2	11,5	15	-6,125	-2,625	-0,922	-0,395
3	15	18,5	-2,625	0,875	-0,395	0,132
4	18,5	22	0,875	4,375	0,132	0,658
5	22	25,5	4,375	7,875	0,658	1,185
6	25,5	29	7,875	—	1,185	∞

Теоретичні вірогідності p_i попадання X в інтервали (x_i, x_{i+1}) за рівністю $(\Phi(z))$ – функція Лапласа) обчислено за формулою (2.6.). Теоретичні частоти $n_i' = np_i$ приведені в таблиця 2.15.

Таблиця 2.15 – Теоретичні вірогідності p_i та теоретичні частоти n_i'

i	$\Phi(z_i)$	$\Phi(z_{i+1})$	$p_i = \Phi(z_{i+1}) - \Phi(z_i)$	$n_i' = np_i$	$\chi^2 = (n_i - n_i')^2 / n_i'$
1	-0,5	-0,322	0,178	8,559	1,383
2	-0,322	-0,154	0,168	8,068	0,001
3	-0,154	0	0,206	9,887	3,505
4	0	0,245	0,192	9,239	1,136
5	0,245	0,382	0,137	6,584	1,014
6	0,382	0,5	0,118	5,663	12,275
$\Sigma =$			1	48	$\chi^2 = 19,313$

$$\chi_{кр}^2(0,01;3) = 11,3 < 19,313.$$

$$\chi_{кр}^2(0,025;3) = 9,4 < 19,313.$$

Отже, проведення аналізу розподілу навантаження на трансформатори підстанції на стороні СН 35 кВ та ВН 150 кВ, а також на стороні НН 10 кВ, визначається рівнем значущості α [5]. Для дослідження навантаження трансформаторів підстанції рекомендується використовувати методи математичної статистики. Встановлено, що це навантаження може відповідати нормальному розподілу або бути йому близьким.

Для більш детального аналізу роботи підстанції належить збільшити обсяг добових спостережень ($\Sigma n_i > 48$ годин). Наголошується на важливості урахування того, що використання середнього навантаження трансформаторів, замість статистичного підходу, може призвести до значних похибок при визначенні прогнозованих комерційних втрат електричної енергії у трансформаторах.

Кореляційний аналіз навантаження на сторонах НН 10 кВ та СН 35 кВ.

Кореляція, або кореляційна залежність, визначає статистичний зв'язок між двома чи більше випадковими величинами (або величинами, які можна вважати такими з певним ступенем точності). Зміни в значеннях однієї чи декількох з цих величин супроводжують систематичні зміни в значеннях інших величин.

Кореляційний зв'язок виявляється в середньому для усієї сукупності спостережень, проте він може бути неповним та неточним, коли розглядається відносно окремих спостережень. Наприклад, існує кореляція між вагою тварини і її висотою, але іноді низька тварина може виявитися важчою за високу.

Ступінь кореляційного зв'язку може варіюватися від повної незалежності до функціональної залежності. Кореляція може бути прямолінійною або криволінійною, прямою або оберненою, лінійною чи нелінійною, залежно від типу зв'язку між величинами [6,9].

Щільність зв'язку оцінюється за абсолютним значенням коефіцієнта кореляції. Нуль ($r=0$) вказує на відсутність лінійного зв'язку між ознаками. Максимальні значення ($r=1$ та $r=-1$) свідчать про повний (або функціональний)

лінійний зв'язок між ознаками (відповідно функціональний прямий зв'язок та функціональний зворотний зв'язок).

Кореляційний момент визначається як математичне сподівання добутків відхилень випадкових величин X та Y від їх середніх значень.

$$\mu = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X}) \cdot (Y_i - \bar{Y})}{n} \quad (2.8)$$

Числове значення μ не може бути мірою тісноти зв'язку, бо залежить від одиниць вимірювання величини X та Y . Тому вводиться поняття коефіцієнта кореляції [10].

Коефіцієнтом парної кореляції називають відношення кореляційного моменту до добутку середніх квадратичних відхилень:

$$r = \frac{\mu}{\sigma_x \sigma_y} = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X}) \cdot (Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2 \cdot \sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2}} \quad (2.9)$$

де X_i, Y_i – числові значення величин, між якими встановлюється кореляційний зв'язок;

\bar{X}, \bar{Y} – їх середні арифметичні значення величин.

Для незалежних величин, коефіцієнт кореляції r дорівнює 0, а для функціональних залежностей його значення може бути ± 1 . Якщо збільшення значень X супроводжується збільшенням значень Y , то r є додатнім, і, навпаки, якщо збільшення X веде до зменшення Y , то r є від'ємним [6].

З метою уникнення урахування знаку r вводиться поняття коефіцієнта детермінації $r = r^2$, який завжди додатний. Значення кореляції вважається сильним, якщо $r > 0,75$. Для виявлення кореляційної залежності між навантаженнями на стороні НН 10 кВ та СН 35 кВ будемо використовувати графіки навантаження у табличній формі (див. таблицю 2.16).

Таблиця 2.16 - Навантаження на сторонах НН, СН

Години	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Потужність	На стороні $HH, P, \text{МВт}$	2	2	2	2	3	4	6	6	6	8	9,5	10,5
	На стороні $CH, P, \text{МВт}$	6	6	6	6	9	11,5	11,5	11,5	15	15	17,5	16,5
Години	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
Потужність	На стороні $HH, \text{МВт}$	10,5	10	11	11	11	8,5	7	7	6	4,5	4,5	2
	На стороні $CH, \text{МВт}$	16,5	17	18	18	18	16	13,5	13,5	9,5	9,5	7	6

Отже, знаходимо коефіцієнт кореляції шляхом розрахунку в середовищі excel–microsoftoffice:

$$r_{CH,HH}=0,96. \quad (2.10)$$

Прямолінійний кореляційний зв'язок характеризується рівномірною зміною середнього значення величини Y під впливом відповідної зміни величини X [17].

Запишемо рівняння регресії:

$$P_{CH} - \bar{P}_{CH, HH} \frac{\sigma_{CH}}{\sigma_{HH}} (P_{HH} - \bar{P}_{HH}). \quad (2.11)$$

З попередніх обчислень:

$$\bar{P}_{HH}=6,375, \bar{P}_{CH}=12,08, \sigma_{HH}=2,837, \sigma_{CH}=3,872.$$

Після підстановки обчислених значень у формулу (2.10) отримаємо:

$$P_{HH}-12,08=0,9587 \cdot \frac{3,872}{2,837} (P_{HH}-6,375),$$

$$P_{CH}=1,31 (P_{HH}-6,375)+12,08,$$

$$P_{CH}=1,31 \cdot P_{HH}+3,729.$$

Будуємо отриману функціональну залежність (рисунок 2.4).

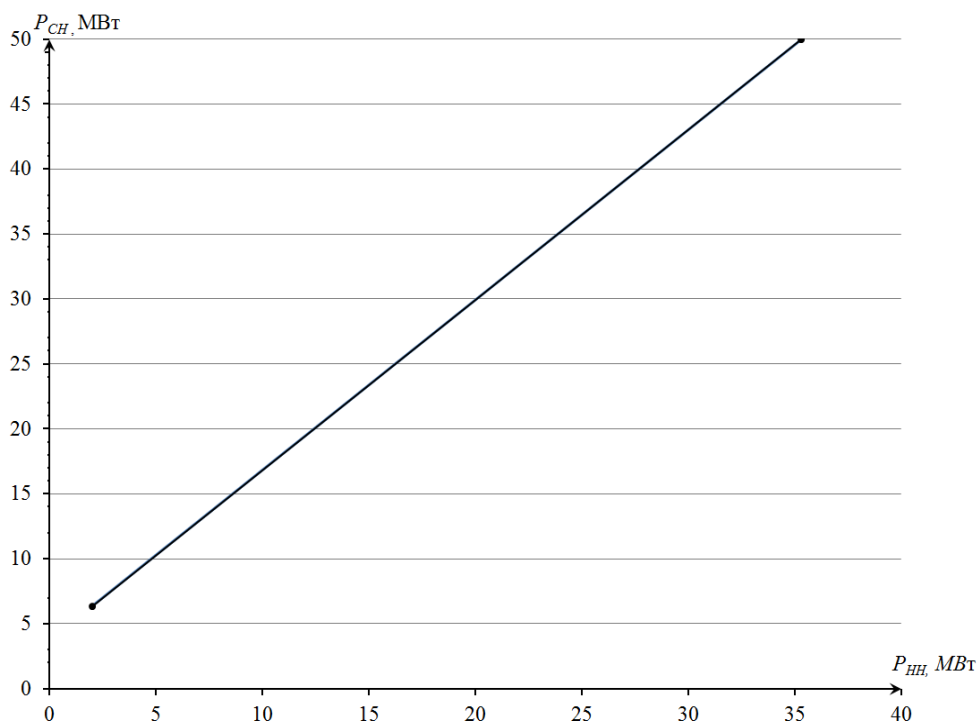


Рисунок 2.4 – Графік лінійної регресії

Знайдено коефіцієнт кореляції між потужностями на стороні СН та НН ($R_{CH,HH}=0,96$).

Отримано рівняння лінійної регресії між потужністю на стороні СН та НН.

3 ПРОГНОЗУВАННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ПС 150 кВ

3.1 Розрахунок річних втрат електроенергії на підстанції за максимальним навантаженням

Втрати потужності у трансформаторах складаються з втрат активної потужності, позначеної як ΔP_T , та втрат реактивної потужності, вираженої як ΔQ_T .

Втрати активної потужності включають в себе втрати на нагрівання обмоток трансформатора, позначені як P , що залежать від струму навантаження, і втрати на нагрівання сталі, позначені як P_{cm} , які не залежать від струму навантаження. Втрати потужності на нагрівання обмоток трансформатора визначаються за рівнянням:

$$\Delta P = P + P_{cm}$$

Повні активні втрати обчислюються як:

$$\Delta P_T = R_T \cdot \left(\frac{P_m}{S_{nom}} \right)^2 \cdot U_{nom}^2$$

де R_T - активний опір обмоток трансформатора, визначений втратами в міді P_m , потужністю трансформатора S_{nom} та номінальною напругою U_{nom} [10, 13].

Втрати реактивної потужності також мають дві компоненти: втрати Q , спричинені розсіюванням магнітного потоку в трансформаторі і залежні від квадрата струму навантаження, та втрати на намагнічування трансформатора Q , що не залежать від струму навантаження і визначаються струмом холостого ходу. Втрати потужності, зумовлені розсіюванням магнітного потоку, визначаються як:

$$\Delta Q = Q \cdot I_{nom}^2$$

Втрати електроенергії в міді можна визначити за допомогою втрат потужності в міді, позначених як ΔP_{mnom} при максимальному навантаженні S_{max} та часу втрат τ , знайденому за кривою залежності $\tau=f(T_i, \cos\varphi)$ [7,13], де $\cos\varphi$ вважається постійним протягом певного часу (наприклад, доби, року і т.д.).

$$\Delta W_m = \Delta P_{m \text{ ном}} (S_{\text{макс}} / S_{\text{ном}})^2 \tau. \quad (3.1)$$

Втрати електроенергії в сталі. Їх визначають втратами потужності при холостому ході ($\Delta P_{ст} = \Delta P_{x.x}$) і часом включення трансформатора $T_в$ [3,4]:

$$\Delta W_{ст} = \Delta P_{ст} T_в. \quad (3.2)$$

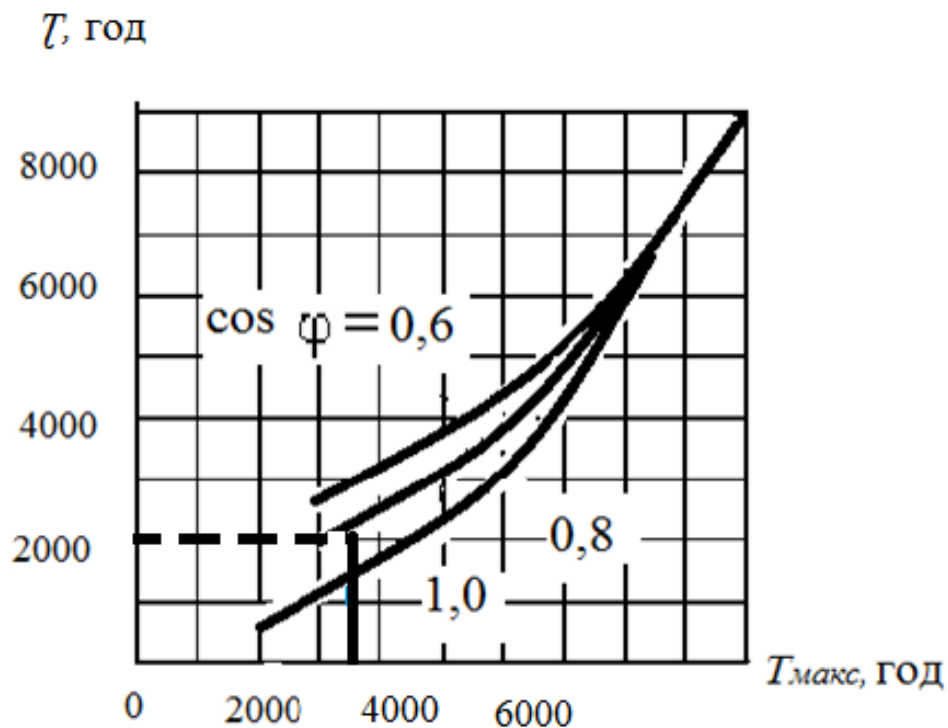


Рисунок 3.1 - Графік для визначення часу втрат

Сумарні активні втрати електроенергії:

$$\Delta W = \Delta P_{m \text{ ном}} (S_{\text{макс}} / S_{\text{ном}})^2 \tau + \Delta P_{ст} T_в = \Delta P_{m \text{ ном}} k_3^2 \tau + \Delta P_{ст} T_в. \quad (3.3)$$

Навантаження на стороні НН 10 кВ.

Розрахункові активна та реактивна потужності $P_{\text{НН}} = 22,323$ МВт,
 $Q_{\text{НН}} = 8,533$ Мвар приведені в таблиці 1.4.

Коефіцієнт потужності на стороні НН:

$$\varphi_{HH} = \text{atan}\left(\frac{Q_{HH}}{P_{HH}}\right), \quad (3.4)$$

$$\varphi_{HH} = 20,92^\circ,$$

$$\cos(\varphi_{HH}) = 0,934.$$

З рисунку 2.1 визначаємо максимальні активну та реактивну потужності:

$$\begin{aligned} P_{HH \text{ макс}} &= 11 \text{ МВт}, \\ Q_{HH \text{ макс}} &= P_{HH \text{ макс}} \cdot \tan(\varphi_{HH}), \\ Q_{HH \text{ макс}} &= 4,205 \text{ Мвар}. \end{aligned} \quad (3.5)$$

Навантаження на стороні СН 35 кВ.

Розрахункові активна та реактивна потужності $P_{CH} = 24,5$ МВт,
 $Q_{CH} = 16,3$ Мвар приведені в таблиці 1.5.

Коефіцієнт потужності на стороні СН:

$$\begin{aligned} \varphi_{CH} &= \text{atan}\left(\frac{Q_{CH}}{P_{CH}}\right), \\ \varphi_{CH} &= 33,6^\circ, \\ \cos(\varphi_{CH}) &= 0,833. \end{aligned} \quad (3.6)$$

З рисунку 2.2 визначаємо максимальні активну та реактивну потужності:

$$\begin{aligned} P_{CH \text{ макс}} &= 18 \text{ МВт}, \\ Q_{CH \text{ макс}} &= P_{CH \text{ макс}} \cdot \tan(\varphi_{CH}), \\ Q_{CH \text{ макс}} &= 11,976 \text{ Мвар}. \end{aligned} \quad (3.7)$$

Максимальне навантаження трансформаторів.

Максимальна активна потужність:

$$P_{\text{макс}} = P_{\text{ННмакс}} + P_{\text{СНмакс}}, \quad (3.8)$$

$$P_{\text{макс}} = 11 + 18 = 29 \text{ МВт.}$$

Максимальна реактивна потужність:

$$Q_{\text{макс}} = Q_{\text{ННмакс}} + Q_{\text{СНмакс}}, \quad (3.9)$$

$$Q_{\text{макс}} = 4,205 + 11,976 = 16,18 \text{ Мвар.}$$

Максимальна повна потужність:

$$S_{\text{макс}} = \sqrt{(P_{\text{макс}})^2 + (Q_{\text{макс}})^2}. \quad (3.10)$$

$$S_{\text{макс}} = \sqrt{(29)^2 + (16,18)^2} = 33,208 \text{ Мвар.}$$

Коефіцієнт максимальної потужності:

$$\varphi = \text{atan} \left(\frac{Q_{\text{макс}}}{P_{\text{макс}}} \right), \quad (3.11)$$

$$\varphi = \text{atan} \left(\frac{16,18}{29} \right) = 29,16^\circ,$$

$$\cos(\varphi) = 0,873.$$

Розрахунок втрат енергії за часом максимальних втрат.

Час втрат τ визначаємо за кривими $\tau = f(T_{\text{макс}}, \cos\varphi)$ (рисунок 3.1)

Час використання максимуму навантаження

$$T_{\text{макс}} = 3500 \text{ год,}$$

$$\tau = 2000 \text{ год.}$$

Час роботи підстанції

$$T_{\text{в}} = 8760 \text{ год.}$$

Паспортні данні трансформатора:

- число трансформаторів на підстанції $n = 2$ шт.;
- номінальна потужність трансформатора $S_{\text{ном}} = 25$ МВА;
- напруга ВН $U = 150$ кВ.

Номінальні втрати в обмотках становлять:

$$\Delta P_{\text{мном}} = 145 \text{ кВт.}$$

Номінальні втрати в осерді:

$$\Delta P_{\text{см}} = 34 \text{ кВт.}$$

Сумарні активні втрати електроенергії в трансформаторі:

$$\Delta W_{\text{м}} = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{мном}} \cdot \left(\frac{S_{\text{макс}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau + n \cdot \Delta P_{\text{см}} \cdot T_{\text{в}}, \quad (3.12)$$

$$\Delta W_{\text{м}} = \frac{1}{2} \cdot 145 \cdot \left(\frac{33,208}{25} \right)^2 \cdot 2000 + 2 \cdot 34 \cdot 8760,$$

$$\Delta W_{\text{м}} = 8,515 \cdot 10^5 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Кількість переданої активної енергії за рік:

$$W_{\text{м}} = P_{\text{макс}} \cdot T_{\text{макс}} \cdot 10^3, \quad (3.13)$$

$$W_{\text{м}} = 29 \cdot 3500 \cdot 10^3,$$

$$W_{\text{м}} = 1,015 \cdot 10^8 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Річні втрати електроенергії у відсотках:

$$W_{\text{м}} = \frac{\Delta W_{\text{м}} \cdot 100}{W}; \quad (3.14)$$

$$W_{\text{м}} = \frac{8,515 \cdot 10^5 \cdot 100}{1,015 \cdot 10^8},$$

$$W_{\text{м}} = 0,839\%.$$

3.2 Розрахунок втрат енергії за середнім навантаженням

Середнє навантаження активної потужності на стороні НН визначаємо з таблиці 2.1

$$P_{\text{НН сер}} = \frac{1}{48} \sum_{i=0}^{48} X_i \cdot n_i; \quad (3.15)$$

$$P_{\text{НН сер}} = \frac{1}{48} (2 \cdot 10 + 3 \cdot 2 + 4 \cdot 2 + 4,5 \cdot 4 + 6 \cdot 8 + 7 \cdot 4 + \\ + 8 \cdot 2 + 8,5 \cdot 2 + 9,5 \cdot 2 + 10 \cdot 2 + 10,5 \cdot 4 + 11 \cdot 6) = 6,42 \text{ МВт}.$$

Середня реактивна потужність на стороні НН:

$$Q_{\text{НН сер}} = P_{\text{НН сер}} \cdot \tan(\varphi_{\text{НН}}); \quad (3.16)$$

$$Q_{\text{НН сер}} = 6,42 \cdot \tan(20,92),$$

$$Q_{\text{НН сер}} = 2,45 \text{ Мвар}.$$

Середнє навантаження активної потужності на стороні НН визначаємо з таблиці 2.6

$$P_{CH\text{ сеп}} = \frac{1}{48} \sum_{i=0}^{48} X_i \cdot n_i. \quad (3.17)$$

$$P_{CH\text{ сеп}} = \frac{1}{48} (6 \cdot 10 + 7 \cdot 2 + 9 \cdot 2 + 9,5 \cdot 4 + 11,5 \cdot 6 + 13,5 \cdot 4 + 15 \cdot 4 + 16 \cdot 2 + 16,5 \cdot 4 + 17 \cdot 2 + 17,5 \cdot 2 + 18 \cdot 6) = 12,25 \text{ МВт.}$$

Середня реактивна потужність на стороні СН

$$Q_{CH\text{ сеп}} = P_{CH\text{ сеп}} \cdot \tan(\varphi_{CH}); \quad (3.18)$$

$$Q_{CH\text{ сеп}} = 12,25 \cdot \tan(33,6),$$

$$Q_{CH\text{ сеп}} = 8,14 \text{ Мвар.}$$

Середня активна, реактивна та повна потужності трансформаторної підстанції:

$$P_{\text{сеп}} = P_{HH\text{ сеп}} + P_{CH\text{ сеп}}; \quad (3.19)$$

$$P_{\text{сеп}} = 6,42 + 12,25 = 18,67 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{сеп}} = Q_{HH\text{ сеп}} + Q_{CH\text{ сеп}}; \quad (3.20)$$

$$Q_{\text{сеп}} = 2,45 + 8,15 = 10,6 \text{ Мвар}$$

$$S_{\text{сеп}} = \sqrt{(P_{\text{сеп}})^2 + (Q_{\text{сеп}})^2}; \quad (3.21)$$

$$S_{\text{сеп}} = \sqrt{(18,67)^2 + (10,6)^2} = 21,47 \text{ МВА.}$$

Середній коефіцієнт потужності:

$$\varphi_{\text{сеп}} = \text{atan}\left(\frac{Q_{\text{сеп}}}{P_{\text{сеп}}}\right); \quad (3.22)$$

$$\varphi_{\text{сеп}} = \text{atan}\left(\frac{10,6}{18,67}\right).$$

$$\varphi_{\text{сеп}} = 29,6^\circ.$$

$$\cos(\varphi_{\text{сеп}}) = 0,87.$$

Сумарні активні втрати електроенергії в трансформаторі

$$\Delta W_{сер} = \left[\frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{ном}} \cdot \left(\frac{S_{сер}}{S_{ном}} \right)^2 + n \cdot \Delta P_{см} \right] \cdot T_{в}; \quad (3.23)$$

$$\Delta W_{сер} = \left[\frac{1}{2} \cdot 145 \cdot \left(\frac{21,47}{25} \right)^2 + 2 \cdot 34 \right] \cdot 8760;$$

$$\Delta W_{сер} = 1,064 \cdot 10^6 \text{ кВт год}$$

Активна енергія, що передається за рік

$$W_{сер} = P_{сер} \cdot T_{в} \cdot 10^3. \quad (3.24)$$

$$W_{сер} = 18,67 \cdot 8760 \cdot 10^3.$$

$$W_{сер} = 1,635 \cdot 10^8 \text{ кВт год.}$$

Відсоток втрат активної енергії

$$W_{сер} = \frac{\Delta W_{сер}}{W_{сер}} \cdot 100\%. \quad (3.25)$$

$$W_{сер} = \frac{1,064 \cdot 10^6}{1,635 \cdot 10^8} \cdot 100\%,$$

$$W_{сер} = 0,651\%.$$

3.3 Обґрунтування застосування імовірісно - статистичні методів

Імовірісно-статистичні методи ґрунтуються на урахуванні впливу безлічі випадкових факторів, що відрізняються стійкою частотою. Це дозволяє виявити необхідність (закон), яка проявляється через колективний вплив безлічі випадкових подій. Ці методи використовують теорію ймовірностей, яку часто називають наукою про випадковість [17].

Імовірність представляє собою кількісну міру можливості виникнення події при певних умовах, з діапазоном від нуля (неможливість) до одиниці (впевненість). Дані методи ґрунтуються на розрізненні динамічних і статистичних законів, зокрема за критерієм їхніх прогнозів, які впливають з визначених основ. Закони динамічного типу передбачають прогнози з точно визначеним характером (наприклад, у класичній механіці).

У статистичних законах прогнози мають ймовірнісний, а не абсолютно достовірний характер, обумовлений дією безлічі випадкових факторів, через взаємодію яких виникає необхідність. Як вказує історія наукового пізнання, ми лише починаємо повноцінно оцінювати важливість всіх проблем, пов'язаних із необхідністю та випадковістю.

Імовірнісно-статистичний метод спрямованого експерименту вимагає мінімальної кількості інформації для розробки математичної моделі, діє ефективно при високому рівні шумів і дозволяє отримати рівняння, в якому враховано вплив кожної змінної на цільову функцію. Отримане рівняння може бути перевірено на адекватність за експериментальними даними. Метод має свої переваги і недоліки: поліноміальний вигляд рівняння не містить інформації про первісну функцію, але дозволяє контролювати процес; рівняння, отримане для одного конкретного об'єкта, не може бути застосоване до іншого; вимагає вибору необхідної інформації для математичного опису процесу [19].

Потужності в гілках представляють собою функцію потужностей, які визначають навантаження:

$$\begin{aligned} P(t) &= F(p(t), q(t), U_0(t)); \\ Q(t) &= \Phi(p(t), q(t), U_0(t)), \end{aligned} \quad (3.26)$$

де $F(p, q)$ та $\Phi(p, q)$ – вектор функція обумовлена конфігурацією мережі і параметрами її елементів: $p(t) = (p_1(t), p_2(t), \dots, p_{n-1}(t))$; $q(t) = (q_1(t), q_2(t), \dots, q_{n-1}(t))$ – вектори активних і реактивних задаючих потужностей і вузлах; $U_0(t)$ – напруга базисного вузла.

Втрати енергії за період часу T представляють собою функціонал від реалізацій випадкових процесів навантаження. Цей функціонал сам є випадковою величиною. Пропонується визначити математичне очікування цього функціоналу замість конкретної реалізації випадкової величини.

$$M[\Delta W] = \int_{t_0}^{t_0+T} M[\Delta P(t)] dt, \quad (3.27)$$

де $M[\Delta P(t)]$ – математичне очікування втрат активної потужності в мережі в момент часу t . З вираз справедливо, якщо втрати енергії як випадкова величина мають розподіл з невеликою дисперсією.

$M[\Delta P(t)]$ визначається так:

$$M[\Delta P(t)] = \frac{1}{U^2} \sum_{j=1}^{In} R_i \{ M[P_i^2(t)] + M[Q_i^2(t)] + D[P_i(t)] + D[Q_i(t)] \}, \quad (3.28)$$

де $M[P_i(t)]$, $M[Q_i(t)]$, $D[P_i(t)]$, $D[Q_i(t)]$ – математичні очікування і дисперсії потоків активної і реактивної потужності в елементі i потоку t .

Математичне очікування в дисперсії потоків потужності в елементах виражаються через ймовірні характеристики що задають потужності у вузлах наступним чином [20]. Нехай $M[P(t)]$, $M[Q(t)]$ – деякі стовбці математичного очікування задаючих потужностей, а $M[p(t)]$, $M[q(t)]$ вектори – стовпці потоків потужностей в вузлах. Фіксуємо момент часу та розкладемо функції $F(p, q)$ і $\Phi(p, q)$ в ряд Тейлора в околі точки M_p і M_q :

$$F(p, q) = F(p, q) + C_M^P \left[\left(\frac{p}{q} \right) - \left(\frac{M_p}{M_q} \right) \right]; \quad (3.29)$$

$$\Phi(p, q) = \Phi(M_p, M_q) + C_M^Q \left[\left(\frac{p}{q} \right) - \left(\frac{M_p}{M_q} \right) \right]. \quad (3.30)$$

У виразах (3.29) та (3.30) ми обмежилися лінійними членами розкладання в силу того, що дисперсія задаючих потужностей невелика - $\sigma_{P_j} = 5 \div 7\%$ від M_{P_j} , що справедливо для вузлів навантаження і не завжди справедливо для ліній міжсистемних зв'язків.

Використовуючи вираз (3.29) та (3.30), визначимо математичне очікування P та Q

$$M[P(t)] = MF[p(t), q(t)] = F(M[p(t)], M[q(t)]) . \quad (3.31)$$

Аналогічно

$$M[Q(t)] = \Phi(M[p(t)], M[q(t)]) . \quad (3.32)$$

Необхідно відмітити, що вирази (3.31) та (3.32) отримуються в припущенні, що

$$\frac{\partial P_i}{\partial p_i'}, \frac{\partial P_i}{\partial q_i'}, \frac{\partial Q_i}{\partial p_i'}, \frac{\partial Q_i}{\partial q_i'},$$

не залежать від p_i та q_i .

Таким чином математичне очікування перетоків потужності можуть бути наближено визначені при застосуванні в вузлах математичних очікувань задаючих потужностей [22].

Розрахунок втрат енергії імовірно – статистичним методом. Активний опір трансформаторів знайдемо з виразу:

$$R_T = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{ном}} \cdot \left(\frac{U}{S_{\text{ном}} \cdot 10^3} \right)^2 ; \quad (3.33)$$

$$R_T = \frac{1}{2} \cdot 145 \left(\frac{150}{25 \cdot 10^3} \right)^2 \cdot 10^3$$

$$R_T = 2,61 \text{ Ом.}$$

Кількість переданої реактивної енергії за рік:

$$W_q = W \cdot \tan(\varphi), \quad (3.34)$$

$$W_q = 1,015 \cdot 10^8 \cdot \tan(29,6),$$

$$W_q = 5,663 \cdot 10^7 \text{ квар} \cdot \text{год.}$$

Мінімальна та максимальна активна потужності на стороні ВН
з рисунку 2.3

$$P_{\text{мін}} = 8 \text{ МВт},$$

$$P_{\text{макс}} = 29 \text{ МВт.}$$

Мінімальна та максимальна реактивні потужності на стороні ВН

$$Q_{\text{мін}} = P_{\text{мін}} \cdot \tan \varphi, \quad (3.35)$$

$$Q_{\text{мін}} = 8 \cdot \tan(29,6),$$

$$Q_{\text{мін}} = 4,54 \text{ Мвар.}$$

$$Q_{\text{макс}} = P_{\text{макс}} \cdot \tan \varphi, \quad (3.36)$$

$$Q_{\text{макс}} = 29 \cdot \tan(29,6),$$

$$Q_{\text{макс}} = 16,47 \text{ Мвар.}$$

Допоміжні коефіцієнти для активної потужності:

$$\lambda_p = \frac{P_{\text{сер}} - P_{\text{мін}}}{P_{\text{макс}} - P_{\text{сер}}}, \quad (3.37)$$

$$\lambda_p = \frac{18,67 - 8}{29 - 18,67},$$

$$\lambda_p = 1,033.$$

Допоміжні коефіцієнти для реактивної потужності:

$$\lambda_q = \frac{Q_{сер} - Q_{мін}}{Q_{макс} - Q_{сер}}, \quad (3.38)$$

$$\lambda_q = \frac{10,6 - 4,53}{16,44 - 10,6},$$

$$\lambda_q = 1,039.$$

Так як $\lambda_p > 1$, $\lambda_q > 1$ то дисперсії потужностей знаходимо за наступними формулами:

Дисперсія активної потужності [22]:

$$D_p = \frac{(P_{макс} - P_{сер})^2 \cdot (P_{сер} - P_{мін})^2}{(P_{макс} + P_{сер} - 2 \cdot P_{мін})}; \quad (3.39)$$

$$D_p = \frac{(29 - 18,67)^2 \cdot (18,67 - 8)^2}{(29 + 18,67 - 2 \cdot 8)}$$

$$D_p = 383,602 \text{ МВт}^2.$$

Дисперсія реактивної потужності

$$D_q = \frac{(Q_{макс} - Q_{сер})^2 \cdot (Q_{сер} - Q_{мін})^2}{(Q_{макс} + Q_{сер} - 2 \cdot Q_{мін})}; \quad (3.40)$$

$$D_q = \frac{(16,44 - 10,6)^2 \cdot (10,6 - 4,53)^2}{(16,44 + 10,6 - 2 \cdot 4,53)}$$

$$D_q = 69,89 \text{ Мвар}^2.$$

Втрати електричної енергії в трансформаторах вірогіднісно - статистичним методом [22]:

$$\Delta W_{cm} = \frac{R_T}{U^2} \cdot \left[\frac{(W^2 + W_p^2) \cdot 10^{-3}}{T_B} + (D_p + D_q) \cdot T_B \cdot 10^3 \right]; \quad (3.41)$$

$$\Delta W_{cm} = \frac{2,61}{150^2} \cdot \left[\frac{(1,015 \cdot 10^8 + 5,663 \cdot 10^5) \cdot 10^{-3}}{8760} + (383,602 + 69,89) \cdot 8760 \cdot 10^3 \right],$$

$$\Delta W_p = 6,397 \cdot 10^5 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Кількість переданої активної енергії за рік:

$$W_{cm} = (8 \cdot 5 + 11,5 + 12 + 14 + 15,5 \cdot 2 + 17,5 \cdot 2 + 20,5 \cdot 2 + 21 + 23 + 24,5 + 27 \cdot 4 + 29 \cdot 3) \cdot 365$$

$$W_{cm} = 1,635 \cdot 10^8 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Річні втрати електроенергії у відсотках:

$$W_{cm} = \frac{\Delta W_{cm} \cdot 100}{W_{cm}}; \quad (3.42)$$

$$W_{cm} = \frac{6,397 \cdot 10^5 \cdot 100}{1,635 \cdot 10^8},$$

$$W_{cm} = 0,39\%.$$

Таким чином, річні втрати електричної енергії в двотрансформаторній підстанції за різними методами складають:

- за часом максимальних втрат: $\Delta W_m = 8,515 \cdot 10^5$ кВт·год
- по середньому навантаженню: $\Delta W_{сер} = 1,064 \cdot 10^6$ кВт·год
- імовірносно-статистичним методом: $\Delta W_{cm} = 6,397 \cdot 10^5$ кВт·год.

Відносні розбіжності розрахунків по відношенню до ймовірносно-статистичного методу:

$$\delta_M = \frac{(\Delta W_M - \Delta W_p)100}{\Delta W_p}; \quad (3.43)$$

$$\delta_M = \frac{(8,515 \cdot 10^5 - 6,397 \cdot 10^5)100}{6,397 \cdot 10^5}$$

$$\delta_M = 33,1\%.$$

$$\delta_{сер} = \frac{(\Delta W_{сер} - \Delta W_p)100}{\Delta W_p}; \quad (3.44)$$

$$\delta_{сер} = \frac{(1,064 \cdot 10^6 - 6,397 \cdot 10^5)100}{6,397 \cdot 10^5}$$

$$\delta_{сер} = 66,3\%.$$

Знаходимо вартість втрат за часом максимального навантаження B_M , по середньому навантаженню $B_{сер}$ та імовірно - статистичним методом B_p :

$$B_M = \Delta W_M \cdot T = 8,515 \cdot 10^5 \cdot 1,4 \cdot 10^{-3} = 1192,1 \text{ тис.грн};$$

$$B_{сер} = \Delta W_{сер} \cdot T = 1,064 \cdot 10^6 \cdot 1,4 \cdot 10^{-3} = 1489,6 \text{ тис.грн};$$

$$B_{ст} = \Delta W_{ст} \cdot T = 6,397 \cdot 10^5 \cdot 1,4 \cdot 10^{-3} = 895,58 \text{ тис.грн},$$

де T - тариф на електроенергію для першого класу напруги, $T = 1,4 \text{ грн/кВт\cdotгод}$.

Отже, було проведено розрахунок річних енергетичних втрат у двотрансформаторній підстанції з урахуванням трьох аспектів: за часом максимальних втрат, при середньому навантаженні та використовуючи вірогідно-статистичні методи.

Виявлено, що використання статистичного методу дозволяє оцінити комплексний вплив всіх випадкових факторів та їхню варіабельність на ефективність функціонування трансформаторної підстанції. Проведено порівняльний аналіз розбіжностей при застосуванні усіх розглянутих методів, а також визначено величину втрат за кожним з них.

3.5 Підвищення енергоефективності підстанції

Для підвищення енергоефективності підстанції планується зменшити пікове навантаження з 11 МВт до 9 МВт за рахунок наступних споживачів:

- Ферма «Світанок»;
- Підприємство заготівлі зерна;
- Гаражний кооператив;
- Свиноферма;
- Цементний завод.

Середньозважений добовий графік навантаження на стороні НН 10 кВ зображено на рисунку 3.2.

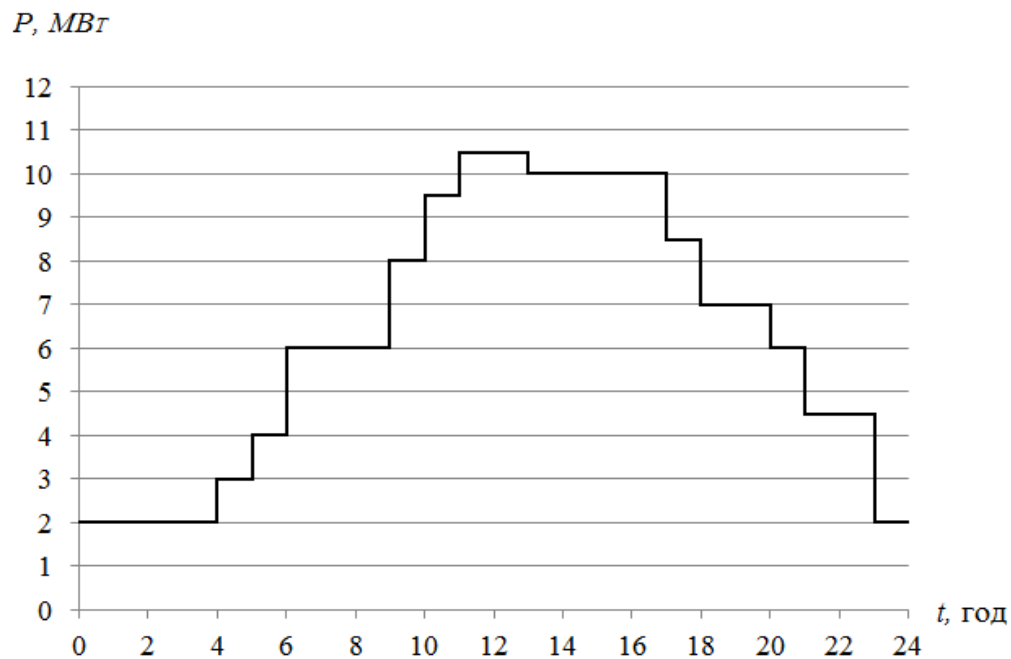


Рисунок 3.2 - Графік навантаження на стороні НН 10 кВ

Розподілення потужності кожні півгодини ($\sum n_i=48$ год.) задаємо у вигляді послідовності варіант x_i і відповідних їм частот n_i (таблиця 3.1).

Таблиця 3.1 - Варіанти та частоти розподілення потужності на стороні НН

Варіанта, x_i	2	3	4	4,5	6	7	8	8,5	9	9,5	10	10,5
Частота, n_i	10	2	2	4	8	4	2	2	6	2	2	4

Середньозважений добовий графік навантаження на стороні ВН 150 кВ зображено на рисунку 3.3.

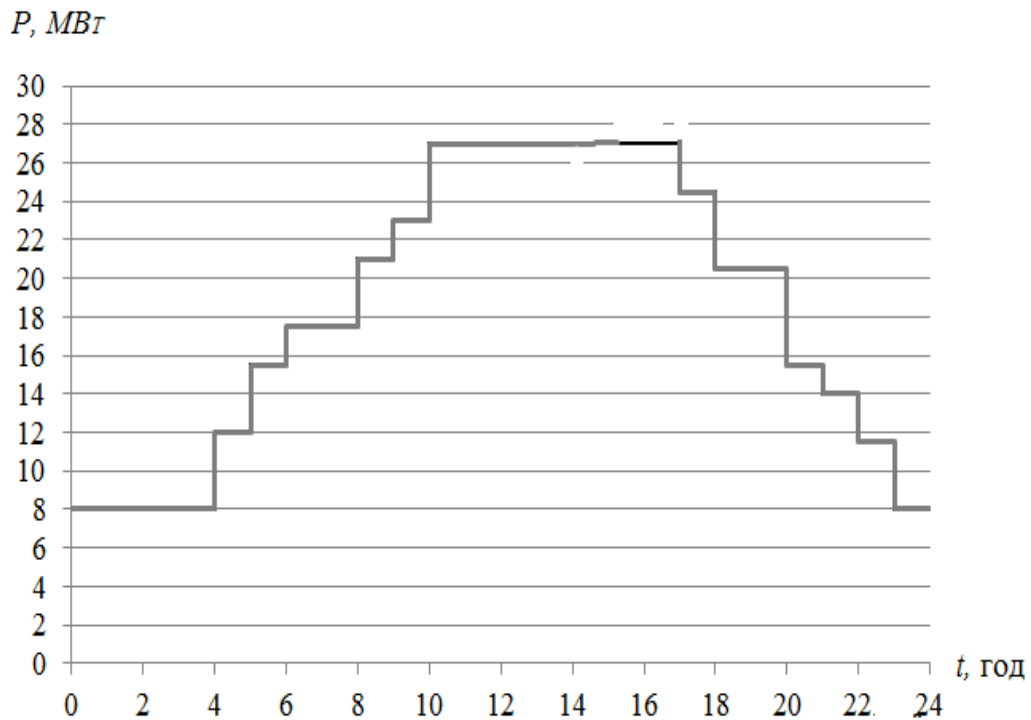


Рисунок 2.3 - Сумарний графік навантаження

Розподілення потужності кожні півгодини ($\sum n_i = 48$ год.) задаємо у вигляді послідовності варіант x_i і відповідних їм частот n_i (таблиця 3.2).

Таблиця 3.2 - Варіанти та частоти розподілення потужності на стороні ВН 150 кВ

Варіанта, x_i	8	11,5	12	14	15,5	17,5	20,5	21	23	24,5	27
Частота, n_i	10	2	2	2	4	4	4	2	2	2	14

Далі розрахунки ведуться згідно формул (2.1- 2.7).

Кількість переданої активної енергії за рік:

$$W_M = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot 10^3, \quad (3.45)$$

$$W_M = 27 \cdot 3500 \cdot 10^3,$$

$$W_M = 9,45 \cdot 10^7 \text{ кВт год.}$$

Кількість переданої реактивної енергії за рік:

$$W_q = W \cdot \tan(\varphi), \quad (3.46)$$

$$W_q = 9,45 \cdot 10^7 \cdot \tan(29,6)^\circ,$$

$$W_q = 5,368 \cdot 10^7 \text{ квар год.}$$

Мінімальна та максимальна активна потужності на стороні ВН
з рисунку 2.3

$$P_{\min} = 8 \text{ МВт,}$$

$$P_{\max} = 27 \text{ МВт.}$$

Мінімальна та максимальна реактивні потужності на стороні ВН

$$Q_{\min} = P_{\min} \cdot \tan \varphi, \quad (3.47)$$

$$Q_{\min} = 8 \tan(29,6)^\circ,$$

$$Q_{\min} = 4,54 \text{ Мвар.}$$

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \tan \varphi, \quad (3.48)$$

$$Q_{\max} = 27 \cdot \tan(29,6)^\circ,$$

$$Q_{\max} = 15,34 \text{ Мвар.}$$

Допоміжні коефіцієнти для активної потужності:

$$\lambda_p = \frac{P_{сер} - P_{мін}}{P_{макс} - P_{сер}}, \quad (3.49)$$

$$\lambda_p = \frac{18,67 - 8}{27 - 18,67},$$

$$\lambda_p = 1,28$$

Допоміжні коефіцієнти для реактивної потужності:

$$\lambda_q = \frac{Q_{сер} - Q_{мін}}{Q_{макс} - Q_{сер}}, \quad (3.50)$$

$$\lambda_q = \frac{10,6 - 4,53}{15,34 - 10,6},$$

$$\lambda_q = 1,28.$$

Так як $\lambda_p > 1$, $\lambda_q > 1$ то дисперсії потужностей знаходимо за наступними формулами:

Дисперсія активної потужності [22]:

$$D_p = \frac{(P_{макс} - P_{сер})^2 \cdot (P_{сер} - P_{мін})^2}{(P_{макс} + P_{сер} - 2 \cdot P_{мін})}; \quad (3.51)$$

$$D_p = \frac{(27 - 18,67)^2 \cdot (18,67 - 8)^2}{(27 + 18,67 - 2 \cdot 8)}$$

$$D_p = 266,3 \text{ МВт}^2.$$

Дисперсія реактивної потужності

$$D_q = \frac{(Q_{\max} - Q_{\text{сер}})^2 \cdot (Q_{\text{сер}} - Q_{\min})^2}{(Q_{\max} + Q_{\text{сер}} - 2 \cdot Q_{\min})} \quad (3.52)$$

$$D_q = \frac{(15,34 - 10,6)^2 \cdot (10,6 - 4,53)^2}{(15,34 + 10,6 - 2 \cdot 4,53)}$$

$$D_q = 56,34 \text{ Мвар}^2.$$

Втрати електричної енергії в трансформаторах вірогіднісно-статистичним методом [22]:

$$\Delta W_{\text{см}} = \frac{R_T}{U^2} \cdot \left[\frac{(W^2 + W_p^2) \cdot 10^{-3}}{T_B} + (D_p + D_q) \cdot T_B \cdot 10^3 \right]; \quad (3.53)$$

$$\Delta W_{\text{см}} = \frac{2,61}{150^2} \cdot \left[\frac{(9,45 \cdot 10^7)^2 + (5,363 \cdot 10^7)^2}{8760} \cdot 10^{-3} + (266,3 + 56,34) \cdot 8760 \cdot 10^3 \right],$$

$$\Delta W_{\text{см}} = 4,175 \cdot 10^5 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Кількість переданої активної енергії за рік:

$$W_{\text{см}} = (8 \cdot 5 + 11,5 + 12 + 14 + 15,5 \cdot 2 + 17,5 \cdot 2 + 20,5 \cdot 2 + 21 + 23 + 24,5 + 27 \cdot 7) \cdot 365$$

$$W_{\text{см}} = 1,61 \cdot 10^8 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Річні втрати електроенергії у відсотках:

$$W_{\text{см}} = \frac{\Delta W_{\text{см}} \cdot 100}{W_{\text{см}}} \quad (3.54)$$

$$W_{\text{см}} = \frac{4,175 \cdot 10^5 \cdot 100}{1,635 \cdot 10^8}$$

$$W_{\text{см}} = 0,26\%$$

Для підвищення енергоефективності ПС запропоновано оптимізувати навантаження на боці 10 кВ. Це зроблено за рахунок переносу пікового 543,9

навантаження на боці 10 кВ на інші часи. Повторні розрахунки показали, що економія склала близько тис. кВт·год., що в грошовому еквіваленті склала тис. грн.

Розробка графіка планово - попереджувального ремонту електрообладнання. Стан сучасних розподільчих та живлячих електричних мереж в Україні потребує суттєвих поліпшень у важливих техніко-економічних характеристиках та виконанні різних видів робіт, таких як реконструкція, модернізація чи технічне переоснащення. Це обумовлено декількома причинами: фізичне і моральне старіння обладнання: Багато елементів електрообладнання вже мають термін експлуатації, який перевищує 45 років, що може впливати на їхню надійність та продуктивність.

Великі втрати електроенергії: Система стикається із значними технічними та комерційними втратами електроенергії, які становлять до 15%.

Низький рівень автоматизації: Об'єкти електричних мереж мають обмежений рівень автоматизації, що може ускладнювати їхню ефективність та управління.

Такі недоліки в мережах напругою 10(6) кВ впливають на погіршення міжнародних показників надійності електропостачання, таких як індекс середньої тривалості відключень (SAIDI) та індекс середньої частоти відключень у системі (SAIFI). Фактична тривалість перерв електропостачання в Україні значно перевищує показники країн Європейського союзу, досягаючи від 580 до 870 хвилин, порівняно з 40 хвилинами в ЄС [25].

Технічний стан об'єктів електричних мереж створює передумови для аварійних відключень з тривалим знеструмленням споживачів та населених пунктів. Це, в свою чергу, може призвести до надзвичайних техногенних та природних ситуацій, загрози енергетичній безпеці держави та зростання соціальної напруги серед населення. На сьогоднішній день розподільні електричні мережі напругою 10(6) кВ вичерпали свою пропускну здатність, характеризуються низьким рівнем автоматизації, а дистанційне управління обмежене застосуванням застарілого обладнання в РП (ТП). Мережі мають велику протяжність та обширну гіллястість, а секціонування їх практично

всюди забезпечується лінійними роз'єднувачами, а застосування сучасних реклоузерів не широко розповсюджене. Таким чином, електричні мережі, їхні схеми та обладнання у сучасному стані концептуально не адаптовані до вимог, які ставляться перед галуззю енергозабезпеченням.

У ході експлуатації обладнання відбувається його знос. Проте цей знос повинен бути компенсований шляхом заміни несправного обладнання або часткової компенсації зносу через проведення ремонту. Організація ремонтного господарства і технічного обслуговування обладнання базується на системі планово-попереджувальних ремонтів (ППР), яка успішно використовується в українській промисловості.

Основні положення цієї системи встановлені стандартами України. Для здійснення всіх робіт з обслуговування обладнання та інших основних фондів на підприємстві формується служба ремонту з відновлювальними базами та цехами, що має назву ремонтного господарства.

Система ППР обладнання визначається як сукупність запланованих заходів з огляду, обслуговування та ремонту обладнання. Основною метою цих заходів є запобігання прогресуючого зносу, уникнення аварій та, в результаті, забезпечення працездатності обладнання.

Система ППР включає такі види ремонтів:

- технічне обслуговування обладнання;
- термінові огляди;
- планові ремонти.

Технічне обслуговування охоплює комплекс операцій з підтримки працездатності обладнання, включаючи усунення невеликих поломок, регулярний огляд стану обладнання та виконання правил його експлуатації [24].

Нормативи періодичності, тривалості та трудомісткості поточного та капітального ремонту енергетичного обладнання для обладнання ПС 150 кВ наведено в таблиці 3.3.

Періодичні огляди проводяться з метою виявлення дефектів в роботі обладнання та є капітальними за своєю природою. Під час поточного ремонту

здійснюється заміна та відновлення швидкозношувальних вузлів та деталей, а також регулювання обладнання.

Таблиця 3.3 – Нормативи періодичності, тривалості та трудомісткості поточного та капітального ремонту енергетичного обладнання

Найменування обладнання	Періодичність/простій, годин		Трудомісткість, людино-годин	
	Періодичний ремонт	Капітальний ремонт	Періодичний ремонт	Капітальний ремонт
Трансформатори ТДТН-25000/150	25920/42	103680/540	188	938
Трансформатор струму 150 кВ	25920/4	103680/12	8	24
Трансформатор струму 35 кВ	17280/2	51840/8	4	12
Трансформатор напруги 150 кВ	25920/5	103680/16	9	30
Трансформатор напруги 35 кВ	25920/4	103680/12	7	24
Вимикачі високовольтні 150 кВ	8640/12	25920/16	14	47
Вимикачі високовольтні 35 кВ	8640/8	25920/12	10	36
Вимикачі високовольтні 10 кВ	8640/4	25920/8	7	24
Роз'єднувачі 150 кВ	17280/9	51840/12	6	12
Роз'єднувачі 35 кВ	17280/4	51840/8	4	10
Розрядник ОПН 150 кВ	8640/3	69120/5	3	10
Розрядник РВС 35 кВ	8640/2	69120/4	2	8

Середній ремонт передбачає заміну деталей, термін служби яких не перевищує періоду між двома середніми ремонтами. Ці ремонти виконуються

без розбирання обладнання до фундаменту, і дозволяється простій агрегату в межах 0,6 днів на одну ремонтну одиницю.

Капітальний ремонт включає заміну всіх зношених деталей, повний розбір, регулювання та промивку обладнання. Це найбільш складний вид планових ремонтів. Всі види ремонтів виконуються спеціалізованим ремонтним персоналом.

Загальна трудомісткість, враховуючи кількість обладнання, людино-годин:

$$T = (T_{pn} \cdot 8640 / P_n + T_{pk} \cdot 8640 / P_k) \cdot n,$$

де T_{pn}, T_{pk} – тривалість поточного та капітального ремонту відповідно, годин;

P_n, P_k – періодичність поточного та капітального ремонту відповідно;

n – кількість одиниць електрообладнання.

Результати розрахунків приведено у таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Загальна трудомісткість ремонту

Найменування обладнання	Кількість обладнання, шт.	Загальна трудомісткість ремонтів, людино-годин
Трансформатори ТДТН-25000/150	2	281,665
Трансформатор струму 150 кВ	7	37,324
Трансформатор струму 35 кВ	11	44
Трансформатор напруги 150 кВ	2	11
Трансформатор напруги 35 кВ	2	8,666
Вимикачі високовольтні 150 кВ	2	59,333
Вимикачі високовольтні 35 кВ	7	154
Вимикачі високовольтні 10 кВ	15	225
Роз'єднувачі 150 кВ	8	40
Роз'єднувачі 35 кВ	16	58,666
Розрядник ОПН 150 кВ	14	59,5
Розрядник РВС 35 кВ	20	60
Всього	-	1039,154

Трудомісткість технічних оглядів приймається 10% від трудомісткості поточних ремонтів, а кількість – 1 раз на 2 тижні, тобто $26 \cdot 10\% = 336$ годин.

Розрахунок приведено нижче у таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Загальна трудомісткість техоглядів

Найменування обладнання	Загальна трудомісткість техоглядів, людино-годин
Трансформатори ТДТН-25000/150	733
Трансформатор струму 150 кВ	97
Трансформатор струму 35 кВ	114
Трансформатор напруги 150 кВ	29
Трансформатор напруги 35 кВ	22
Вимикачівисоковольтні 150 кВ	154
Вимикачівисоковольтні 35 кВ	400
Вимикачівисоковольтні 10 кВ	585
Роз'єднувачі 150 кВ	104
Роз'єднувачі 35 кВ	152
Розрядник ОПН 150 кВ	155
Розрядник РВС 35 кВ	156
Всього	2700

Сумарна трудомісткість ремонтів та техоглядів складає:

$$T_{\Sigma} = 1039 + 2700 = 3739 \text{ людино-годин.}$$

Розрахунок чисельності електроремонтного персоналу.

Чисельність електроремонтного персоналу розраховується за нормами обслуговування та робочими місцями.

Спискова чисельність визначається за формулою:

$$R_{\text{чл}} = \frac{T_{\text{заг}}}{\Phi_{\text{к}}},$$

де $T_{\text{заг}}$ – загальна трудомісткість ремонтних робіт по графіку ППР, нормо-год;

$\Phi_{\text{к}}$ – корисний фонд часу одного робітника, год.

$$\Phi_{\text{к}} = P_{\text{роб}} \cdot t \cdot \left(1 - \frac{k}{100}\right),$$

де $P_{\text{роб}}$ – кількість робочих днів за рік, приймаємо 251 день;

k – коефіцієнт планових невиходів на роботу (лікарняний, планова відпустка, декретна відпустка), приймаємо 8%;

t – тривалість робочої зміни, годин.

$$\Phi_{\text{к}} = 251 \cdot 8 \cdot \left(1 - \frac{8}{100}\right) = 1847,36 \text{ год.}$$

За формулою (4.2) визначаємо спискову чисельність:

$$R_{\text{сп}} = \frac{3739,75}{1847,36} = 2 \text{ людини.}$$

Отже, для ефективного обслуговування підстанції достатньо наявності 2 робітників. Якщо врахувати цілодобовий режим роботи за графіком "день-ніч-48", то необхідно створити 2 бригади, що означає, що кількість робітників повинна бути не менше 4 осіб.

Проведемо розрахунок річного фонду заробітної плати для електроремонтного персоналу, враховуючи наступні складові витрат на оплату праці:

Основний заробіток, визначений залежно від кваліфікації працівників та умов праці.

Додаткова зарплата, яка включає премії, доплати за нічний час тощо. Розмір додаткової зарплати приблизно дорівнює 70% від тарифного заробітку працівників.

Єдиний соціальний внесок (ЄСВ), який включає в себе відрахування на соціальні заходи, пенсійний фонд, медичне страхування та фонд зайнятості. Розміри цих відрахувань установлені державою та можуть зазнавати змін. У даному випадку відповідає актуальній ставці на 2023 рік – 22% від суми основної та додаткової зарплати персоналу.

$$\Phi_{ЗП} = 1,22 \cdot 1,7 \cdot \bar{c} \cdot 12 \cdot R$$

де \bar{c} - мінімальна заробітна плата. Згідно з Законом №822-IX з 1 вересня 2023 р. вона складає 5000 грн./місяць, в погодинному перерахунку 30,3 грн./годину.

$$\Phi_{ЗП} = 1,22 \cdot 1,7 \cdot 5000 \cdot 12 \cdot 8 = 995520 \text{ грн.}$$

Методи вирішення цих завдань такі: вибір оптимальних форм ремонтного обслуговування; впровадження прогресивних методів управління ремонтами; вивчення досвіду і встановлення оптимальної періодичності проведення капітальних, середніх і поточних ремонтів; своєчасне постачання запасних частин і матеріалів; аналіз техніко-економічних показників роботи електрообладнання до та після ремонту.

3.3 Визначення кількості і вартості основних матеріалів для ремонту електричного господарства та електричних мереж

Обсяг потрібних основних матеріалів на рік для проведення ремонту та технічного обслуговування електричного обладнання та електричних мереж

обчислюється на основі річного плану планово-попереджувальних ремонтів (ППР) та стандартів витрат матеріалів на 100 людино-годин трудомісткості ремонту і технічного обслуговування, які можна знайти в [23].

Кількість матеріалів, необхідних для кожного виду електричного обладнання та мереж цеху, визначається відповідно до наступної формули:

$$N^i = 0,01 \cdot H^i \cdot T,$$

де H^i – це норма витрат матеріалів на 100 людино-годин трудомісткості ремонту та технічного обслуговування електричного обладнання та електричних мереж цеху;

T – це річна планова трудомісткість ремонту або технічного обслуговування електричного обладнання та електричних мереж цеху в людино-годинах.

Для розрахунку потрібної на рік кількості основних матеріалів для ремонту та технічного обслуговування електричного обладнання та електричних мереж, а також вартості цих матеріалів, використовується таблиця 4.4. Вартість основних матеріалів визначається за наступною формулою:

$$B^i = C^i \cdot N^i,$$

де C^i – ціна за одиницю кожного виду найменування матеріалів.

Кошторис витрат на ремонт електричного обладнання щорічно складається для кожного виду ремонтних робіт і включає такі категорії витрат:

1. Затрати на основні матеріали.
2. Основна зарплата робітників.
3. Додаткова зарплата робітників.
4. Нарахування на зарплату (згідно з законодавством).
5. Загальновиробничі витрати.
6. Адміністративні витрати.

Розрахунок кошторису витрат на виконання ремонтних робіт і проведення технічного обслуговування електричного обладнання представлений у таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Кошторис витрат на ремонт електрообладнання

Найменування статей витрат	Всього витрат, грн.
Основні витрати на матеріали	10016
Основна та додаткова заробітна плата з нарахуваннями	995520
Загальновиробничі витрати в розмірі 120 % від фонду основної заробітної плати	1194624
Адміністративні витрати в розмірі 10 % від фонду основної заробітної плати	99552
Всього витрат	2299712
Прибуток (15%)	344957
Вартість ремонтних робіт за внутрішніми планово-розрахунковими цінами	2647554

Бюджет ремонту електроустаткування є ключовим елементом техніко-економічної оцінки процесів ремонту та технічного обслуговування електричного обладнання.

Таблиця 3.7 - Розрахунок потрібної кількості і вартості основних матеріалів на ремонт трансформаторів

Найменування матеріалів	Один. виміру	Норма витрат матеріалів на 100 люд* годин трудомісткості			Річна потреба в матеріалах			Ціна за один матеріалу, грн.	Вартість матеріалів, грн.		
		К	П	ТО	К	П	ТО		К	П	ТО
Силові трансформатори											
Чорні метали	кг.	15	15	1,5	36,0	36,0	4,3	10,5	416,0	416,0	49,9
Метизи	кг.	1,65	1,65	0,16	4,0	4,0	0,5	22,5	98,0	98,0	11,4
Кольорові метали і сплави	кг.	9,84	9,84	0,98	23,6	23,6	2,8	18,0	467,6	467,6	55,9
Кабельні вироби	кг.	36	36	3,6	86,4	86,4	10,4	18,0	1710,7	1710,7	205,3
	м.	1	1	0,1	2,4	2,4	0,3	4,0	10,6	10,6	1,3
Електро ізоляційні матеріали	кг.	5,89	5,89	0,59	14,1	14,1	1,7	9,0	139,9	139,9	16,8
	м.	37,15	37,15	3,72	89,2	89,2	10,7	7,0	686,5	686,5	82,5
Лакофарбові матеріали	кг.	2,8	2,8	0,28	6,7	6,7	0,8	18,0	133,1	133,1	15,9
Хімікати	кг.	5,02	5,02	0,5	12,0	12,0	1,4	9,0	119,2	119,2	14,3
Всього:									3781,6	3781,6	453,3
Не враховані матеріали									378,2	378,2	45,3
Підсумок									4159,8	4159,8	498,6

Примітка: вартість неврахованих матеріалів приймаємо в розмірі 10% від вартості врахованих матеріалів

3.6 Питання охорони праці

Оскільки тема дипломної роботи - «Дослідження робота трансформаторної підстанції ПС 150-35-10 кВ ПАТ ДТЕК Дніпрообленерго, тому нижче розглянемо заходи по забезпеченню безпеки, виробничої санітарії, гігієни праці і пожежної безпеки при експлуатації трансформаторної підстанції (далі ТП 150/35/10 кВ).

На основі аналізу технологічних процесів та роботи обладнання ТП 150/35/10 кВ, згідно [30] виявлені наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори, здатні привести до травм або ушкодження здоров'я працівників і нанести збитки навколишньому середовищу:

- можливість випадкових торкань до частин електрообладнання, яке знаходиться під напругою;
 - помилкові дії персоналу при оперативних переключеннях;
 - пошкодження ізоляції;
 - комутаційні, імпульсні і атмосферні перенапруги;
 - прямі удари блискавки;
 - коротке замикання в електроустановках;
 - механічні травми, що можуть бути отримані від обертових частин електроприводів;
 - ostrі кромки, заусениці та шерохватість на поверхні інструментів та обладнання;
 - підвищена або знижена температура поверхностей обладнання, матеріалів;
 - підвищена або знижена вологість повітря;
 - підвищена або знижена температура повітря робочої зони;
 - підвищений рівень шуму та вібрації на робочому місці;
 - можливість виникнення пожежі, загоряння частин електроприводів або як наслідок не відключеного вчасно короткого замикання або їх перегріву.
- ТП 150/35/10 кВ аграрно-промислового району являє собою електроустановку

в якій, розміщене на відкритому повітрі силове електрообладнання для перетворення напруги 150 кВ в напруги 35 кВ і 10 кВ та подальшого розподілу електричної енергії по об'єктах господарювання аграрно-промислового району. Комутуюче обладнання для замикання - розмикання кіл (високовольтні масляні вимикачі та віддільники) та апарати захисту від перенапруг (вентильні розрядники) розміщені на території підстанції. Апарати обліку (лічильники з трансформаторами струму та напруги), щит контролю та елементи схем релейного захисту, керування масляними вимикачами знаходяться в приміщенні на території підстанції.

Експлуатація трансформаторної підстанції ТП 150/35/10 кВ здійснюється згідно вимог [28,29,30,31], НАПБ В.01.056-2005/111 «Правила будови електроустановок. Протипожежний захист електроустановок», ДСТУ Б В.2.5-38:2008 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд (ІЕС 62305: 2006, NEQ)» та НАПБ 05.032-2002 «Інструкція з протипожежного захисту розподільних пристроїв, підстанцій та трансформаторів».

Згідно вимог [28] та [30] на території розподільчого пристрою немає жодного стороннього обладнання окрім обладнання підстанції, не допускається присутність сторонніх осіб. Територія підстанції огорожена цегляним парканом висотою 2,0 м. Двері розподільчого пристрою зачиняються на замок, ключі зберігаються у старшого в зміні оперативного робітника. Видавання та повернення ключів реєструється в оперативному журналі.

У відповідності із визначенням пункту 4.2.4 «ПУЕ» [28] підстанція – це електроустановка, яка служить для перетворювання та розподілення електроенергії і складається з трансформаторів, або других перетворювачів енергії, розподільчих пристроїв, пристроїв керування та допоміжних споруд. У відповідності із визначенням абзацу г) підпункту 2 пункту 1.1.13 «ПУЕ», приміщення закритого розподільчого пристрою підстанції, що проектується, відноситься до приміщень з підвищеною небезпекою – можливе одночасне

доторкання людини до приєднань до землі металоконструкцій будівлі, технологічним апаратам тощо, з одного боку, та к металевим корпусам електрообладнання - з іншого. У відповідності із визначенням підпункту 4 пункту 1.1.13 «ПУЕ», територія розміщення зовнішніх електроустановок, до яких відноситься відкритий розподільчий пристрій підстанції, у відношенні до небезпеки враження людей електричним струмом прирівнюються до особливо небезпечним приміщенням.

Електричне обладнання розташоване згідно п'ятого розділу «ПУЕ» п. 5.1.4 – 5.1.10 «Загальні вимоги».

Згідно вимог пункту 12.4.7 ГКД 34.20.507-2003 «ПТЕСіМ» приміщення розподільчого пристрою, в якому встановлені комірки комплектного розподільчого устаткування з елегазовим вимикачем (далі КРУЕ) або, окремо, елегазові вимикачі, а також приміщення для їх ревізії та ремонту ізолювані від інших приміщень. Стіни, підлога й стеля пофарбовані пілонепроникною фарбою або викладені кахельною плиткою.

Основним заходом з техніки безпеки на підстанції 150/35/10 кВ є заземлення. Згідно розділу 1.7 «ПУЕ» [29] на ВРП-150 кВ виконано вирівнювання потенціалів шляхом прокладання подовжніх та поперечних заземлювачів які об'єднані між собою в заземлюючу сітку з опором заземлюючого пристрою не більше 0,5 Ом.

Згідно вимог «ПУЕ» до захисного заземлення підлягають:

- металеві корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, переносних електроприймачів, пускових та регулюючих реостатів, світильників та інше;
- приводів електричних апаратів, вимикачів та ін.;
- каркаси розподільчих щитів, щитів керування, шаф;
- металеві конструкції розподільчих пристроїв, кабельні конструкції, кабельні муфти, оболонки силових кабелів;
- металеві оболонки та броня нейтральних та силових кабелів, проводів напругою від 42 В змінного струму;

- електрообладнання, розташоване на рухомих частинах станків, машин, механізмів;

- залізобетонні та металеві опори на яких встановлені силові та вимірювальні трансформатори, роз'єднувачі та інші апарати.

А підпункт 5.1.2. пункту 5.1 глави 5 НПАОП 40.1-1.01-97 «ПБЕЕ» наголошує: до оперативного обслуговування електроустановок допускаються працівники, які знають їхні схеми, інструкції з експлуатації, особливості конструкції та роботи обладнання і пройшли навчання та перевірку знань.

Обслуговування ПС-150/35/10 кВ здійснюється черговим оперативним персоналом ПС, який має IV групу до та вище 1000 В з електробезпеки у відповідності до вимог НПАОП 40.1-1.21-98 «ПБЕЕС».

У відповідності до вимог підпункту 5.11 пункту 5.1. [34] оперативне обслуговування електроустановок здійснюється як місцевими оперативними чи оперативно-виробничими працівниками, за якими закріплена ця електроустановка, так і виїзними бригадами, за якими закріплена група електроустановок.

Всі оперативні переключення на ПС виконуються на чолі з працівниками 4 групи електробезпеки за бланком переключень, який складається відповідальним працівником з 5 групою електробезпеки.

Для зниження існуючої небезпеки ураження персоналу електричним струмом передбачені наступні заходи:

- використання технічно досконалого обладнання;
- розміщення устаткування, що забезпечує його вільне і зручне обслуговування;
- зводяться огороження (суцільні та сітчасті із сіткою 25×25 мм);
- застосовується подвійна ізоляція приладів – електрична ізоляція, що складається з робочої і додаткової ізоляції;
- використовуються блокування для попередження помилкових дій персоналу при переключеннях у розподільчих пристроях на підстанціях;

- струмоведучі частини розташовуються на недоступній висоті та в недоступних місцях;

- захисне заземлення ($R_{заз} \leq 0,5 \text{ Ом}$)

- з метою виявлення дефектів попередження замикань на землю та коротких замикань виконується періодичний контроль ізоляції – вимір її активного омичного опору;

- в електроустановках вище 1000 В роботи виконуються персоналом, який має 4 (до і вище 1000 В) групу з електробезпеки;

- до робіт на струмоведучих частинах електроустановок під наведеною напругою допускаються працівники, які пройшли навчання з методів безпечного проведення таких робіт, у яких перевірено знання та записано у посвідченні про надання права на проведення таких робіт.

При введенні в експлуатацію нових електроустановок або тих, що вийшли з ремонту, проводяться приймально-здавальні іспити.

Згідно розділу 5 НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок», територія підстанції на якій розміщено встаткування належить до пожежонебезпечної зони П-III – простір поза приміщенням, на якому перебуває горюча рідина з температурою запалення більш $+61^{\circ}\text{C}$ або тверді горючі речовини, тому ступінь захисту оболонок обладнання повинна бути не нижче IP44.

У відповідності із визначеннями ГОСТ 12.1.009-76 (1999) «ССБТ. Электробезопасность. Термины и определения», на електрообладнанні (у кількості 1126 одиниць), яким комплектується підстанція, що проектується, в наявності робоча ізоляція, додаткова ізоляція та подвійна ізоляція.

У відповідності із вимогами ГОСТ 12.2.007.0-75* (2001) «ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности», під час проектування ТП-150/35/10 кВ враховані всі вимоги щодо окремих видів пристроїв (елегазові і вакуумні вимикачі та приводи до них, роз'єднувачі і короткозамикачі та приводи до них, запобіжники, вентильні та трубчасті розрядники, трансформатори струму та напруги). По способу захисту людину

від ураження електричним струмом, електрообладнання підстанції належить до виробів I класу, оскільки має принаймні робочу ізоляцію та елемент для заземлення.

У відповідності з вимогами пункту 4.2.134 глави 4.2 «Розподільчі пристрої та підстанції напругою вище 1 кВ» «ПУЕ», відкриті РУ і ПС 20-750 кВ мають бути захищені від прямих ударів блискавки.

Згідно з ДСТУ БВ 2.5.38:2008 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Улаштування блискавкового захисту будівель і споруд» для захисту від прямих ударів блискавки на конструкціях відкритого розподільного пристрою передбачає встановлення стрижневих блискавковідводів.

Захист будівлі закритого розподільного пристрою і ПС, що має металеві покриття крівлі, виконується заземленням цих покриттів. За наявності залізобетонної крівлі і безперервного електричного зв'язку окремих її елементів захист виконується заземленням її арматури. Захист будівель закритих РУ і ПС, дах яких не має металевих або залізобетонних покриттів з безперервним електричним зв'язком окремих її елементів, слід виконувати стрижньовими громовідводами, або укладанням молнієприймної сітки безпосередньо на даху будівель.

У відповідності з вимогами пункту 4.2.138 глави 4.2 «ПУЕ», тросові громовідводи ПЛ 110 кВ і вище, як правило, приєднані до заземлених конструкцій відкритого розподільного пристрою ПС. Від стійок конструкцій відкритого розподільного пристрою ПС-110-220 кВ, до яких приєднані тросові громовідводи, мають бути виконані магістралі заземлення не менше чим по двом-трьох напрямках з кутом не менше 90° між ними. Захист від прямих ударів блискавки здійснюється грозозахисними тросами. Для території підстанції захист здійснюється блискавковідводами, які приєднані до загального контуру заземлення.

На підстанції передбачено спеціальний захист від хвиль перенапруги, що надходять з ліній, цей захист забезпечується використанням розрядниками.

У відповідності з вимогами підпункту 2.1.1 пункту 2 [35] на вимикачі і на приводі до нього в наявності показчики включеного і відключеного положення вимикача. Застосування сигнальних ламп як єдиних показчики положення вимикача не допускається. На вимикачах з вбудованим приводом або з приводом, розташованим в безпосередній близькості від вимикача і не відокремленим від вимикача суцільним непрозорим обгороджуванням, допускається установка одного показчика на вимикачі або на приводі. На вимикачах, що мають зовнішні рухливі контакти, положення яких ясно вказує на включене або відключене положення вимикача, наявність показчика на вимикачі не обов'язково.

Оперативні переключення в РП підстанції передбачено здійснювати черговим персоналом або оперативно-ремонтними за наказом, або з відома вище поставленого чергового персоналу. Щоб виключити можливість випадкових доторкань або небезпечного наближення до струмоведучих частин, згідно з проектом передбачені такі заходи:

- розподільне улаштування 10 кВ виконується в окремих металевих шафах, які замикаються і мають попереджувальні знаки. На час ремонту візки викочуються і при цьому розмикаються контакти роз'єднувача, що створює видимий розрив у колі;

- застосування електромагнітного блокування роз'єднувачів РП, яке здійснює розрив кола спеціальними контактами, що запобігає можливості нещасного випадку;

- розташування відкритих струмоведучих частин і ошиновки обладнання на нормативній висоті від поверхні землі;

Перекриття ізоляції може викликати серйозне ушкодження апаратів, відключення обладнання підстанції і тривалий простій устаткування, ушкодження устаткування підстанцій – пряма загроза нормальній роботі електричної мережі. Тому на підстанції передбачений спеціальний захист від хвиль перенапруг, що набігають з ліній. Такий захист здійснений за допомогою вентильних і трубчастих розрядників.

У зв'язку з тим, що на підстанції може відбутися помилкова дія персоналу, передбачаються організаційні та технічні заходи щодо недопущення подібного. Для цієї мети використовується оперативне блокування. Наприклад, основні й заземлюючі ножі кожного роз'єднувача мають механічне блокування на приводі, внаслідок чого основний ніж не можна включити, якщо замкнуть заземлюючий і навпаки.

Захисне заземлення споруд здійснюється за допомогою одного спільного заземлюючого пристрою. В якості заземлюючих пристроїв використовуються природні та штучні заземлювачі – вертикальні – сталі стержні діаметром 16 мм довжиною 3 м, що забиваються у землю і з'єднані сталеву смугою 40×4 мм². У кожному спорудженні виконана основна система зрівнювання потенціалів, що реалізована шляхом приєднання до головної заземлюючих шин електроустановки наступних провідних частин: захисних провідників, заземлювальних провідників пристроїв захисного і блискавко захисного заземлень, металевих частин систем вентиляції та кондиціонування, основних металевих частин будівельних конструкцій та металевих оболонок і екранів кабелів.

Розрахунок заземлення.

Вихідні дані: $P_{nc} = 240$ м.

В якості штучних заземлювачів використовую: для вертикального занурення в землю – сталі стержні діаметром 16 мм.

Для горизонтальної укладки – сталі смуги товщиною 4 мм. Довжина вертикальних електродів $L = 3$ м; верхній кінець вертикального заземлювача заглиблений на $t = 0,7$; відстань між електродами орієнтовано $d_g = 5$ м.

Удільний опір ґрунтів $S_{y\delta} = 100$ Ом·м

Опір розтікання струму в землі для одного вертикального електроду:

$$R_{006} = \frac{\rho_{n\epsilon} \cdot K_{n\epsilon}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t + 1}{4 \cdot t - 1} \right),$$

де $\rho_{n,\epsilon}$ - питомий опір ґрунту, Ом·м;

K_{ne} – підвищуючий коефіцієнт, $K_{ne} = 1,4$;

l – довжина вертикального заземлювача, м;

d – діаметр вертикального заземлювача, м;

t – відстань від поверхні землі до середини електроду, м.

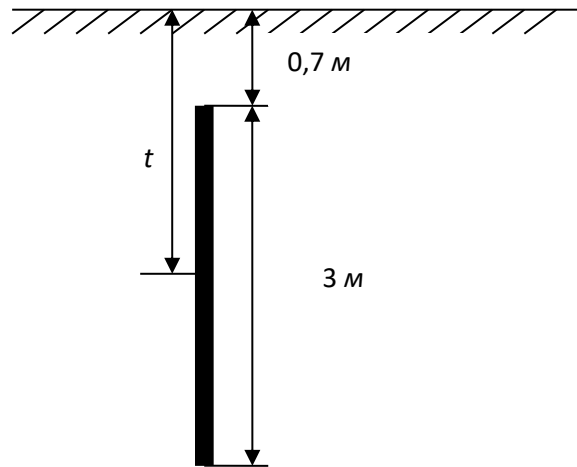


Рисунок 5.1 – відстань від поверхні землі до середини електрода

$$R_{расч} = \frac{100}{2} \cdot \frac{1,4}{3,14} \cdot \frac{1}{5} \cdot \left(\lg \frac{2}{0,016} + \frac{1}{2} \lg \frac{4}{4} \frac{3,2+1}{3,2} \right) = 30,53 \cdot \text{Ом}$$

Приймаємо 26 електродів з коефіцієнтом використання 0,58 і розраховуємо опір розтікання струму від усіх вертикальних електродів:

$$R_{св} = \frac{R_{овв}}{n_e \cdot K_e}$$

де n_e – кількість електродів;

K_e – коефіцієнт використання

$$R_{св} = \frac{30,53}{26 \cdot 0,58} = 2,02 \text{ Ом.}$$

Опір сталюї горизонтальної полоси:

$$R_{z.n} = \frac{\rho_n}{2} \frac{K_{nn}}{\pi l} \ln \frac{2}{b} \frac{l^2}{t} \quad \text{Ом.}$$

де l^2 - довжина полоси, м;

K_{nn} – підвищуючий коефіцієнт сталюї полоси;

b – ширина полоси, м;

t – відстань від поверхні землі до середини полоси, м.

$$R_{z.n} = \frac{100}{2} \frac{2}{3,14 \cdot 240} \ln \frac{2}{0,04} \frac{240^2}{0,72} = 2,017 \text{ Ом.}$$

Знаходимо дійсний опір сталюї полоси з урахуванням коефіцієнта використання $K_{en} = 0,3$

$$R'_{z.n} = \frac{R_{z.n}}{K_{en}} = \frac{2,017}{0,3} = 6,72 \text{ Ом.}$$

Визначаємо повний опір контура:

$$R_3 = \frac{R_{oc} R'_{z.n}}{R_{oc} + R'_{z.n}} = 1,55 > 0,5 \quad \text{Ом}$$

Розраховуємо опір вертикального електрода враховуючи що опір $R_3 = 0,5 \text{ Ом.}$

$$R'_{oc} = \frac{R'_{z.n} \cdot R_3}{R_{z.n} \cdot R_3} = \frac{6,72 \cdot 0,5}{6,72 \cdot 0,5} = 0,54 \cdot \text{Ом.}$$

Кількість необхідних вертикальних заземлювачів:

$$N'_{63} = \frac{R_{ocв}}{K_г R'_{ocв}} = \frac{30,53}{0,58 \cdot 0,54} = 97,47 \text{ шт.}$$

Приймаємо $N_{63} = 98$ електродів

Робимо перевірку:

$$R'_{ocв} = \frac{30,53}{0,58 \cdot 98} = 0,53 \text{ Ом.}$$

$$R_з = \frac{0,53 \cdot 6,72}{0,53 + 6,72} = 0,49 < 0,5 \text{ Ом.}$$

Виходячи з розрахунків опір пристрою заземлення задовольняє вибору. В електромережах (понад 1000 В), а саме в закритому розподільному пристрої шину обирають за струмом короткого замикання (з тим, щоб вона нагрівалась при короткому замиканні не більше як до 400°C). Для внутрішнього контуру застосовується стрічка площею 100 мм². Розміщують контур за всім периметром приміщення. Проводять контур по стінках на висоті від підлоги 200 мм. Внутрішній і зовнішній контури з'єднують в двох місцях. Розміщене у приміщенні устаткування підключається до внутрішнього контуру. Підключення виконують зварюванням та болтовими з'єднаннями (на устаткуванні контактні площадки). Вибір елементів для заземлення виконано відповідно до ГОСТ 12.2.007.0-75* (2001) «ССБТ. Вироби електротехнічні. Загальні вимоги безпеки».

Заходи щодо забезпечення виробничої санітарії і гігієни праці для трансформаторної підстанції ТП 150/35/10 кВ промислового району, розроблені відповідно до вимог ГН 3.3.5-8.6.6.1-2002 «Гігієнічна класифікація

праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу».

Враховуючі наявні шкідливі виробничі фактори, відповідно до вимог ДСП 173-96 «Державні санітарні правила планування та забудови населених пунктів», підстанція як промисловий об'єкт не класифікується. Але згідно вимог ДСП 173-96 «Державні санітарні правила планування та забудови населених пунктів» та ДБН 360-92* «Містобудування. Планування та забудова міських і сільських поселень», розмір її санітарної зони складає 25м.

Метеорологічні умови в робочій зоні приміщення підстанції – температура повітря, відносна вологість повітря й швидкість його переміщення відповідають вимогам ДСН 3.3.6-042-99 «Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень» і ГОСТ 12.1.005-88 (1991) «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». Роботи на підстанції за енергозатратністю належать до категорії середньої важкості Пб, тому, для постійних робочих міст, передбачені наступні оптимальні метеорологічні умови:

- в холодний період року: температура повітря 18-20 °С; відносна вологість: оптимальна 40-60 %, припустима 75 %; швидкість переміщення повітря не більше 0,2 м/с;

- в теплий період року: температура повітря 21-23 °С; відносна вологість: оптимальна 40-60 %, припустима 75 %; швидкість переміщення повітря не більше 0,3 м/с;

Для забезпечення цих параметрів використовуються наступні заходи: застосування вентиляції і раціонального опалення, кондиціонування повітря. Нормативними документами є СНиП 2.04.05-91*У «Отопление, вентиляция, кондиционирование» та ГОСТ 12.4.02175* «ССБТ. Системы вентиляционные. Общие требования».

Приміщення в якому встановлені комірки КРУЕ, обладнані припливно-втяжною вентиляцією з відсмоктуванням повітря знизу. Приміщення з комірками КРУЕ обладнані пристроями, що сигналізують про недопустиму

концентрацію електричного й автоматично вмикають припливно-витяжну вентиляцію. При вході, в приміщенні розподільчого устаткування (далі - РУ) з електричними вимикачами або КРУЕ, встановлені показники стану вентиляції та пристрої, що дають змогу включати вентиляцію. Прибирання приміщень КРПЕ проводиться мокрим або вакуумним способом.

У відповідності із визначенням абзацу в) підпункту 3.1 пункту 3 ДБН В.2.5-28-2006 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Природне і штучне освітлення», освітлення підстанції, що проектується, виконується суміщеним. Відповідно із вимогами абзацу в) пункту 3.3, нормовані значення КПО для виробничих приміщень приймаються як для суміщеного освітлення: для I розряду зорової роботи $e_n = 1,2\%$, для II - $e_n = 1\%$, для III - $e_n = 0,7\%$.

Згідно вимог ДБН В.2.5-28-2006 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Природне і штучне освітлення», внутрішнє освітлення закритого розподільчого пункту підстанції виконується люмінесцентними лампами. Зовнішнє освітлення відкритого розподільчого пристрою виконується лампами розжарювання. Освітлення безпеки (аварійне освітлення) створює на робочих поверхнях у виробничих приміщеннях і на території підприємств, які потребують обслуговування при відключенні робочого освітлення, найменшу освітленість 5%, яка нормується для робочого освітлення від загального, але не менше 2 лк в середині приміщення і не менше 1 лк - для територій підприємств. При цьому створює найменшу освітленість всередині будинків більше 30 лк при розрядних лампах і більше 10 лк при лампах розжарювання допускається за наявності відповідних обґрунтувань. Для аварійного освітлення (освітлення безпеки) застосовуються лампи розжарювання [31].

У відповідності до вимог ДСН 3.3.6.039-99 «Державні санітарні норми виробничої та локальної вібрації» та ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрація. Общие требования безопасности» на ПС захист від вібрації здійснюється за рахунок установки трансформаторів, на фундаменти. Максимальний рівень загальної вібрації на території ПС становить 80 дБ, що не перевищує ГДР 92 дБ.

У відповідності із визначеннями та вимогами НРБУ-97 «Норм радіаційної безпеки України» і ОСПУ-2005 «Основні санітарні правила забезпечення радіаційної безпеки України», знижувальна підстанція для електропостачання промислового району не є джерелом радіаційного випромінювання, тому спеціальні заходи захисту персоналу не передбачені.

Під час роботи (експлуатації) знижувальної підстанції не утворюються промислові відходи (тверді відходи, промислова каналізація, газообразні викиди), процес утилізації (очищення стоків, фільтрації газоподібних сумішів) яких може впливати на повітряне середовище, водний басейн, повітряне середовище. У відповідності до вимог пункту 4.2.200 глави 4.2 «ПУЕ», на підстанції, що проектується, маслогосподарство або маслосклади не споруджуються. Доставка сухого масла на підстанцію, що проектується, здійснюється в пересувних ємностях або автоцистернах з централізованих масляних господарств. Відпрацьоване трансформаторне масло регенерується для повторного використання. Процес здійснюється на спеціально відведених для цього територіях централізованих масляних господарств.

У відповідності до вимог пунктів 3.2.2 та 3.2.3 НАПБ 05.032-2002 «Інструкція з протипожежного захисту розподільних пристроїв, підстанцій та трансформаторів», для запобігання розтіканню масла й поширенню пожежі в разі пошкодження маслонаповнених трансформаторів із масою масла більше 1 т в одиниці (одному баку) виконані маслоприймачі, масловідводи й маслосбірники. Об'єм маслоприймача розрахований на одночасне приймання 100 % масла, яке вміщується в корпусі трансформаторів [29].

Постійний персонал, що заходиться на підстанції у одну робочу зміну складає 2-х осіб (всі – особи чоловічої статі). У склад санітарно-побутових приміщень підстанції, що проектується, входять гардеробна, душова, уборна (туалетна кімната, обладнана рукомийником), пристрій питного водопостачання (кулер для приготування холодної та гарячої питної води).

У відповідності до вимог пункту 2.6 СНиП 2.09.04-87* «Административные и бытовые здания», в гардеробних кількість відділень в

шафах (або гачків вішалок для домашнього та спеціального одягу) у проекті прийняті рівним до облікової чисельності працюючих (чотири зміни по дві особи). Забезпечено зберігання верхнього одягу для застосування в умовах відкритого простору (для обслуговування відкритого розподільчого пристрою та виконання оперативних перемикань в умовах відкритого простору – «на відкритому повітрі»).

З аналізу речовин і матеріалів, що використовуються в роботі обладнання трансформаторної підстанції, згідно НАПБ Б.03.002-2007 «Норми визначення категорій приміщень, будинків і зовнішніх установок з вибухопожежної і пожежної безпеки» та СНиП 2.09.02-85* «Производственные здания», підстанція з установленим на ній обладнанням належить до категорії «В» з пожежної небезпеки.

Відповідно до категорії виробництва з пожежної небезпеки підстанції «В» і вимогами ДБН В.1.1.7-2002 «Пожежна безпека об'єктів будівництва» та НАПБ В.01.056-2005/111 «Правила будови електроустановок. Протипожежний захист електроустановок», підстанція з установленим на ній обладнанням має ступінь вогнестійкості II, оскільки покрівля будівель, підлога та двері виконані з негорючих речовин.

У відповідності до вимог пункту 5.9 ДБН В.1.1.7-2002 «Пожежна безпека об'єктів будівництва» евакуаційні виходи підстанції, що проектується, ведуть:

- для першого поверху - назовні безпосередньо або через коридор, вестибюль, сходову клітку;

- для цокольного, підвального, підземного поверхів - назовні безпосередньо, через сходову клітку або через коридор, який веде до сходової клітки, що має вихід назовні безпосередньо або ізольований від розташованого вище поверху.

У відповідності із визначенням п. 2.29 (табл. 2) СНиП 2.09.02-85* «Виробничі будівлі» максимальне видалення від найбільш віддаленого робочого місця до найближчого евакуаційного виходу, при щільності людського потоку (більше однієї людини до трьох) в загальному проході – складає 25 метрів.

До будівель і споруд забезпечуються під'їзди пожежних машин. Важливим заходом забезпечення пожежної безпеки є організація пожежної охорони об'єкта, яка передбачає профілактичні та оперативні заходи.

Обладнання, силові та освітленні мережі підстанції, відповідають вимогам пожежної безпеки, оскільки виконані відповідно до вимог НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок», та мають ступінь захисту оболонок (ізоляції) - IP44, відповідно до пожежанебезпечної зони П-III.

На підстанції згідно вимог НАПБ А.01.003-2009 «Правила улаштування та експлуатації систем оповіщення про пожежу та управління евакуацією людей в будинках та спорудах» та пункту 1.6.14 ДБН В.2.5-13-98* «Інженерне обладнання будинків і споруд. Пожежна автоматика будинків і споруд» передбачені системи пожежної сигналізації у приміщенні чергового персоналу. Для цього типу оповіщення використовуються: пристрій світлозвуковий «Тортила», встановлений над дверима модуля ОПУ, а також оповіщувач світлозвуковий «Тортила» С-05С-220 з написом «вихід», встановлений над дверима в модулі ОПУ.

Пожежна безпека приміщень, де розташовані силові трансформатори, забезпечується наступними заходами:

- під трансформаторами насипають чистий гравій і роблять маслоприймні ями;
- відповідно до вимог «ПУЕ» вибираються електричні відстані між струмоведучими та заземленими частинами;
- приміщення комплектуються первинними засобами пожежогасіння.
- згідно НАПБ Б.03.002-2004 «Типові норми належності вогнегасників» приміщення, в яких розміщені трансформатори комплектуються двома вогнегасниками ОУ-80, ящиком з піском місткістю 1 м³ та лопатою;
- встановлюються високовольтні запобіжники, що запобігають виникненню аварійних режимів роботи апаратури, які можуть призвести до пожежі.

ВИСНОВКИ

У представленій роботі проведено аналіз навантаження трансформаторної підстанції з використанням статистичних методів. Проведено перевірку нульової гіпотези про нормальний розподіл генеральної сукупності за допомогою критерію Пірсона, що підтвердило його залежність від рівня значимості α .

Встановлено, що закон розподілення навантаження на трансформаторній підстанції виявляє близькість до нормального розподілу.

Знайдено рівняння лінійної регресії між навантаженням на стороні СН та НН, що дозволяє прогнозувати роботу підстанції.

Визначено, що оптимальним методом розрахунку прогнозованих втрат електричної енергії в трансформаторах є імовірісно-статистичний, в той час як за середнім навантаженням його використання є неприйнятним, оскільки призводить до завищених показників до 66,3%. Втрати за імовірісно-статистичним методом склали 639,7 тис. кВт·год., що становить 0,39% річних втрат активної енергії.

У роботі запропоновано коригувати графік навантаження на стороні НН, зменшивши максимальне навантаження на стороні 10 кВ. Після повторних розрахунків виявлено, що економія становить 222 тис. кВт·год. або 543,9 тис. грн.

Проведено розрахунок техніко-економічних показників ремонту електроустаткування трансформаторної підстанції за різними статтями вартості всіх ремонтних робіт, загальна сума яких склала 2648 тис. грн.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Ермилов, А. А. Электроснабжение промышленных предприятий/ А. А. Ермилов. — М.: Энергоатомиздат, 1983. — 208.
2. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций: учебник/Л.Д. Рожкова, В.С.Козулин, Москва. Энергоатомиздат. 1987г.- 246с.
3. Правила улаштування електроустановок. Четверте видання, перероблене й доповнене — Х.: Вид-во «Форт», 2011.— 736 с.
4. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика. Гмурман В.Е. — М.: Высш. Школа, 2000. — 480 с.
5. Мілютіна, О.С. Статистичний аналіз графіків навантаження трансформаторної підстанції/ О.С. Мілютіна, С.А. Левченко // Вісник НТУ «ХП». Серія: Механіко – технологічні системи та комплекси. – Харків : НТУ «ХП», 2017.- No 16 (1238). – С. 48-53./ Бібліогр.: 10 назв.- ISSN 2079-5459
6. Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок М.: Высшая Школа, 1990. - 363 с
7. Воротницкий, В.Э. Нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях: результаты, проблемы, пути решения. ОАО «НТЦ электроэнергетики»; ВНИИЭ; 2007. – 256с
8. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов.Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – 4-е изд., перераб. и доп. – М.:Энергоатомиздат, 1989.- 608с.
9. Железко Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. - М.: НУ ЭНАС, 2002. - 280с.
10. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов.- М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592с.

11. Техника высоких напряжений. Учебник для студентов электротехнических и электроэнергетических специальностей вузов. Под общей ред. Д.В. Разевига. Изд. 2-е, перераб. и доп. М.: Энергия, 1976. – 573с.

12. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. -176с.

13. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В.Э Воротницкий, Ю.С. Железко, В.Н. Казанцев и др.: Под ред. В.Н. Казанцева. М.: Энергоатомиздат, 1983. – 268с.

14. Цирель Я.А., Поляков В.С. Эксплуатация силовых трансформаторов на электростанциях и в электросетях. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отделение, 1985.-264с.

15. Блок В.М. Электрические сети и системы: Учеб. пособие для электроэнергет. спец. вузов. – М.: Высш. шк., 1986. – 430с.

16. Боровиков В.А. и др. Электрические сети энергетических систем. Учебник для техникумов. Изд. 3-е, переб. Л.: «Энергия», 1977. – 392с.

17. Воротницкий В.Э., Калинкина М.А. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Учебно-методическое пособие. 2-е изд. - М.: ИПК госслужбы, 2002. - 57 с.

18. Правила технической эксплуатации и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Атомиздат, 1974 – 352с.

19. Фёдоров А.А. «Основы по электроснабжению промышленных предприятий». –М.: Энергия, 1978.

20. Шапиро, И.З. Вероятностно – статистические модели для определения и прогнозирования потерь энергии в распределительных сетях 6-10 кВ.- Известия вузов. Энергетика. 1978 №4, с. 15-20.

21. Ящура, А. И. Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования. Справочник. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 504 с.

22.Воротніцкій, В.Е. Програма розрахунку технічних втрат потужності та електроенергії в розподільних мережах 6 - 10 кВ. - Електричні станції, 1999,В.Е. Воротніцкій, С.В. Заслонов, М .А. Калінкіна № 8, с.38-4

23. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1991.– 178 с.

24. Охрана труда в электроустановках: Учебник для вузов / под. ред. Б.А.Князевского. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 336с.

25. ГОСТ12.0.00374(1999) «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» Введ. 01.01.1976 -85с.

26. Методичні рекомендації до виконання та оформлення дипломних робіт(проектів) першого (бакалаврського) рівня вищої освіти для студентів, які навчаються за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» всіх форм навчання. О. І.Коваленко, Л. Р. Коваленко, Л. Ю. Осипова. – Запоріжжя, ЗДІА, 2017 –60 с.

27. ГКД 341.004.00194 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 6-750 кВ» Введ. - Х.: Видавництво «ІНДУСТРІЯ» 2011.- 345с.

28. Харечко, Ю.В. Основы заземления электрических сетей и электроустановок зданий. 6-е изд., перераб. и доп. – М.: ПТФ МИЭЭ, 2012. – 304 с.

29. ГКД 34.20.507 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила» Введ 2003 -К.:Вид. Об'єднання енергетичних підприємств «галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики» - 597с.

30. НПАОП 40.1-1.01-97 «Правила безпечної експлуатації електроустановок»

31. «Вимоги до окремих видів пристроїв» ГОСТ 12.2.007.3-75 (2001) «ССБТ. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности».