МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ
ім. Ю. М. Потебні

КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІКИ ТА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи

рівень вищої освіти другий магістерський

на тему Підвищення економічної ефективності заходів зі зниження втрат електричної енергії в мережах 10-220 кВ ПАТ «Запоріжжяолбенерго»

Виконав: студент 2 курсу, групи 8.1410-з
Сидоренко Максим Вікторович
(ПІБ) (підпис)

спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(шифр і назва)

освітньо-професійна програма
«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(шифр і назва)

Керівник Левченко С.А.
(прізвище та ініціали) (підпис)

Запоріжжя
2021 року

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Кафедра електротехніки та енергоефективності

Рівень вищої освіти другий магістерський

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код та назва)

Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код та назва)

Спеціалізація _____
(код та назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри _____ В.І.Левченко
«08» 12 2021 року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ
«МАГІСТР»

Сидоренко Максим Вікторович
(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи Підвищення економічної ефективності заходів зі зниження втрат електричної енергії в мережах 10-220 кВ ПАТ «Запоріжжяолбенерго»

Керівник роботи Левченко Сергій Андрійович, канд. техн.наук, доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджено наказом ЗНУ від «30» червня 2021 року № 975-с

1 Строк подання студентом роботи 01 грудня 2021 р

2 Вихідні дані до роботи класи точності засобів вимірювання, план розташування електрообладнання, паспортні дані обладнання.

3 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити): Вступ; 1 Аналіз можливості зниження втрат електроенергії в електричних мережах енергопостачаючих організацій. 2 Розрахунок нормативних характеристик технічних втрат електроенергії. 3. Оцінка ефективності витрат на проведення заходів зниження втрат електричної енергії. 4. Охорона праці та техногенна безпека. Висновки. Перелік джерел посилань.

4 Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): 1 Кваліфікаційна робота магістра. 2 Методика розрахунку

допустимих і нормативних небалансів електричної енергії. 3 Звітні втрати електричної енергії в мережах. 4 Структура надходження, корисного відпуску по ступеням напруги. 5 Алгоритм аналізу та втрат електричної енергії. 6 Застосування алгоритму визначення втрат електричної потужності в замкненій мережі 220/110/35 кВ. 7 Класифікація заходів зі зниження втрат електроенергії. 8 Висновки

5 Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада Консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	Левченко С.А.		
2	Левченко С.А.		
3	Левченко С.А.		
4	Левченко С.А.		

6 Дата видачі завдання 05 травня 2021 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз можливості зниження втрат електроенергії в електричних мережах енергопостачаючих організацій	05.06.2021	
2	Розрахунок нормативних характеристик технічних втрат електроенергії	03.08.2021	
3	Оцінка ефективності витрат на проведення заходів зниження втрат електричної енергії.	01.09.2021	
4	Охорона праці та техногенна безпека	05.11.2021	
5	Оформлення пояснювальної записки	01.12.2021	
6	Підготовка презентації	03.12.2021	

Студент _____ М.В. Сидоренко
(підпис) (ініціали та прізвище)

Керівник роботи (проекту) _____ С.А.Левченко
(підпис) (ініціали та прізвище)

Нормоконтроль здійснив _____ С.В. Башлій
(підпис) (ініціали та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Сидоренко М.В. Підвищення економічної ефективності заходів зі зниження втрат електричної енергії в мережах 10-220 кВ ПАТ «Запоріжжяобленерго».

Кваліфікаційна робота магістра на здобуття вищої освіти за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», науковий керівник С.А. Левченко. Запорізький національний університет, Інженерний навчально-науковий інститут, кафедра електротехніки та енергоефективності. Запоріжжя, 2021.

Пояснювальна записка містить 105 сторінок, 12 рисунків, 15 таблиць, 53 перелік джерел посилань.

Завдання дослідження - визначити можливості зниження втрат електричної енергії за рахунок вдосконалення управління режимами електричних мереж та обліку електричної енергії, переглянути існуючу класифікацію втрат електричної енергії; запропонувати новий підхід до нормування втрат та формування тарифу на електричну енергію; проаналізувати нормативні характеристики технічних втрат електричної енергії в мережах різної напруги; провести аналіз втрат та запропонувати заходи щодо їх зниження в мережах різної напруги.

Ключові слова: НОРМУВАННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, ДОПУСТИМИЙ НЕБАЛАНС ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, ПОХИБКА ВИМІРЮВАНЬ, ЕНЕРГЕТИЧНИЙ МЕНЕДЖМЕНТ

ПЕРЕЛІК ОПУБЛІКОВАНИХ АВТОРОМ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ МАГІСТРА

Сидоренко М.В. Підвищення економічної ефективності заходів зі зниження втрат електричної енергії в мережах 10-220 кВ ПАТ «Запоріжжяобленерго». [Текст] / М.В. Сидоренко, С.А. Левченко // Матеріали І Всеукраїнської науково-практичної конференції здобувачів вищої освіти, аспірантів та молодих вчених. «Актуальні питання сталого науково-технічного та соціально-економічного розвитку регіонів України». Запоріжжя: ЗНУ ІННІ, 19-21 жовтня 2021 р.

ANNOTATION

Sidorenko M.V. Improvement of the economic efficiency of the entry due to the reduction in the consumption of electricity in the 10-220 kV fences of the PJSC "Zaporizhzhiaoblenergo".

Qualification of the master's robot for the purpose of providing education for specialties 141 "Electroenergetics, electrical engineering and electromechanics", S.A. Levchenko. Zaporizhzhya National University, Engineering and Science Institute, Department of Electrical Engineering and Energy Efficiency. Zaporizhzhia, 2021.

The explanatory note contains 105 pages, 12 figures, 15 tables, 53 list of link sources.

Prescribed dosage - due to the possibility of reducing the consumption of electrical energy for the rakhunok in detail managing the modes of electrical fences and the area of electrical energy, looking over the top of the classifiers to waste electrical energy; propose a new charge to the standard for the cost of the electricity tariff; to analyze the normative characteristics of technical input of electrical energy in the framing of the spring tension; to carry out the analysis of the second and the proponuvati, come in, the lowering in the fringes of the growing springs.

Keywords: NORMUVANNAYA VRAT ELECTRIC ENERGY, PERMISSIBLE NON-BALANCE VRAT ELECTRIC ENERGY, POKHIBKA VIMIRYUVAN, ENERGY MANAGEMENT

АННОТАЦИЯ

Сидоренко М.В. Повышение экономической эффективности мер по снижению потерь электрической энергии в сетях 10-220 кВ ПАО «Запорожьеоблэнерго».

Квалификационная работа магистра на получение высшего образования по специальности 141 «Электроэнергетика, электротехника и электромеханика», научный руководитель С.А. Левченко. Запорожский национальный университет, Инженерный учебно-научный институт, кафедра электротехники и энергоэффективности. Запорожье, 2021.

Пояснительная записка содержит 105 страниц, 12 рисунков, 15 таблиц, 53 список источников ссылок.

Задача исследования – определить возможности снижения потерь электрической энергии за счет совершенствования управления режимами электрических сетей и учета электрической энергии, пересмотреть существующую классификацию потерь электрической энергии; предложить новый подход к нормированию потерь и формированию тарифа на электрическую энергию; проанализировать нормативные характеристики технических потерь электрической энергии в сетях разного напряжения; провести анализ потерь и предложить меры по их снижению в сетях разного напряжения.

Ключевые слова: НОРМИРОВАНИЕ ПОТЕРЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ НЕБАЛАНС ПОТЕРЕНИЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ПОШИБКА ИЗМЕРЕНИЙ, ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ МЕНЕДЖМЕНТ

ЗМІСТ

Вступ…….8

1 Аналіз можливості зниження втрат електроенергії в електричних мережах енергопостачаючих організацій ……..15

1.1 Аналіз стану питання, терміни та визначення……..15

1.2 Допустимі і нормативні небаланси електроенергії……..19

1.3 Нормування втрат електроенергії……..24

2 Розрахунок нормативних характеристик технічних втрат електроенергії

2.1. Розрахунок технічних втрат електроенергії……30

2.2 Розробка заходів зі зниження втрат електроенергії…….36

2.2.1 Організаційні і технічні аспекти заходів по вдосконаленню управління режимами електричних мереж…….38

2.2.2 Заходи з автоматизації управління режимами та реконструкції електричних схем мереж……..40

2.2.3 Заходи щодо вдосконалення обліку електроенергії……41

2.3 Аналіз втрат електроенергії……...42

2.4 Рекомендації щодо стимулювання персоналу……..55

2.5 Розрахункові дослідження щодо визначення небалансів втрат електричної енергії……57

3 Оцінка ефективності витрат на проведення заходів зниження втрат електричної енергії……74

4 Охорона праці та техногенна безпека……...76

4.1 Аналіз потенційних і шкідливих чинників виробничого середовища……..76

4.2 Заходи з поліпшення умов праці……78

4.3. Технічні рішення з виробничої санітарії ……82

4.3.1 Шум і вібрація на території підстанції……84

4.3.2 Природне і штучне освітлення……84

4.4 Електробезпека……85

4.5 Індивідуальні засоби захисту…….87
4.6 Пожежна безпека ……88
4.7 Рішення щодо захисту навколишнього середовища……91
4.8 Розрахунок захисного заземлення…….92
ВИСНОВКИ……...…98
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ…….…...……99
ДОДАТКИ…….…….106

ВСТУП

Актуальність теми. Україна має значні запаси енергетичних ресурсів і потужний паливно-енергетичний комплекс, який є базою розвитку економіки, інструментом проведення внутрішньої і зовнішньої політики.

Електроенергетика - базова галузь економіки України, що забезпечує потреби економіки та населення країни в електричній та тепловії енергії, багато в чому визначає сталий розвиток усіх галузей економіки країни. Ефективне використання потенціалу електроенергетичної галузі, встановлення пріоритетів і параметрів її розвитку створять необхідні передумови для зростання економіки та підвищення якості життя населення країни. Процес випереджального розвитку електроенергетичної галузі є необхідним чинником успішного економічного розвитку України.

Електроенергетична галузь України - це високоавтоматизований комплекс електростанцій, електричних мереж та об'єктів електромережевого господарства, об'єднаних єдиним технологічним циклом і централізованим оперативно-диспетчерським управлінням, що розвивається в масштабах всієї країни.

Мета і задачі роботи. Втрати електроенергії в електричних мережах - найважливіший показник економічності їх роботи, наочно індикатор стану системи обліку електроенергії, ефективності енергозбутової діяльності енергопостачальних організацій. Цей індикатор все виразніше свідчить про накопичення проблем, які вимагають невідкладних рішень у розвитку, реконструкції та технічному переозброєнні електричних мереж, вдосконаленні методів і засобів їх експлуатації та управління, в підвищенні точності обліку електроенергії, ефективності збору коштів за поставлену споживачам електроенергію. На думку міжнародних експертів, відносні втрати електроенергії при її передачі та розподілі в електричнийческих мережах більшості країн можна вважати задовільними, якщо вони не перевищують 4-5 %.

Втрати електроенергії на рівні 10% можна вважати максимально допустимими з точки зору фізики передачі електроенергії по мережах.

Завдання досліджень:

Стає все більш очевидним, що різке загострення проблеми зниження втрат електроенергії в електричних мережах вимагає активного пошуку нових шляхів її рішення, нових підходів до вибору відповідних заходів, а головне, до організації роботи з зниження втрат. Структура втрат електроенергії в мережах різних енергосистем наведена в табл. 1.

Таблиця В1 - Структура втрат електроенергії в мережах різних енергосистем

Складові втрат	Діапазон зміни відносних втрат в різних енергосистемах, %	Втрати за даними Міненерго, %
Мережі 330-500 кВ	5-25	11
Мережі 220 кВ	4-27	15
Мережі 35-110 кВ	15-43	36
Мережі 6-20 кВ	5-34	26

Об'єкт дослідження. Електричнні мережі 10-220 кВ ПАТ «Запоріжжяобленерго».

Предмет дослідження. нормування, аналіз та зниження втрат електричної енергії в мережах ПАТ «Запоріжжяобленерго».

Мета дослідження – визначити можливості зниження втрат електричної енергії за рахунок вдосконалення управління режимами електричних мереж та обліку електричної енергії.

Методи дослідження – аналіз, співставлення та методи оцінки втрат електричної енергії.

Завдання роботи – дослідити методи розрахунку допустимих та нормативних небалансів електричної енергії;

- переглянути існуючу класифікацію втрат електричної енергії;

- запропонувати новий підхід до нормування втрат та формування тарифу на електричну енергію;
- проаналізувати нормативні характеристики технічних втрат електричної енергії в мережах різної напруги;
- провести аналіз втрат та запропонувати заходи щодо їх зниження в мережах різної напруги.

Після 2020 р. українська енергетика повинна перейти до нового етапу свого розвитку - повної інтеграції з енергетичним сектором ЄС та інноваційного оновлення, зокрема в електроенергетиці - інтеграція в Європейську мережу системних операторів передавання електроенергії ENTSOE (European Network of Transmission System Operators for Electricity).

До головних проблем електроенергетики, зокрема і розподільних мереж, як однієї із ланок електропостачання, на теперішній час слід віднести наступне:

- високий рівень фізичного та морального зносу основного та допоміжного обладнання;

- руйнування енергетичної інфраструктури на Сході України;

- існування перехресного субсидіювання;

- порівняно низький рівень регульованих цін для кінцевих споживачів;

- відсутність членства вітчизняного системного оператора з передачі електроенергії в ENTSOE;

- дефіцит регулюючих потужностей в об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України;

- неготовність електричних мереж до розвитку відновлюваних джерел електроенергії (ВДЕ);

- зростаючі обсяги заборгованості споживачів за електричну енергію;

- значні втрати електричної енергії.

В процесі реформування електроенергетики лібералізації та дерегулюванні ринка електроенергії проявляються такі пріоритети як економічна вигода та ціна, а ефективність та стан електричних мереж відходить на другий план, що супроводжується збільшенням навантаження на мережі та її елементи. Таким

чином створюється ситуація невідкладної необхідності збільшення пропускної здатності електричних мереж, зменшення втрат електроенергії, тобто підвищення ефективності їх функціонування.

Способи і формули для розрахунку допустимих небалансів електроенергії на об'єктах, ставлять фізично не здійснимі для електричних мереж завдання (для підстанцій формули, хоча і теж помилкові, але у меншій мірі), оскільки не враховують ряд об'єктивних чинників, а саме:

- реальні похибки елементів системи обліку електроенергії навіть при повній відповідності її характеристик вимогам ПУЕ призводять до недообліку електроенергії, а не до симетричної похибки «плюс-мінус».

- похибки, об'єктивно властиві розрахунку технічних втрат електроенергії на об'єкті, що не враховуються, насправді розширюють діапазон допустимого небалансу у декілька разів більше, ніж похибки приладів, що враховуються;

- формули не враховують допустимі величини комерційних втрат, під якими скрізь далі маються на увазі саме розкрадання, а не похибки приладів обліку.

Класифікація втрат повинна передбачати не дві складові (технічні і комерційні втрати), а чотири (технічні втрати, витрати електроенергії на власні потреби підстанцій, втрати, обумовлені похибками обліку електроенергії, і комерційні втрати), оскільки об'єднання під технічними втратами перших двох і під комерційними других двох змішує складові абсолютно різної природи і утрудняє аналіз шляхів зниження втрат.

Основною метою нормативної документації в області втрат електроенергії має бути забезпечення перелому тенденції збільшення звітних втрат, що склалася і досягнення хоч би невеликого, але упевненого тренду на їх зниження. Не вірно ставити завдання розробки документу, що обґрунтовує постійне зростання втрат.

У тариф на електроенергію в розумній мірі повинні включатися усі складові втрат, у тому числі комерційні втрати, оскільки всі чотири складові,

маючи різну природу, однаково об'єктивні. Тому правильна тарифна політика - це включення в тариф фактичних або близьких до них значень усіх складових втрат в перший рік роботи на основі описуваних принципів з поступовим, але об'єктивним їх посиленням в подальші роки.

Якщо ж розглядати можливості зниження кожної з чотирьох структурних складових втрат, то виявляється, що їх сума не може бути знижена нижче 10%. Ця величина і є перспективним нормативом (стратегічною метою). Дії енергопостачальних організацій щодо зниження загальноприйнятих втрат з 15% до 10% повинні стимулюватися поступовим з року в рік зниженням нормативу втрат, що включаються в тариф. Приведена рекомендована методика розрахунку поточного нормативу (на майбутній рік), яка для цього прикладу дає поточний норматив 15%.

Структура втрат має бути відкрита для суспільства і ця відкритість корисна для енергопостачальної організації. У зв'язку з цим однаково незадовільні будь-які дії і позиції, що примушують приховувати фактичні дані, зокрема:

- позиція деяких регіональних енергетичних комісій, що полягає в невизнанні комерційних втрат (розкрадань) такою ж об'єктивною складовою загальних втрат, як і технічних. І ті і інші об'єктивно є, ті і інші потрібно знижувати;
- позиція деяких енергопостачальних організацій полягає в невиправданому завищенні технічних втрат з метою приховання комерційних.

Відкритість даних про втрати електроенергії припускає обґрунтування нормативу втрат у формі, зрозумілій для будь-якої людини. У зв'язку з цим видається неприйнятною позиція деяких фахівців, що базується на представленні, що зрозуміти обґрунтованість рівня втрат можуть тільки фахівці. Насправді, задовольнити вимозі відкритості можна, використовуючи нормативну характеристику втрат, що відбиває їх простою формулою алгебри. Розрахувати її повинні фахівці, розглянути експерти, затвердити контролюючі органи. Нормативна характеристика має бути пріоритетним способом

обґрунтування нормативу втрат, а там, де вона ще не отримана, тимчасово можуть допускатися так звані «прямі розрахунки втрат».

Розрахунки показують, що технічні втрати в мережах більш-менш прийнятні, але комерційні втрати високі. Їх теж потрібно включати в тариф і розробляти способи їх послідовного зниження. Пропозиція встановлювати норматив комерційних втрат багатьма сприймається неправильно, на зразок схвалення невеликої частини крадіжок. Норму встановлюють для підприємства, що терпить збиток не через власну халатність, а з об'єктивних причин. Встановлюють для того, щоб не порушувати економіку суспільно-корисного технологічного процесу. У будь-якій країні з низьким рівнем життя відсоток крадіжок більший, ніж у розвинених. Вважати, що справлятися з низьким рівнем життя населення - справа енергопостачальних організацій, щонайменше, не розумно.

Відомо, що усі комерційні організації відраховують до фонду страхування від нещасних випадків певний відсоток (норму) від фонду зарплати. Це не означає, що схвалюється якийсь відсоток нещасних випадків. Але, на жаль, вони будуть. Між тим, ці відрахування лягають на собівартість продукції і вона стає дорожча. Розкрадання енергії також наявні. Навіть при задовільній роботі енергозбуту, тому їх потрібно в розумній мірі включати в тариф і робити це відкрито. І тариф через це теж буде більшим.

Відомо, наприклад, що в США і Франції розкрадання які не перевищують, фізичними особами 1-1,5% споживання енергії , включаються в тариф. Вважається економічно недоцільним шукати конкретні місця розкрадань в таких об'ємах, оскільки витрати на їх пошук виявляються більше вартості знайденої електроенергії. Тариф буде нижчий, якщо включити в нього розумну частину комерційних втрат ніж витрати на їх усунення. Законослухняна частина споживачів (не лише населення, а усі споживачі, тому на населення буде відноситься лише невелика частина) фактично оплачує розкрадання. В країнах з нижчим рівнем життя населення, ніж, наприклад, в США і Франції, в тариф необхідно включати більш високу величину комерційних втрат, оскільки в

процес розкрадань залучено набагато більше коло осіб. І чим нижче рівень життя в регіоні, тим більшою мірою певна частина розкрадань (що розглядається як об'єктивна) повинна включатися в тариф. Саме такий підхід втілений в конкретні методики.

Методика, закладена в нормативи НЕК, не може бути визнана обґрунтованою. Особливо викликають здивування нормативи втрат навантажень в мережах СН і ВН. Порівняльні розрахунки, проведені для ряду енергосистем, показують істотні неспівпадіння [1]. Не більше обґрунтовані і 6 тис. кВт·г/км в рік для мереж 0,4 кВ, встановлені нормативом НЕК. Порівняльні розрахунки по мережах 0,4кВ показують, що реально ця величина може коливатися від 1,5 до 9 тис. кВт·г/км в рік [2]. Впровадження певних програм з енергозбереження і проведення розрахунків не є заходами щодо зниження втрат (ЗЗВ). Заходом є реалізація того, що призводить до зниження втрат, а не розрахунки по вибору заходів. Такі розрахунки відносяться до організаційних аспектів ЗЗВ, але не до самих ЗЗВ.

Перелік ЗЗВ має бути просто переліком найменувань з поясненнями фізики дії на втрати і способів розрахунку фізичного ефекту в тис. кВт·г, без звітності по штуках, кілометрам і тому подібне. Визначення економічної ефективності ЗЗВ не є прерогативою, оскільки економічна ефективність будь-яких інвестицій визначається іншими нормативними документами.

1 АНАЛІЗ МОЖЛИВОСТІ ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ЕНЕРГОПОСТАЧАЮЧИХ ОРГАНІЗАЦІЙ

1.1 Аналіз стану питання, терміни та визначення

Методика призначена для персоналу енергопостачаючих та регіональних енергетичних компаній. Вона встановлює методи аналізу і нормування втрат електроенергії, визначення допустимих і нормативних небалансів електроенергії на об'єктах і вибору заходів по зниженню втрат. У методиці приведені також рекомендації по стимулюванню персоналу до впровадження вказаних заходів і вимоги до програм розрахунку втрат електроенергії і їх нормативних характеристик.

Звітні втрати електроенергії, що надходить – різниця між електроенергією, що потрапила в мережу (за показами лічильників електроенергії) і електроенергією, відпущеною споживачам (за показами лічильників відпущеної електроенергії).

Технічні втрати електроенергії – втрати електроенергії, обумовлені фізичними процессами в проводах і електрообладнанні, що відбуваються при передачі електроенергії від місць її виробництва до місць продажу споживачам. Технічні втрати визначають розрахунковим шляхом на підставі законів електротехніки.

Витрата електроенергії на власні потреби підстанцій – витрата електроенергії, яка необхідна для забезпечення роботи технологічного устаткування підстанцій і життєдіяльності обслуговуючого персоналу і визначається за показами лічильників.

Система обліку електроенергії – комплекс технічних засобів, що забезпечують вимір надходження і відпущення електроенергії на об'єкт. Містить вимірювальні трансформатори струму (ТС), напругу (ТН) і електролічильники.

Втрати електроенергії, обумовлені інструментальними похибками при вимірюванні – недооблік електроенергії, обумовлений технічними

характеристиками і режимами роботи системи обліку електроенергії на об'єкті. Втрати електроенергії, що обумовлені інструментальними похибками вимірювання електроенергії, визначають розрахунковим шляхом на підставі законів імовірнісного складання похибок.

Комерційні втрати – втрати, що обумовлені розкраданнями електроенергії, невідповідністю між показами лічильників і платою за електроенергію побутовими споживачами і іншими причинами у сфері організації контролю за споживанням енергії. Комерційні втрати визначають як різницю звітних втрат та суми їх складових.

Укрупнена структура звітних втрат електроенергії – представлення звітних втрат у вигляді чотирьох складових.

Деталізована структура втрат електроенергії – подання звітних втрат та (чи) їх укрупнених структурних складових у вигляді складових, об'єднаних загальною ознакою : однаковою номінальною напругою, типом устаткування, характером зміни в часі (змінні, умовно-постійні), обумовленості (навантаження, холостого ходу), адміністративним підрозділом і тому подібне.

Допустима інструментальна похибка системи обліку електроенергії – інструментальна похибка системи обліку електроенергії на об'єкті, яка відповідає фактичним характеристикам і режимам роботи вимірювальних пристроїв, що входять до неї.

Нормативна інструментальна похибка системи обліку електроенергії – інструментальна хибка системи обліку електроенергії, що відповідає нормативним (встановленим ПУЕ і іншими документами) характеристикам та режимам роботи вимірювальних пристроїв, що входять до неї. Експлуатовані в даний момент елементи системи обліку електроенергії працюють в ненормативних умовах. Зокрема, ТС істотно недовантажені, що призводить до неврахування електроенергії. Це відбулося у зв'язку із загальним обвалом виробництва, а не з вини енергопостачальних організацій. Тому ці похибки розглядаються як допустимі. Разом з тим, якщо навіть ідеально підібрати ТС, він буде завантажений на 80-100% тільки в режимі максимального навантаження

(80% через дискретність шкали номінальних струмів). В інший час доби ТС буде завантажений менше (відповідно до графіка навантаження), що буде призводити до недообліку електроенергії. Ця похибка названа нормативною.

Фактичний небаланс електроенергії на об'єкті (ФНЕ) – відмінність електроенергії, що надійшла на об'єкт, від суми трьох складових: електроенергії, відпущеній об'єкту, витрати електроенергії на власні потреби підстанцій та технічних втрат в мережах і устаткуванні об'єкту. Фактичний небаланс електроенергії по суті включає інструментальні похибки системи обліку електроенергії на об'єкті, похибки розрахунку технічних втрат і комерційні втрати.

Допустимий небаланс електроенергії на об'єкті (ДНЕ) – допустима відмінність електроенергії, що надійшла на об'єкт, від суми трьох складових : електроенергії, відпущеній об'єкту, витрати електроенергії на власні потреби підстанцій і технічних втрат в мережах та устаткуванні об'єкту і визначається діапазоном допустимої інструментальної похибка системи обліку електроенергії на об'єкті, діапазоном похибки методу розрахунку технічних втрат, допустимого до застосування на цьому об'єкті та допустимим рівнем комерційних втрат. Допустимий небаланс виражають у вигляді діапазону допустимих значень.

Нормативний небаланс електроенергії на об'єкті (ННЕ) – визначається на діапазоном нормативної інструментальної похибки системи обліку електроенергії на об'єкті. Нормативний небаланс виражають також у вигляді діапазону допустимих значень.

Розрахунок втрат електроенергії – визначення чисельних значень втрат з отриманням в результаті розрахунку:

- сумарних втрат для даної мережі за даний період часу;
- структури сумарних втрат;
- інтервалів достовірності сумарних втрат та їх структурних складових.

Аналіз втрат електроенергії – оцінка прийнятності рівня втрат з технічною і економічною точок зору, виявлення причин перевищення допустимих небалансів електроенергії на об'єкті в цілому та його частинах,

виявлення територіальних зон, груп елементів і окремих елементів з підвищеними втратами (вогнищ втрат), визначення кількісного впливу на звітні втрати та їх структурні складові параметрів, що характеризують режими передачі електроенергії.

Захід зі зниження втрат електроенергії (ЗЗВ) – захід, проведення якого економічно виправдане за рахунок отримуваної економії електроенергії.

Вибір заходів по зниженню втрат електроенергії – розробка переліку конкретних заходів по зниженню втрат електроенергії з тими, що відповідають кожному заходу показниками необхідних витрат, отримуваної економії електроенергії, терміну окупності витрат або інших показників економічної ефективності і тому подібне

Резерви зниження втрат електроенергії – економія електроенергії, яка може бути отримана при впровадженні економічно обгрунтованих заходів по зниженню втрат електроенергії.

Нормування втрат електроенергії – встановлення для даного періоду часу прийнятного (нормального) за технічними і економічними критеріями рівня втрат електроенергії (нормативу втрат). Прийнятний рівень втрат визначають на основі розрахованої структури втрат і аналізу резервів зниження її складових.

Прогнозоване значення нормативу втрат – значення нормативу, що визначається по прогнозованих навантаженнях і режимах роботи мереж і устаткування об'єкту. Прогнозоване значення нормативу визначають для планованого періоду.

Фактичне значення нормативу втрат – значення нормативу, визначене по фактичних навантаженнях і режимах роботи мереж і устаткування об'єкту. Фактичне значення нормативу визначають для звітного періоду після його завершення.

Перспективний норматив втрат електроенергії – значення втрат електроенергії, що відповідає реалізації економічно обгрунтованих заходів по зниженню втрат в повному об'ємі. Перспективний норматив розглядається як цільова установка на багаторічний період, визначена за прогнозними даними на

кінець цього періоду. Може визначатися і при існуючих схемах і навантаженнях для оцінки рівня втрат, якого можна було б досягти, якби одномоментно впровадити всі можливі ЗЗВ.

Поточний норматив втрат електроенергії – значення втрат електроенергії, що відповідає реалізації в планованому періоді економічно обгрунтованих заходів по зниженню втрат в об'ємі, погодженому з контролюючою організацією. Поточний норматив розглядається як цільова установка на майбутній рік, визначена за прогнозованими даними на кінець цього періоду.

Характеристика втрат електроенергії – залежність втрат електроенергії при існуючих схемах і режимах роботи електричних мереж від чинників, відображених в офіційній звітності.

Нормативна характеристика втрат електроенергії – залежність прийнятного рівня втрат електроенергії(що враховує ефект від ЗЗВ, проведення яких погоджене з організацією, що затверджує норматив втрат) від чинників, відбиваних в офіційній звітності.

Офіційна звітність – форми звітності, встановлені Держкомстатом України або іншими організаціями.

1.2 Допустимі і нормативні небаланси електроенергії

Відповідно до визначень ДНЕ і ННЕ їх значення визначаються відповідно допустимими і нормативними інструментальними похибками системи обліку електроенергії на об'єкті, похибкою методу розрахунку технічних втрат, допустимого для цього об'єкту та допустимим рівнем комерційних втрат. При визначенні ДНЕ (ННЕ) повинні враховуватися систематичні і випадкові складові перерахованих похибок.

Систематичну складову ДНЕ (ННЕ) в абсолютних одиницях визначають за формулою [1,2]:

$$\Delta W_{НЭ} = \sum_{i=1}^{m} \frac{\Delta_i}{100} \cdot W_i - \sum_{j=1}^{n} \frac{\Delta_j}{100} \cdot W_j + \Delta W_{д.ком}, \qquad (1.1)$$

де Δ_i і Δ_j – допустимі (нормативні) систематичні похибки, вимірювальних комплексів (інструментальні похибки), фіксованих відповідно відпустку W_i і надходження W_j енергії, узяті із зворотним знаком (допустима негативна інструментальна похибка відповідає позитивному допустимому небалансу) %;

m - число точок обліку відпустку енергії; n - те ж, надходження енергії;

$\Delta W_{д.ком}$ - допустимі для цього об'єкту комерційні втрати.

Для об'єктів, що не виробляють відпуск електроенергії з мереж 0,4 кВ, допустимі комерційні втрати приймають рівними нулю. Рекомендований спосіб визначення допустимих комерційних втрат для об'єктів, що виробляють відпуск електроенергії з мереж 0,4 кВ, викладений у [2].

Вираз (1.1) без останнього доданку є систематичністю складовою інструментальної похибки системи обліку електроенергії на об'єкті (середнє значення недообліку).

У практиці розрахунків технічних втрат систематичну погрішність методу розрахунку технічних втрат зазвичай враховують у вигляді поправочних коефіцієнтів безпосередньо у формулах розрахунку втрат , тому у формулі (1.1) вона не фігурує [2].

Розрахунок небалансів простіше і наочніше робити в абсолютних одиницях - немає необхідності спочатку визначати долі електроенергії, відпущеної по кожній точці обліку, від сумарної відпустки, а потім підставляти їх у формулу для розрахунку небалансу у відсотках, як це приймається за традицією в нормативних документах . Віднести згодом абсолютні одиниці до будь-якої величини для розрахунку відсотка не представляє складності.

Випадкову складову ДНЕ (ННЕ) в абсолютних одиницях визначають за формулою:

$$\delta W_{НЭ} = \pm \sqrt{0{,}95 \sum_{i=1}^{n+m} \left(\frac{\delta_i}{100} \cdot W_i \right)^2 + \left(\frac{\delta_T}{100} \cdot \Delta W_T \right)^2}, \qquad (1.2)$$

де δ_i – допустима (нормативна) випадкова похибка i - го вимірювального комплексу, %;

δ_m - випадкова похибка методу розрахунку технічних втрат, що відповідає рівню довірчої вірогідності 0,95%;

ΔW_T - розрахункове значення технічних втрат.

Перший доданок під коренем формули (1.2) є випадковою складовою інструментальної похибки системи обліку електроенергії на об'єкті.

На відміну від формули (1.1) у формулі (1.2) є присутньою похибка розрахунку технічних втрат (яка плюс-мінус), але відсутня складова, пов'язана з допустимими комерційними втратами, оскільки останні виражаються одним числом.

У метрології вважається, що розподіл фактичних похибок вимірювальних приладів одного і того ж типу підкоряється закону рівномірної щільності, а не нормальному закону. У зв'язку з цим довірчій вірогідності 0,95 відповідають значення, віддалені від меж інтервалу розподілу на 2,5 % з обох боків, що відповідає коефіцієнту 0,975. Коефіцієнт 0,95 в (1.2) є квадратом значення 0,975, а не значення довірчої вірогідності 0,95.

Допустиму (нормативну) систематичну складову інструментальної похибки вимірювального комплексу визначають за формулою [1], %:

$$\Delta = 2{,}1\,\Delta_{TC} + 1{,}7\,\Delta_{TH} + \Delta_{ліч} - 0{,}5\,\Delta U_{TH}, \qquad (1.3)$$

де Δ_{TC} – допустима (нормативна) систематична складова похибки, що вноситься вимірювальним трансформатором струму (ТС),%;

Δ_{TH} - те ж, трансформатором напруги (ТН),%;

$\Delta_{ліч}$ - те ж, приладом обліку,%;

ΔU_{TH} – допустима втрата напруги у вторинному колі ТН,%.

Коефіцієнти 2,1 і 1,7 враховують збільшення похибки виміру активних складових струму і напруги за рахунок кутових погрішностей ТТ і ТН при

типовому значенні коефіцієнта реактивної потужності навантаження контрольованого приєднання, рівному 0,85 [1]. Коефіцієнт 0,5 перед величиною ΔU_{TH} обумовлений допущенням, що при невідомих значеннях втрат напруги у вторинних ланцюгах ТН в точках обліку можна вважати, що вони розподілені рівномірно в діапазоні від нуля до допустимого по ПУЕ значення ΔU_{TH}**.** В цьому випадку середнє значення втрат напруги, що дорівнює $0{,}5\Delta U_{TH}$ - систематична похибка, а випадкова похибка дорівнює $\pm 0{,}5\Delta U_{TH}$.

Допустиму (нормативну) випадкову складову похибки вимірювального комплексу визначають за формулою, %:

$$\delta = \pm 1{,}1\sqrt{2{,}2\ \delta_{TT}^{\,2} + 1{,}5\ \delta_{TH}^{\,2} + \delta_{сч}^{2} + 0{,}25\ \Delta U_{TH}^{\,2}}\ , \qquad (1.4)$$

де δ_{TE}, δ_{TH}, $\delta_{ліч}$ – допустимі (нормативні) значення випадкових складових похибок ТС, ТН, і лічильника, %;

1,1 - коефіцієнт, що враховує особливості метрологічної повірки приладів за допомогою еталонних пристроїв, що мають свої похибки та інші причини.

Коефіцієнти 2,2 і 1,5 враховують збільшення похибки вимірювання активних складових струму і напруги за рахунок кутових похибок ТТ і ТН при типовому значенні коефіцієнта реактивної потужності навантаження контрольованого приєднання, рівному 0,85 [1]. Коефіцієнт 0,25 перед величиною U_{TH} являє собою квадрат значення 0,5.

Значення Δ_{TC} і δ_{TC} визначаються по таблиці 1.1 залежно від середнього завантаження первинного кола ТС – β_{TC} і класу точності ТС - K_{TC}. Допустимі значення Δ_{TC} і δ_{TC} визначаються при фактичного значенні β_{TC}. Нормативні значення Δ_{TC} і δ_{TC} визначаються при значенні $\beta_{TC}=0{,}8\ k_з$, де $k_з$ – коефіцієнт заповненості графіку завантаженості контрольованого приєднання за даний період часу (відносне число годин використання максимуму завантаженості : $k_з=t_{макс}./T$.

Найбільше, теоретично можливе значення коефіцієнта середнього завантаження ТС - $\beta_{ТС} = k_з$. Коефіцієнт 0,8 використаний для обліку допустимого недовантаження ТС в максимальному режимі у зв'язку з дискретністю шкали номінальних струмів ТС.

Таблиця 1.1 – Залежності струмових похибок ТС від коефіцієнту завантаження первинного кола та класу точності ТС

Вид похибки	Залежності похибок у діапазоні значень $\beta_{ТС}$:	
	0,05 - 0,2	0,2 - 1,0
$\Delta_{ТС}$,% $\beta_{ТС}$,%	$(-2,0 + 6,25\ \beta_{ТС})\ K_{ТС}$ $\pm(1,0 - 1,25\ \beta_{ТС})\ K_{ТС}$	$(-1,06 + 1,56\ \beta_{ТТ})\ K_{ТС}$ $\pm(0,81 - 0,31\ \beta_{ТС})\ K_{ТС}$

Значення $\Delta_{ТН}$ і $\delta_{ТН}$ визначають за формулами:

$$\Delta_{ТН} = (0,5 - \beta_{ТН})\ K_{ТН}, \quad (1.5)$$

$$\delta_{ТН} = \pm 0,5 \cdot K_{ТН}, \quad (1.6)$$

де $K_{ТН}$ - клас точності ТН;

$\beta_{ТС}$ - коефіцієнт завантаження вторинного кола ТС.

Значення систематичної похибки $\Delta_{ліч}$ для індукційних лічильників визначають за формулою:

$$\Delta_{ліч} = -0,2 T_{пов}\ K_{ліч}, \quad (1.7)$$

де $T_{пов}$ - термін служби лічильника після останньої повірки.

Для електронних лічильників приймають $\Delta_{ліч} = 0$.

За відсутності даних про фактичне значення $T_{пов}$ його приймають рівним половині нормованого міжповірочного інтервалу. Значення випадкової похибки $\delta_{ліч}$ приймають рівним класу точності лічильника. Приклад розрахунку ДНЕ і ННЕ наведений в Додатку.

1.3 Нормування втрат електроенергії

Норматив звітних втрат електроенергії є сумою нормативів чотирьох складових укрупненої структури втрат: нормативу технічних втрат; нормативу витрати електроенергії на власні потреби підстанцій; нормативу втрат, обумовлених похибками обліку електроенергії (недооблік); нормативу комерційних втрат.

Норматив технічних втрат електроенергії може визначатися на основі:

- результатів прямих розрахунків складових втрат електроенергії і резервів їх зниження для встановленої розрахункової схеми мережі і даних про режимні параметри вузлів, що отримуються від системи телевимірювань, автоматизованої системи контролю і обліку електроенергії і за допомогою контрольних вимірювань;

- нормативних характеристик втрат електроенергії, погоджених з контролюючою організацією. Спосіб визначення нормативу технічних втрат узгоджується з контролюючою організацією.

Резерви зниження складових втрат електроенергії визначають:

- технічних втрат електроенергії - на основі розрахунку оптимальних режимів і схем електричних мереж, аналізу відповідності параметрів устаткування фактичним та прогнозованим навантаженням;

- витрати електроенергії на власні потреби підстанцій - на основі зіставлення фактичної витрати з нормативами, які визначаються відповідно до

існуючої інструкції по нормуванню витрат електроенергії на власні потреби підстанцій 35-500 кВ;

- втрат, обумовлених інструментальними похибками обліку електроенергії - на основі зіставлення недообліку електроенергії, що відповідає фактичним параметрам вимірювального устаткування з його значенням, які відповідають нормативним параметрам;

- комерційних втрат електроенергії - на основі зіставлення їх фактичного рівня з нормативом, погодженим з контролюючою організацією.

Перспективний норматив комерційних втрат електроенергії (ПНКВ, відсоток від відпуску електроенергії населенню) рекомендується визначати за формулою:

$$\Delta W = 10 / KC, \qquad (1.4)$$

де КС - рівень купівельної спроможності населення в регіоні, що характеризує її відношення до среднього значення в країні.

В 2010 р. рівень КС складала, %: Київ – 5,0; Донецка обл. – 3,5; Львовська обл. – 2,0; Київська обл. – 1,2; АР Крим – 0,5. Рекомендовані значення ПНКВ для цих регіонів складуть,%: Київ - 2,0, Донецка обл. –2,9; Львовська обл. – 5,0; Київська обл. – 8,3; АР Крим – 20,0.

Перспективний норматив комерційних втрат електроенергії не є величиною постійною - його значення змінюється при зміні купівельної спроможності населення.

За відсутності обґрунтування об'єму резервів зниження втрат, які можуть бути реалізовані в планованому році, рекомендується застосовувати наступні нормуючі коефіцієнти до фактичних значень складових втрат у звітному році для визначення поточного нормативу на майбутній рік:

- 0,98 – до розрахункового значення технічних втрат;

- 0,95 - до різниці між допустимим і нормативним значеннями систематичної складової інструментальної похибки системи обліку електроенергії на об'єкті;

- 0,95 - до різниці між фактичним і нормативним значеннями комерційних втрат.

Застосування вказаних коефіцієнтів допустимо в продовж не більше трьох років поспіль. За цей період енергозберігаюча організація, повинна обґрунтувати фактичний рівень резервів зниження втрат електроенергії в мережах і погоджувати з контролюючою організацією укрупнений план заходів по зниженню втрат і динаміку їх зниження по роках майбутнього періоду.

У разі не подання організацією вказаних документів, міра посилення нормативів втрат (міра відмінності від одиниці) на подальші три роки збільшується, тобто вказані вище нормуючі коефіцієнти приймаються рівними, відповідно до 0,96; 0,8; 0,9 і 0,9.

Значення перспективного нормативу комерційних втрат електроенергії, рекомендоване значення якого визначають відповідно до п.4.3, і знижуючих коефіцієнтів, рекомендовані значення яких приведені в п.4.3, мають бути погоджені з контролюючою організацією.

Нормативи втрат, що включаються в тарифи для різних категорій споживачів (нині при формуванні тарифів виділяють три категорії промислових споживачів залежно від напруги живлення 0,4 кВ, 6-35 кВ і 110 кВ і вище), визначають з урахуванням міри використання кожною категорією споживачів мереж різних класів напруги. У тариф для споживачів, які отрумують живлення від мереж 0,4 кВ, включають:

- технічні втрати електроенергії в мережах цієї напруги;

- частину технічних втрат в мережах 6-20 кВ, пропорційну відношенню відпуску електроенергії споживачам з мереж 0,4 кВ до сумарного відпуску електроенергії споживачам з мереж 6-20 і 0,4 кВ;

- частину технічних втрат в мережах 35 кВ, пропорційну відношенню відпуску електроенергії споживачам з мереж 0,4 кВ до сумарного відпуску електроенергії споживачам з мереж 6-35 і 0,4 кВ;

- частину технічних втрат в мережах 110 кВ і вище, пропорційну відношенню відпуску електроенергії споживачам з мереж 0,4 кВ до сумарного відпуску електроенергії споживачам з мереж 110, 6-35 і 0,4 кВ;

- частину витрати електроенергії на власні потреби підстанцій 35 кВ і вище, визначені аналогічним чином;

- систематичну складову допустимого небалансу електроенергії, обумовлену інструментальними похибками систем обліку електроенергії на цій напрузі.

У тариф для споживачів, одержуючих живлення від мереж 0,4 кВ, включають:

- технічні втрати електроенергії в мережах цієї напруги;

- частина технічних втрат в мережах 6-20 кВ, пропорційну відношенню відпустки електроенергії споживачам з мереж 0,4 кВ до сумарної відпустки електроенергії споживачам з мереж 6-20 і 0,4 кВ;

- частина технічних втрат в мережах 35 кВ, пропорційну відношенню відпустки електроенергії споживачам з мереж 0,4 кВ до сумарної відпустки електроенергії споживачам з мереж 6-35 і 0,4 кВ;

- частина технічних втрат в мережах 110 кВ і вище, пропорційну відношенню відпустки електроенергії споживачам з мереж 0,4 кВ до сумарної відпустки електроенергії споживачам з мереж 110, 6-35 і 0,4 кВ;

- частини витрати електроенергії на власні потреби підстанцій 35 кВ і вище, визначені аналогічним чином;

- систематичну складову допустимого небаланса електроенергії, обумовлену інструментальними погрішностями систем обліку електроенергії на цій напрузі.

В тариф для споживачів, які отримують живлення від мереж 6-35 кВ, включають:

- частину технічних втрат в мережах 6-20 кВ, пропорційну відношенню відпуску електроенергії споживачам з мереж 6-20 кВ до сумарного відпуску електроенергії споживачам з мереж 6-20 і 0,4 кВ;

- частину технічних втрат в мережах 35 кВ, пропорційну відношенню сумарного відпуску електроенергії споживачам з мереж 6-35 кВ до сумарного відпуску електроенергії споживачам з мереж 6-35 і 0,4 кВ;

- частину технічних втрат в мережах 110 кВ і вище, пропорційну відношенню сумарного відпуску електроенергії споживачам з мереж 6-35 кВ до сумарного відпуску електроенергії споживачам з мереж 110, 6-35 і 0,4 кВ;

- долю витрати електроенергії на власні потреби підстанцій 35 кВ і вище, визначені аналогічним чином;

- систематичну складову допустимого небалансу електроенергії, обумовлену інструментальними похибками систем обліку електроенергії на цій напрузі.

У тариф для споживачів, які отримують живлення від мереж 110 кВ і вище, включають:

- частину технічних втрат в мережах 110 кВ і вище, пропорційну відношенню відпуску електроенергії споживачам безпосередньо з мереж 110 кВ і вище до сумарного відпуску електроенергії споживачам з мереж усієї напруги;

- частину витрати електроенергії на власні потреби підстанцій 110 кВ і вище, визначену аналогічним чином;

- систематичну складову допустимого небалансу електроенергії, обумовлену інструментальними погрішностями систем обліку електроенергії на цій напрузі.

Комерційні втрати, що включаються в тариф, розподіляють рівномірно між усіма категоріями споживачів.

Комерційні втрати, що є розкраданнями енергії, є наслідком низького рівня життя населення і повинні розглядатися як загальна проблема, а не проблема, оплата якої повинна покладатися на тих, хто живиться від мереж 0,4 кВ.

Приклади розрахунку нормативів втрат і їх розподілу між різними категоріями споживачів наведені в Додатку.

2 РОЗРАХУНОК НОРМАТИВНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТЕХНІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

2.1 Розрахунок технічних втрат електроенергії

Технічні втрати електроенергії містять три складові, кожне з яких має свою динаміку зміни в часі:

- втрати навантажень - $\Delta W_н$, значення яких визначається потоками електроенергії в мережі;

- втрати холостого ходу - ΔWx, значення яких визначається технічними характеристиками устаткування (силових трансформаторів, реакторів, батарей конденсаторів, вимірювальних трансформаторів і т. п.). Ці втрати залежать від робочої напруги на введеннях устаткування і, в силу незначного діапазону їх зміни, вважаються умовно-постійними;

- втрати, які залежать від кліматичних умов і міри забрудненості атмосфери в районі, - $\Delta Wкл$. До них відносяться втрати на корону, втрати від струмів витоку по ізоляторах повітряних ліній і витрату електроенергії на плавку ожеледі. Ці втрати істотно змінюються від місяця до місяця внаслідок зміни погодних умов.

Характеристика втрат навантажень електроенергії в основних мережах 110 кВ і вище має вигляд, млн. кВт·год:

$$\Delta W_{н} = \sum_{i=1}^{n} \sum_{j>1}^{n} A_{ij} \frac{W_i W_j}{Д} + \sum_{i=1}^{m} B_i W_i , \qquad (2.1)$$

де $W_{i(j)}$ - значення факторів, млн. кВт·год, що визначають рівень навантажувальних втрат (відпуск електроенергії в мережу для власних споживачів, обміни електроенергією з сусідніми енергосистемами, виробництво електроенергії на власних станціях і т.п.);

Д – число днів розрахункового періоду, якому відповідають задаються значення енергії);

A і *B* – коефіцієнти характеристики;

n – число факторів, що впливають.

Порядок розрахунку коефіцієнтів *A* і *B* наведений в «Методиці розрахунку транзитних втрат потужності і електроенергії в електричних мережах суб'єктів

Порядок розрахунку коефіцієнтів *A* і *B* приведений в «Методиці розрахунку транзитних втрат потужності і електроенергії в електричних мережах суб'єктів оптового ринку електроенергії», а також в Додатку.

У зв'язку з тим, що перетікання електроенергії в сусідню енергосистему в певні години доби може бути транзитом, а в інші години - ні, в формулі (2.1), приведеній вище, використовується число годин *T*, а не число днів *Д*. При визначення ж сумарних втрат навантажень електроенергії за звітний період зручніше використати число днів в місяці. Значення коефіцієнтів *A* в другому випадку будуть в 24 рази менше визначених по формулах, приведених в методиці розрахунку транзитних втрат.

Характеристика втрат холостого ходу має вигляд:

$$\Delta W_x = CД\ . \qquad (2.2)$$

Значення коефіцієнта *C* визначають на основі втрат електроенергії холостого ходу, розрахованих за характерні зимові та літні місяці з урахуванням фактичних напружень на обладнанні - $\Delta W_{xРОЗР}$, за формулою:

$$C = \Delta W_{xРОЗР} / Д\ . \qquad (2.3)$$

За відсутності розрахунку значення $\Delta W_{xРОЗР}$ значення коефіцієнта З допускається визначати за формулою:

$$C = 24\ \Delta P_{x.ном}\ , \qquad (2.4)$$

де $\Delta P_{х.ном}$ - номінальні втрати потужності холостого ходу, визначувані за звітними даними про кількість і типи устаткування, приєднаного до мережі і його паспортних даних.

Характеристика втрат, залежних від кліматичних умов, є 12 щомісячних значень, розрахованих по встановлених методиках відповідно до кліматичних умов району, отриманих від регіонального метеоцентру (тривалість в кожному місяці періодів дощу, туману, снігу, паморозі і гарної погоди), і міри забрудненості атмосфери (МЗА) в районах розташування повітряних ліній, визначуваної відповідно по вибору ізоляції електроустановок».

В якості чинників характеристики втрат навантажень електроенергії в основних мережах 110 кВ і вище повинні прийматися:

- відпуск електроенергії в мережу для власних споживачів і виробництво електроенергії на власних електростанціях;

- об'єми отримання і відпуск електроенергії на ОРЕ по точках обліку АСКОЕ (звідний акт отримання і відпуску електроенергії на ОРЕ по точках обліку АСКОЕ).

Втрати навантажень електроенергії і втрати холостого ходу в *і*-му місяці літнього або зимового сезону визначають при підстановці у формули (2.1) і (2.2) значень W_i і $Д_i$, що відповідають даному місяцю, при постійних значеннях коефіцієнтів *А*, *В* і *С*, розрахованих для цього сезону.

Для ліній з реверсивними перетіканнями у формулу (2.1) в якості квадрата чинника, вираженого двома значеннями, - надходження - $W_н$ і відпуску - $W_в$ по лінії - підставляють еквівалентне значення, визначене за формулою [6]:

$$W_э^2 = W_{р.о}^2 + W_{р.п}^2 - W_{р.о}\, W_{р.п}\,, \qquad (2.5)$$

а в якості творів чинників - значення, визначене за формулою:

$$W_i\, W_j = W_{р.вi}\, W_{р.вj} + W_{р.нi}\, W_{р.пj} - W_{р.нi}\, W_{р.вj}\ . \qquad (2.6)$$

У формулах (2.5) - (2.6) використовуються розрахункові значення відпустки $W_{р.в}$ і надходження $W_{р.н}$ енергії, які визначають по формулах :

$$W_{р.в} = W_в + \sqrt{W_в\, W_н}\,; \tag{2.7}$$

$$W_{р.н} = W_н + \sqrt{W_в\, W_н}\quad . \tag{2.8}$$

При цьому i - м чинником вважається чинник з меншим значенням величини

$$d = W_{р.в} / \left(W_{р.в} + W_{р.н}\right). \tag{2.9}$$

Значення $Wн$ і $Wв$ у формулах (2.7) і (2.8) вважаються позитивними.

Характеристика втрат навантажень електроенергії в радіальній мережі напругою 35, 6-20 або 0,4 кВ має вигляд, млн. кВт год:

$$\Delta W_{нагр} = A_U \frac{W_U^2}{Д}\quad , \tag{2.10}$$

де W_U - електроенергія, відпущена в мережу напругою U за $Д$ днів, млн. кВт·г;

A_U - коефіцієнт характеристики.

Характеристика втрат навантажень електроенергії в мережах об'єкту, на балансі якого знаходяться мережі напругою 6-20 і 0,4 кВ (мережі оптових покупців-перепродавців), має вигляд, млн. кВт·год:

$$\Delta W_{нагр} = A_{6-20} \frac{W_{6-20}^2}{Д} + A_{0,4} \frac{W_{0,4}^2}{Д}\quad , \tag{2.11}$$

де $W_{6\text{-}20}$ - відпустка електроенергії в мережі 6-20 кВ, млн. кВт·год, за вирахуванням відпустки споживачам безпосередньо з шин 6-20 кВ підстанцій 35-220/6-20 кВ і електростанцій;

$W_{0,4}$ - те ж, в мережі 0,4 кВ; $A_{6\text{-}20}$ і $A_{0,4}$ коефіцієнти характеристики.

При відсутності обліку електроенергії на стороні 0,4 кВ розподільних трансформаторів 6-20/0,4 кВ значення $W_{0,4}$ визначають, віднімає від значення $W_{6\text{-}20}$ відпуск електроенергії споживачам безпосередньо з мережі 6-20 кВ і втрати в мережі 6-20 кВ визначаються формулою (2.2) та першим доданком формули (2.11).

Основою для розрахунку коефіцієнтів характеристик технічних втрат в радіальних мережах 35, 6-20 і 0,4 кВ є результати розрахунку для періоду тривалістю $Д$ днів наступних складових втрат :

- втрат навантажень електроенергії в мережах 35, 6-20 і 0,4 кВ: $\Delta W_{н35}$, $\Delta W_{н\ 6\text{-}20}$ і $\Delta W_{0,4}$;

- втрат холостого ходу в трансформаторах 35/6-20 і 6-20/0,4 кВ і другом нерегульованому устаткуванні, експлуатованому в мережах цієї напруги : $\Delta W_{x\ 35}$ і $\Delta W_{x\ 6\text{-}20}$.

Коефіцієнт A_U:

$$A_U = \frac{\Delta W_{нU}}{W_U^2} Д \quad , \qquad (2.12)$$

де $\Delta W_{нU}$ - значення втрат навантажень електроенергії, млн. кВт·г, що відповідає відпустці електроенергії в мережу W_U, млн. кВт·год.

При використанні значення втрат, вираженого у відсотках, - $\Delta W_{нU\%}$,, коефіцієнт A_U визначають за формулою:

$$A_U = \frac{\Delta W_{нU\%}}{100\ W_U} Д \quad . \qquad (2.13)$$

Коефіцієнти A і C для радіальних мереж 35, 6-20 або 0,4 кВ в цілому за наявності їх значень, розрахованих для ліній (A_i і C_i), що входять в мережу, визначають по формулах:

$$A = \sum_{i=1}^{n} A_i \left(\frac{W_i}{W_\Sigma} \right)^2 \quad ; \tag{2.14}$$

$$C = \sum_{i=1}^{n} C_i \quad , \tag{2.15}$$

де *Wi* - відпуск електроенергії в *i*- у лінію;

W_Σ - те ж, в мережу в цілому; *n* - кількість ліній.

Коефіцієнти *A* і *C* для мереж 6-20 або 0,4 кВ в цілому за наявності їх значень, розрахованих для обмеженої вибірки ліній (*AB* і *CB*), визначають по формулах:

$$A = A_B \frac{W_B}{W_\Sigma} \quad ; \tag{2.16}$$

$$C = C_B \frac{W_\Sigma}{W_B} \quad , \tag{2.17}$$

де W_B - відпустк електроенергії в лінії вибірки;

W_Σ - відпустка в мережу 6-20 або 0,4 кВ в цілому.

Коефіцієнти *A* і *C* для мереж 35 кВ мають бути розраховані для усіх мереж в повному об'ємі. Їх визначення на основі розрахунку обмеженої вибірки ліній не допускається.

Коефіцієнти нормативної характеристики технічних втрат (НХТВ) визначають на основі розрахованих коефіцієнтів ХТВ, зменшуючи їх відповідно до ефекту від проведення заходів по зниженню втрат, реалізація яких можлива в планованому періоді, або за допомогою нормуючих коефіцієнтів.

2.2 Розробка заходів зі зниження втрат електроенергії

Заходи зі зниження втрат електроенергії (ЗЗВ) можуть бути розділені на 4 групи, що має різні механізми формування ефекту:

- заходи по вдосконаленню управління режимами електричних мереж;
- заходи по автоматизації управління режимами електричних мереж;
- заходи по реконструкції електричних мереж;
- заходи по вдосконаленню обліку електроенергії.

Заходи кожної з перелічених груп мають організаційні і технічні аспекти.

До організаційних аспектів ЗЗВ відносяться:

- впровадження програмного забезпечення, проведення розрахунків по вибору ЗЗВ і оцінці їх економічних показників;
- розробка плану заходів;
- випуск організаційно-розпорядливих документів, що встановлюють відповідальність підрозділів за ті або інші складові втрат і за проведення заходів по їх зниженню у встановлені планом терміни;
- розробка системи стимулювання персоналу до зниження втрат електроенергії;
- введення системи контролю за проведенням робіт по зниженню втрат електроенергії і відповідної системи їх обліку і аналізу;
- виділення засобів і матеріальних ресурсів для придбання необхідного устаткування, його доставки і установки;
- встановлення в договорах електропостачання умов споживання реактивної енергії споживачами відповідно до чинних нормативних документів.

Перераховані роботи і дії заходами по зниженню втрат не є і безпосереднього ефекту, що виражається в зниженні втрат, не мають.

До технічних аспектів ЗЗВ відносяться:

- реалізація оптимального управління режимами електричних мереж.
- установка і введення в дію технічних засобів зниження втрат електроенергії, засобів телевимірювань параметрів режиму електричних мереж і автоматичних облаштувань управління режимами.

До заходів по вдосконаленню управління режимами електричних мереж відносяться:

- реалізація оптимальних режимів замкнутих електричних мереж 110 кВ і вище по реактивній потужності і напрузі;

- проведення перемикань в робочій схемі мережі, що забезпечують розподіл електроенергії при мінімальних втратах;

- переклад невживаних генераторів станцій в режим СК;

- здійснення регулювання напруги в центрах живлення радіальних мереж 6-110 кВ, що забезпечує мінімальні втрати електроенергії при допустимих відхиленнях напруги у споживачів електроенергії;

- розмикання ліній 6-35 кВ з двостороннім живленням в точках, що забезпечують електропостачання споживачів при мінімальних сумарних втратах електроенергії в мережах 6-35 кВ і вище;

- відключення в режимах малих навантажень одного з трансформаторів на підстанціях з двома і більше трансформаторами;

- вирівнювання навантажень фаз в мережах 0,4 кВ.

До заходів по автоматизації управління режимами електричних мереж відносяться:

- установка і введення в роботу автоматичних регуляторів напруги на трансформаторах з РПН;

- установка і введення в роботу автоматичних регуляторів джерел реактивної потужності;

- установка і введення в роботу засобів телевимірювань.

До заходів по реконструкції електричних мереж відносяться:

- розукрупнення підстанцій, введення додаткових ВЛ і трансформаторів для розвантаження переобтяжених ділянок мереж, переміщення трансформаторів з одних підстанцій на інші з метою нормалізації їх завантаження, введення додаткових комутаційних апаратів і тому подібне;

- введення компенсуючих пристроїв (КП) на підстанціях енергосистеми;

- введення технічних засобів регулювання напруги(трансформаторів з подовжньо-поперечним регулюванням, вольт додаткових трансформаторів, трансформаторів з РПН і так далі).

До заходів по вдосконаленню обліку електроенергії відносяться:

- забезпечення роботи вимірювальних трансформаторів і електролічильників в допустимих умовах(відсутність недовантаження первинних кіл ТС, перевантаження вторинних кіл ТС, забезпечення необхідних температурних умов, усунення вібрацій підстав лічильників і так далі);

- заміна вимірювальних трансформаторів на трансформатори з поліпшеними характеристиками і з номінальними параметрами, що відповідають фактичним навантаженням;

- заміна існуючих приладів обліку на прилади з поліпшеними характеристиками;

- установка приладів технічного обліку електроенергії на радіальних лініях, що відходять від підстанцій (головний облік);

- періодичні перевірки умов роботи електролічильників розрахункового обліку у споживачів і виявлення розкрадань електроенергії.

2.2.1 Організаційні і технічні аспекти заходів по вдосконаленню управління режимами електричних мереж

Розрахунки оптимальних режимів замкнутих електричних мереж по реактивній потужності і напрузі здійснюють за спеціальними оптимізаційним програмами. Ведення оптимальних режимів диспетчером може здійснюватися відповідно до графіка регулювання пристроїв, складеним на підставі попередньо проведених прогнозних розрахунків (управління в режимі off line), або в темпі процесу (on line) на основі даних, що надходять від системи телевимірювань (ТВ).

Ведення оптимальних режимів в темпі процесу набагато ефективніше, оскільки використовує фактичні, а не прогнозні дані про режим. Для реалізації такого управління необхідно:

- провести оцінку спостереження мережі (виявлення зон, управління якими можливо за допомогою вже встановлених засобів ТВ), визначити оптимальні місця установки додаткових коштів ТВ. Така оцінка здійснюється по спеціальних програмах;

- впровадити програму оцінювання режиму мережі (оцінювання стану), що дозволяє розраховувати режими на основі цих телевимірювань;

- впровадити програму оперативного формування спостережуваної схеми мережі, що відповідає засобам ТВ, що функціонують в даний момент, і ділянкам мережі (при виході з ладу датчика ТВ або виведенні в ремонт устаткування програма повинна формувати нову розрахункову схему відповідно до зони спостерігання, що змінилася), що знаходяться в роботі;

- впровадити програму оптимізації поточних режимів мережі по коефіцієнтах трансформації і реактивної потужності джерел;

- впровадити програму "Порадник диспетчера", що вибирає в кожен момент часу з повного переліку пристроїв, оптимальні параметри яких визначені програмою оптимізації, обмежений круг пристроїв, втрат, що найефективніше впливають на рівень, і що рекомендує необхідні дії зі зміни їх режиму.

Вибір оптимальної робочої схеми мережі зазвичай здійснюють на основі варіантних розрахунків. Особливо слід розглянути можливість розмикання контурів, в які входять лінії різної номінальної напруги.

Переклад невживаних генераторів в режим СК роблять з метою отримання додаткового джерела реактивної потужності. Доцільність такого перекладу визначають на основі порівняння зниження втрат електроенергії в мережі за рахунок використання цього джерела і витрати електроенергії на його роботу.

Оптимальний закон регулювання напруги в центрі живлення радіальної мережі 35-110 кВ визначають з урахуванням регулювальних можливостей

трансформаторів з РПН 35-110/6-20 кВ і трансформаторів з ПБЗ. Основним критерієм при цьому є мінімізація кількості електроенергії, що відпускається споживачам з шин трансформаторів з ПБЗ з неприпустимими відхиленнями напруги. Регулювальні відгалуження трансформаторів з ПБЗ напругою 35-110/6-20 кВ і 6-20/0,4 кВ встановлюють на рівні, що забезпечує мінімальні втрати електроенергії в мережі.

Оптимізація місць розмикання мереж 6-35 кВ з двостороннім живленням здійснюється на основі перебору точок можливого розмикання мережі з оцінкою зміни втрат як в розімкнутій мережі 6-35 кВ, так і в живлячих мережах 110-220 кВ, що відбувається внаслідок перенесення навантаження з однієї вузлової підстанції на іншу.

Відключення одного з трансформаторів на підстанціях з двома і більше трансформаторами в режимах малих навантажень роблять у разі, якщо зниження втрат холостого ходу перевищує збільшення втрат навантажень, що відбувається при цьому. Таке відключення може здійснюватися як в години нічних провалів навантаження, так і в періоди її сезонного зниження.

Вирівнювання навантажень фаз в мережах 0,4 кВ роблять шляхом перемикання частини абонентів з переобтяжених фаз на недовантажені.

2.2.2 Заходи з автоматизації управління режимами та реконструкції електричних схем мереж

Оптимальні режими роботи ряду пристроїв визначаються місцевими параметрами поточного режиму електричної мережі. Їх регулювання доцільно здійснювати за допомогою автоматичних пристроїв, встановлених безпосередньо в точці установки устаткування. Ефект від їх установки полягає в ретельнішому відстеженні змін режиму, чим це могло б бути виконано диспетчером.

Реконструкцію схем мереж проводять, виходячи з розгляду комплексу умов, в яких рівень втрат електроенергії є одним з параметрів, але, як правило, не основним. Тому таку реконструкцію відносять не до цільових ЗЗВ, а до заходів із супутнім зниженням втрат. Чисельне значення зниження втрат визначають на основі порівняння їх значень до і після реконструкції.

Введення компенсуючих пристроїв і технічних засобів регулювання напруги роблять, виходячи зі зниження втрат як основного чинника (як правило). Іноді метою є збільшення пропускної спроможності мережі або нормалізація відхилень напруги. Ефективність цих ЗЗВ визначають на основі порівняння втрат до і після їх проведення.

2.2.3 Заходи щодо вдосконалення обліку електроенергії

Необхідність забезпечення допустимих умов роботи приладів обліку, їх періодичних перевірок і виявлення розкрадань електроенергії не вимагає особливих пояснень.

Обґрунтування доцільності заміни вимірювальних трансформаторів і приладів обліку на устаткування з поліпшеними характеристиками, пріоритетну послідовність такої заміни і кількісну оцінку ефективності заміни кожного приладу здійснюють на основі розрахунку зниження втрат електроенергії, обумовлених погрішностями приладів обліку, що відбувається при заміні приладів.

Установка приладів технічного обліку електроенергії на лініях, що відходять від підстанції, доцільна на радіальних лініях 35-110 кВ, фідерах 6-10кВ і лініях 0,4 кВ. Їх установка дозволяє визначати фактичні небаланси електроенергії, збільшити точність розрахунку технічних втрат електроенергії і локалізувати вогнища комерційних втрат.

2.3 Аналіз втрат електроенергії

Аналіз втрат електроенергії здійснюється з наступними цілями:

- виявлення зон і конкретних елементів з підвищеними технічними втратами;

- виявлення фідерів 6-20кВ і ліній 0,4 кВ з підвищеними комерційними втратами;

- оцінка впливу на технічні втрати основних параметрів вступу і відпустки електроенергії з мережі на основі порівняльних розрахунків втрат при різних значеннях параметрів або за нормативною характеристикою втрат;

- визначення кількісних цілей по зниженню втрат для різних служб і підрозділів енергосистеми.

Виявлення зон і конкретних елементів мережі з підвищеними технічними втратами проводять на основі результатів розрахунку втрат і їх структури. У першому наближенні до вогнищ втрат навантажень відносять лінії з щільністю струму більше 1 А/мм^2.

Виявлення фідерів 6-20 кВ з підвищеними комерційними втратами здійснюють на основі зіставлення наступних величин :

- відпуск електроенергії у фідер - $W_в$;

- верхньої межі інтервалу невизначеності технічних втрат електроенергії у фідері $\Delta W_{т.max}$;

- корисного відпуску електроенергії споживачам, що живляться від цього фідера, - $W_{к.в}$;

- діапазону втрат електроенергії, обумовлених інструментальними похибками обліку електроенергії, які виражені у вигляді нижньої ($\Delta W_{о.н}$) і верхньої ($\Delta W_{о.в}$) меж.

Гарантоване (мінімальне) значення комерційних втрат у фідері визначають за формулою:

$$\Delta W_к = W_в - W_{н.в} - \Delta W_{т.\max} - \Delta W_{о.в}\,. \qquad (2.18)$$

Факт перенесення частини звітних втрат між місяцями визначають, розраховуючи для кожного місяця значення:

$$E = (\Delta W_{звіт} - \Delta W_{пост}) / W_в^2\ , \qquad (2.19)$$

де $W_в$ - відпуск електроенергії в мережу для власних споживачів(сума корисної відпустки електроенергії власним споживачам і втрат в мережі);

$W_{пост}$ -умовно-постійні втрати.

Якщо звітні втрати не містять комерційної складової і фактів перенесення втрат між місяцями, різниця $\Delta W_{звіт} - \Delta W_{пост}$ є втратами навантажень, пропорційними значенню W_0^2.

Визначення кількісних цілей зниження складових втрат, що знаходяться у сфері різних служб і підрозділів, проводять на основі розрахунку їх гарантованих значень (меж інтервалів невизначеності). Для цього використовують наступні розраховані величини:

- інтервал невизначеності технічних втрат;

- інтервал втрат, обумовлених допустимими інструментальними похибками обліку електроенергії;

- інтервал втрат, обумовлених нормативними інструментальними похибками обліку.

Інтервалі невизначеності технічних втрат за даними розрахунків склав від 6,6% до 8,2%. Інтервал втрат, обумовлених нормативними інструментальними погрішностями обліку, складає від - 0,2 % (переоблік) до +0,6 % (недооблік), а обумовлених допустимими інструментальними погрішностями від - 0,1 % (переоблік) до +0,8 % (недооблік). Звітні втрати ($W_{зв}$

за вирахуванням витрати електроенергії на власні потреби підстанцій) складають 11,2 %.

Розрахунок резервів зниження технічних втрат показав, що вони знаходяться в діапазоні від 0,7 до 0,9 %.

Аналіз результатів розрахунків. Гарантоване (мінімальне) значення неоплачуваного споживання(розкрадання) складає, %:

$$\Delta W_{ком.\ min} = \Delta W_{зв} - \Delta W_{т.\ max} - \Delta W_{у.\ max}, \quad (2.20)$$

$$\Delta W_{ком.\ min} = 11,2 - 8,2 - 0,8 = 2,2$$

Гарантоване (мінімальне) значення технічних втрат складає 6,6%.

Значення втрат, обумовлених невідповідністю системи обліку електроенергії вимогам ПУЕ, складає 0,8 - 0,6 = 0,2%.

Втрати невизначеної структури складають, %:

$$\Delta W_{невиз.} = \Delta W_{зв} - \Delta W_{т.\ min} - \Delta W_{ком.\ min} \quad (2.21)$$

$$\Delta W_{невиз.} = 11,2 - 6,6 - 2,2 = 2,4$$

Відповідно до розрахунків персоналу енергозбуту ставиться завдання зниження розкрадань в перспективі мінімум на 2,2 % (на планований період це може бути, наприклад, 0,5%), персоналу мереж - зниження технічних втрат в перспективі мінімум на 0,7 %, персоналу метрологічних служб - зниження недообліку на 0,2 % (усі значення у відсотках від відпустки електроенергії в мережу). Втрати невизначеної структури, рівні 2,4 %, не можуть бути гарантовано віднесені до якої або складовій, проте поліпшення в перспективі якості інформації, використовуваної при розрахунках технічних втрат, дозволить скоротити їх значення, розподіливши їх між технічними і комерційними втратами.

Використання інтервальної оцінки втрат електроенергії для визначення гарантованих значень їх структурних складових ілюструється на рисунку 2.1.

Узагальнений аналіз втрат електроенергії і їх структури доцільно проводити на основі форми їх обліку, що відповідає рисунку 2.2 і приведеною в таблиці 2.1-2,2. Форма містить:

- дані, що отримуються по приладах обліку електроенергії;

- дані, що отримуються в результаті розрахунків технічних втрат електроенергії;

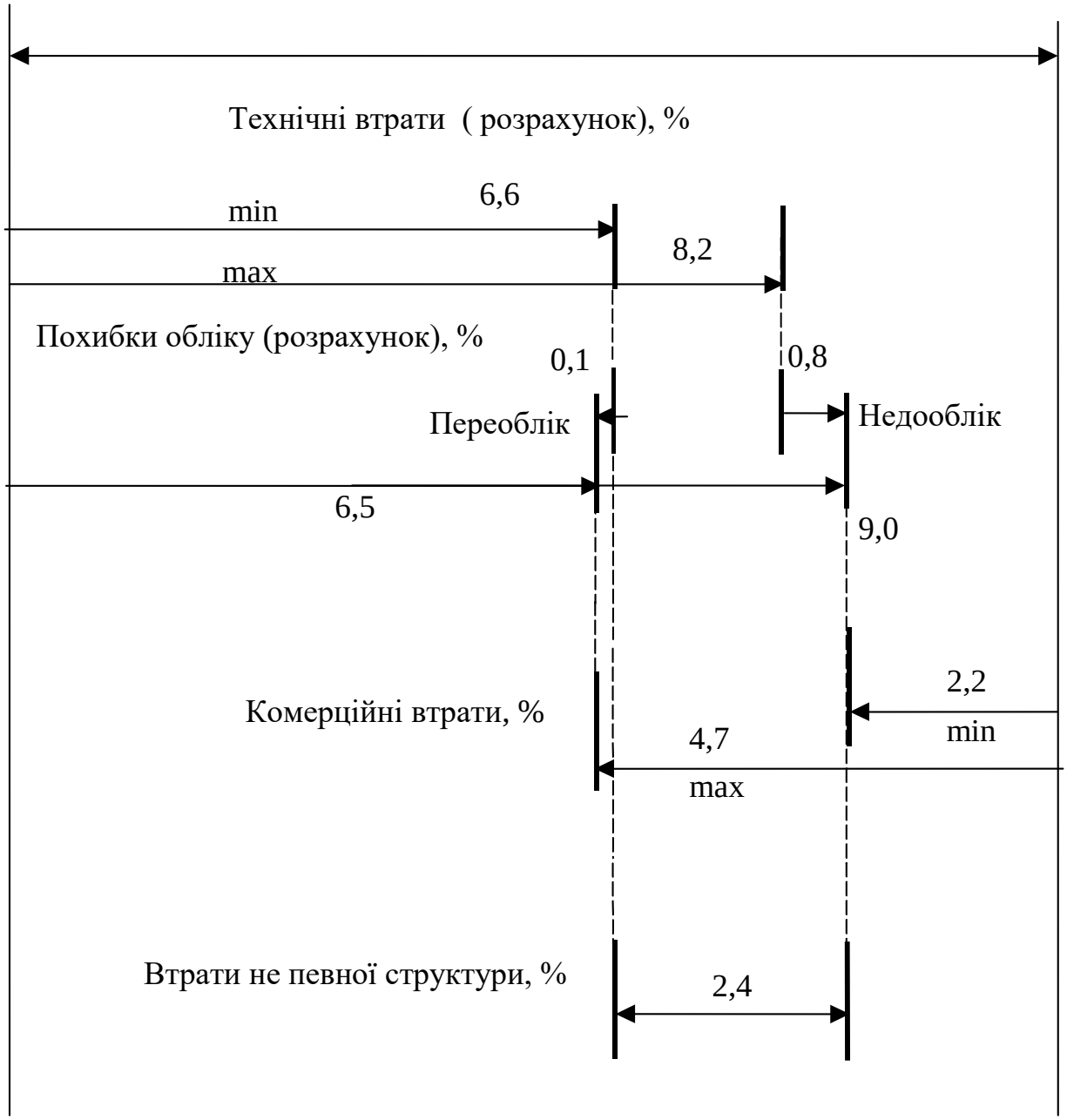
- дані, що отримуються в результаті розрахунків втрат, обумовлених похибками систем обліку електроенергії;

- розрахункові значення ефективності заходів по зниженню втрат (резерви зниження втрат), визначувані або безпосередньо при розрахунку втрат по перерахованих програмах, або порівняльними розрахунками по них.

Показники, значення яких отримують розрахунковим шляхом (за допомогою програм відповідних розрахунків), відмічені в таблиці 2.1-2.2 знаком «*», отримувані від приладів обліку - знаком «+». Інші показники є результатами операцій, що проводяться над числами таблиці.

Показники, що отримуються від приладів обліку, є детермінованими. Складові втрат, що отримуються розрахунковим шляхом, фізично не можуть мати 100%-й достовірності, тому їх доцільно представляти у вигляді трьох значень: середнього значення і двох меж інтервалу можливих значень.

Звітні втрати (без витрати на власні потреби) = 11,2%



Технічні втрати не менше	6,6 %
Комерційні втрати не менше	2,2 %
Втрати гарантованої структури (сума)	8,8 %
Втрати не певної структури	11,2-8,8=2,4%

Рисунок 2.1 - Інтервальні оцінки структурних складових втрат

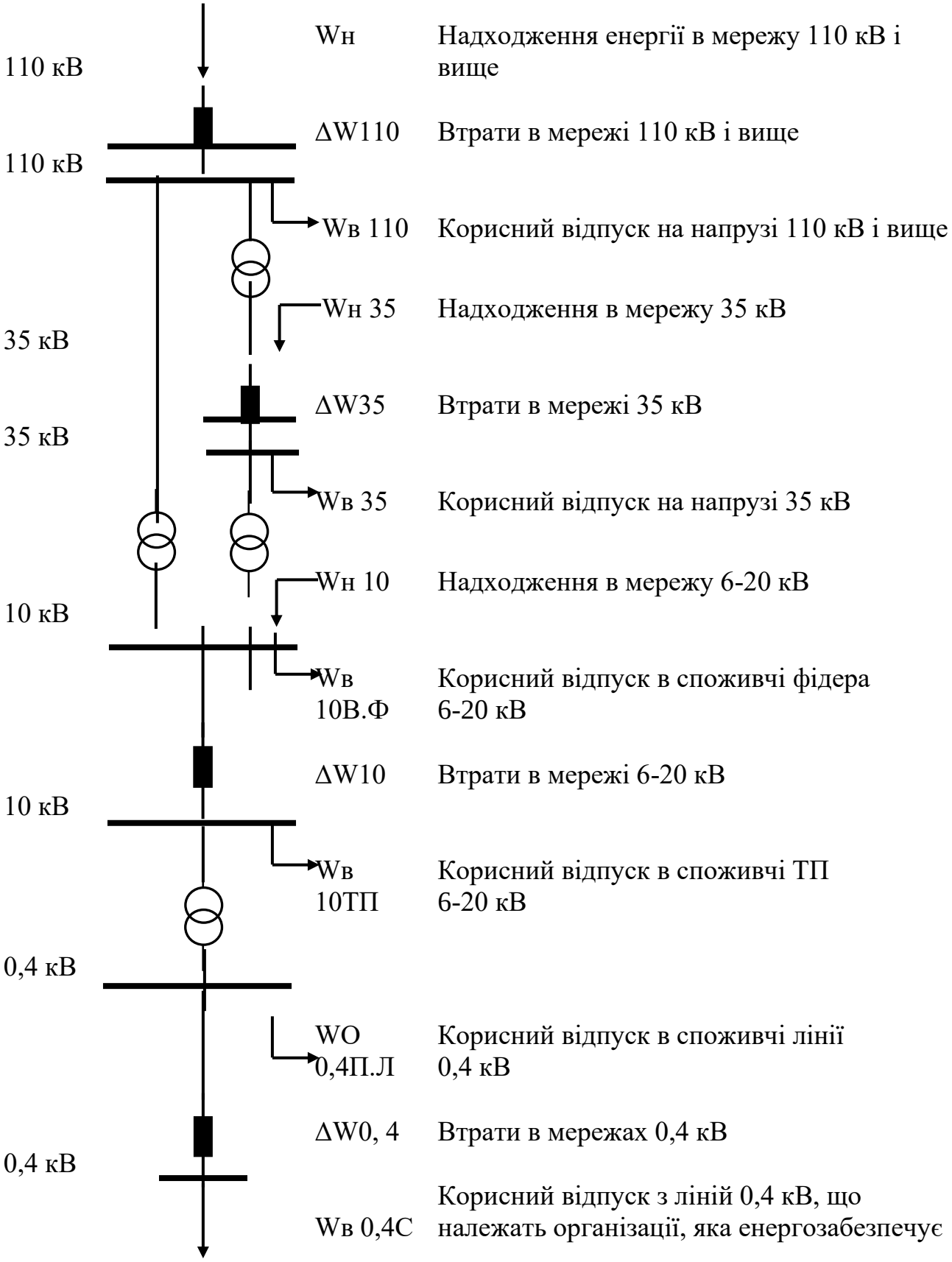


Рисунок 2.2 - Структура надходження, корисного відпуску і втрат електроенергії по ступеням напруги

Для визначення верхньої і нижньої меж сумарного показника, що є сумою або різницею інших показників, виражених в інтервальній формі, спочатку визначають розмах зміни кожного показника:

$$D = Wmax - W\ min, \tag{2.22}$$

а потім значення меж сумарного показника по формулі:

$$W = W_{cp} \pm \frac{1}{2}\sqrt{D_n^2 + D_m^2 + ... + D_k^2} \tag{2.23}$$

де *Wcp* - значення суми (різниці) середніх значень показників;

n, m, k - номери підсумовуваних показників.

Наприклад, необхідно визначити інтервал невизначеності показника 16 в таблиці 2.1, показника, що є різницею, 12 і показника 13:

$$W_{ср} = 15,6 - 12,2 = 3,4$$

$$D_{12} = 22,9 - 8,3 = 14,6;$$

$$D_{13} = 19,1 - 5,3 = 13,8;$$

$$W_{16} = W_{cp} \pm \frac{1}{2}\sqrt{14,6^2 + 13,8^2} = 3,4 \pm 10,0 = -6,6 \div +13,4$$

В таблиці 2.1 наведені параметри і відображенні структури втрат і резервів їх зниження. Цифри доцільно розглядати лише в першому стовпці таблиці, де вони піддаються прямому додаванню-вирахуванню без всяких діапазонів і коренів. Процедура проведення аналізу у вигляді табл. 2.1 не передбачає ручної роботи. Вихідні дані для таблиці (технічні втрати, допустимі і нормативні баланси електроенергії і т.п. в необхідній інтервальній формі отримують при розрахунку втрат електроенергії - в частині автоматичного визначення в процесі розрахунку втрат їх інтервальних значень, резервів зниження втрат і коефіцієнтів нормативних характеристик втрат комплекс не має аналогів). В енергосистемах,

де воліють використовувати інші програмні засоби розрахунку втрат, можна обмежитися аналізом середніх значень, хоча, на думку автора, інтервальний аналіз якраз і представляє основну цінність, дозволяючи інженеру позбутися гіпнозу удаваній точності розрахунків і оцінювати реальність отримання бажаних результатів.

В таблиці 2.1 сконцентровані дані, якими повинен володіти енергозбут. Без цих даних неможливо провести якісний аналіз втрат.

Таблиця 2.1 - Структура відпуску і втрат електроенергії

Найменування показника	Значення показника, млн.кВт·год
1	2
+1. Відпуск в мережу для власних споживачів, $W_в^{СН}$, всього	2230,0
+1.1. у тому числі, з шин 6-20 кВ електростанцій, $W_{в,6-20}^{ВП}$	30,0
+2. Відпущено з мереж 35 кВ і вище, $W_{в,6-10}$ = (п.2.1 + п.2.2 + п.2.3; $W_{в,110}$ + $W_{в,35}$ + $W_{в,6-20}$), всього у тому числі:	2090,0
+2.1. споживачам на напрузі 110 кВ і вище, $W_{в,110}$ +2.2. споживачам на напрузі 35 кВ, $W_{в,35}$ +2.3. на шини 6-20 кВ підстанцій 35-110/6-20 кВ, $W_{в,6-20}$	500,0 100,0 1490,0
+3. Відпущено з шин 6-20 кВ електростанцій і підстанцій 35-110/6-20 кВ, $W_{в,6-20}$ = (п.1.1 + п. 2.3; $W_{в,6-20}^{ТО}$ +$W_{в,6-20}^{СФ}$), всього у тому числі:	1520,0
+3.1. у фідера 6-20 кВ, енергосистеми (технічний облік), що знаходяться на балансі, $W_{в,6-20}^{ТО}$ +3.2. у споживчі (без витратні) фідера, $W_{в,6-20}^{СФ}$	1120,0 400,0
+4. Відпущено з фідерів 6-20 кВ, що знаходяться на балансі енергосистеми, $W_{в,6-20}^{ЕС}$ = (п.4.1. +п.4.2; $W_{в,0-4}^{ТР}$ + $W_{в,0-4}^{ТО}$), всього у тому числі:	1040,0

Продовження таблиці 2.1

1	2
+4.1. через споживчі розподільні трансформатори 6-20/0,4 кВ), $W_{в,0-4}^{ТР}$	300,0
+4.2. на шини 0,4 кВ розподільних трансформаторів 6-20/0,4 кВ, що знаходяться на балансі енергосистеми (технічний облік), $W_{в,0-4}^{ТО}$ = (п.4.2.1. + п.4.2.2), всього	740,0
у тому числі:	
+4.2.1. у лінії 0,4 кВ, енергосистеми, що знаходяться на балансі	600,0
+4.2.2. безпосередньо з шин 0,4 кВ (без витратні лінії)	140,0
+5. Корисна відпустка споживачам на напрузі 6-20 кВ і нижче, включаючи витрату на виробничі і господарські потреби енергосистеми, $W_{в,6-20}^{КОР}$ = (п.5.1 + п.5.2 ; $W_{в,6-20}$ + $W_{в,0-4}$), всього	1650,0
у тому числі:	
+5.1. на напрузі 6-20 кВ, $W_{в,6-20}$ = (п.3.2 + п.4.1; $W_{в,6-20}^{СФ}$+ $W_{в,0-4}^{ТР}$)	700,0
+5.2. на напрузі 0,4 кВ, $W_{в,0-4}$	650,0
+5.2.1. з них населенню	300,0
6. Втрати в мережах, ΔW = (п.1-п.2.1-п.2.2 - п.5.1-п.5.2; $W_в^{СН}$ - $W_{в,110}$ - $W_{в,35}$ -$W_{в,6-20}$ -$W_{в,0-4}$) або (п.6.1+п.6.2+п.6.3 ; ΔW_{35}+ ΔW_{6-20}+ ΔW_{0-4}), всього	280,0
-(% до п.1)	(12,56%)
у тому числі:	
6.1. у мережах 35 кВ і вище, ΔW_{35} = (п.1-п.1.1-п.2; $W_в^{СН}$ - $W_{в,6-20}^{ВП}$ - $W_{в,6-10}$)	110,0
- (% до п.1-п.1.1)	(5,00%)
- (% до п.1)	(4,93%)
6.2. у мережах 6-20 кВ,	80,0
ΔW_{6-20} = (п.3.1-п.4;$W_{в,6-20}^{ТО}$ - $W_{в,6-20}^{ЕС}$)	(7,69%)
- (% до п. 4)	(3,59%)
- (% до п.1)	90,0
6.3. у мережах 0,4 кВ, ΔW_{0-4} = (п.4.2-п.5.2; $W_{в,0-4}^{ТО}$ - $W_{в,0-4}$)	(12,16%)

Таблиця 2.2 - Аналіз втрат електроенергії

Найменування показника	Середнє значення показника	Межі інтервалу значень	
		нижня	верхня
1	2	3	4
Мережі 35 кВ і вище**			
7. Розрахункові технічні втрати в мережах 35 кВ і вище, всього	80,0	75,5	84,5
у тому числі:			
*7.1. навантаження	41,0	38,0	44,0
*7.2. холостого ходу (включаючи струми витоку по ізоляції високовольтних кабельних ліній)	24,0	22,5	25,5
*7.3. на корону і із-за струмів витоку по ізоляторах ВЛ	13,0	9,0	17,0
*7.4. у компенсуючих пристроях 35 кВ і вище	1,4	1,2	1,6
*7.5. у вимірювальних трансформаторах 35кВ і вище і 6-20 кВ, приєднаних до лічильників технічного обліку на введеннях 6-20 кВ	0,6	0,5	0,7
* 8. З п. 7 в мережах 35 кВ	4,0	3,6	4,4
+ 9. Витрата на власні потреби підстанцій 35 кВ і вище з приєднанням трансформатора власних потреб до лічильника технічного обліку	5,0	5,0	5,0
* 10. Втрати, обумовлені допустимою інструментальною погрішністю системи обліку електроенергії в мережах 35 кВ і вище	15,6	9,8	21,4
* 11. Втрати, обумовлені нормативною інструментальною погрішністю системи обліку електроенергії в мережах 35 кВ і вище	12,2	7,0	17,4
* 12. Допустимий небаланс електроенергії в мережах 35 кВ і вище	15,6	8,3	22,9

Продовження таблиці 2.2

1	2	3	4
* 13. Нормативний небаланс електроенергії в мережах 35 кВ і вище	12,2	5,3	19,1
14. Фактичний небаланс електроенергії в мережах 35 кВ і вище (п.6.1 - п.7(середнє значення) - п.9)	25,0	25,0	25,0
15. Перевищення фактичного небалансу над допустимим в мережах 35 кВ і вище - комерційні втрати (п.14 - п. 12)	9,4	0,8	18,0
16. Перевищення допустимого небалансу над нормативним в мережах 35 кВ і вище - резерв поліпшення характеристик приладів обліку (п.12-п.13)	3,4	-6,6	13,4
Мережі 6-20 кВ	51,8	49,5	54,1
17. Розрахункові технічні втрати в мережах 6-20 кВ, всього	15,7	14,3	17,1
у тому числі:			
*17.1. навантаження	32,1	30,3	33,9
*17.2. холостого ходу (включаючи втрати від струмів витоку по ізоляції кабелів)	0,3	0,2	0,4
*17.3. із-за струмів витоку по ізоляторах повітряних ліній	3,2 0,5	3,0 0,4	3,4 0,6
*17.4. у компенсуючих пристроях			
*17.5. у вимірювальних трансформаторах, приєднаних після лічильників технічного обліку	2,1	2,1	2,1
+ 18. Витрата на власні потреби підстанцій 35 кВ і вище з приєднанням трансформатора власних потреб після лічильника технічного обліку	17,8	11,1	24,5

Продовження таблиці 2.2

1	2	3	4
* 19. Втрати, обумовлені допустимою інструментальною погрішністю системи обліку електроенергії в мережах 6-20 кВ	13,1	8,7	17,5
* 20. Втрати, обумовлені нормативною інструментальною погрішністю системи обліку електроенергії в мережах 6-20 кВ	17,8	10,7	24,9
* 21. Допустимий небаланс електроенергії в мережах 6-20 кВ	13,1	8,1	18,1
* 22. Нормативний небаланс електроенергії в мережах 6-20 кВ	26,1	26,1	26,1
23. Фактичний небаланс електроенергії в мережах 6-20 кВ (п.6.2-п.17 (середнє значення) - п.18)	8,3	1,2	15,4
24. Перевищення фактичного небалансу над допустимим в мережах 6-20 кВ - комерційні втрати (п.23 - п.21)	4,7	-4,0	13,4
25. Перевищення допустимого небалансу над нормативним в мережах 6-20 кВ - резерв поліпшення характеристик приладів обліку (п.21 - п. 22)	42,4	32,2	52,6
Мережі 0,4 кВ ***	15,2	14,6	15,8
* 26. Розрахункові технічні втрати в мережах 0,4 кВ	0,5	0,1	0,9
* 27. Втрати, обумовлені допустимою інструментальною погрішністю системи обліку електроенергії в мережах 0,4 кВ	15,0	15,0	15,0
* 28. Втрати, обумовлені нормативною інструментальною погрішністю системи обліку електроенергії в мережах 0,4 кВ	30,2	20,0	40,4
	15,5	5,3	25,7

Таблиця призначена для розрахунку технічних втрат, аналіз структури звітних втрат і розробку плану заходів по їх зниженню на основі: даних енергозбуту по таблиці.2.1 - 2.2 та результатів власних розрахунків технічних втрат.

** За наявності приладів технічного обліку електроенергії на лініях 35 кВ аналіз втрат в мережах цієї напруги робиться окремо від мереж 110 кВ і вище за аналогічною методикою.

*** За відсутності приладів технічного обліку електроенергії на лініях 0,4 кВ роздільний аналіз втрат в мережах 6-20 і 0,4 кВ замінюється аналізом їх сумарної величини.

Дані в таблицях 2.1, 2.2 являють собою повноцінні відомості про структуру втрат електроенергії і резерви їх зниження, тому таблиця може розглядатися як форма звітності по втратах електроенергії. Враховуючи факт автоматичного формування таблиці, формування звітності праці не представляє ускладнень.

Основні результати аналізу, приведеного в таблиці 2.1,2.2 в компактному виді представлені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 - Структура втрат електроенергії і резервів їх зниження, млн. кВт·год

№	Складова втрат	Значення втрат		Резерви зниження втрат		Перспективний норматив втрат	
		Розрахунк.	Гарантов.	Розрахунк.	Гарантов.	Розрахунк.	Гарантов.
1	Технічні втрати	174,2	162,8	25,0	21,4	149,2	152,8
2	Витрата на власні потреби підстанцій	7,1	7,1	1,1	1,1	6,0	6,0
3	Недооблік	48,6	43,5	22,8	5,2	25,8	43,4
4	Комерційні втрати	50,1	37,6	35,1	22,6	15,0	27,5
5	Всього	280,0	251,0	99,0	50,3	196,0	229,7

Розрахункові значення є математичними очікуваннями величин, фактичні значення яких з вірогідністю 50% можуть бути як вище, так і нижче їх. Гарантовані значення відповідають вірогідності 95% і трактуються таким чином: складові втрат і резерви їх зниження з високою мірою вірогідності не нижчі, а перспективні нормативи не вищі за їх гарантовані значення.

З таблиці 2.2 витікає, що з 280,0 млн. кВт·год звітних втрат 251 млн. кВт·год мають гарантовану структуру, а 29 млн. кВт·год - невизначену. Гарантоване значення перспективного нормативу складає 229,7 млн. кВт·год (10%) при фактичних втратах 15%. Поточний норматив на майбутній рік визначений в прикладі 2. Він складає 12,26%.

2.6 Рекомендації щодо стимулювання персоналу

Стимулювання персоналу до проведення ЗЗВ, ефект від яких забезпечується самим фактом їх проведення (установка батарей конденсаторів, заміна дротів на переобтяжених лініях, заміна недовантажених трансформаторів і т. п.) рекомендується здійснювати за допомогою преміювання за фізичні об'єми їх впровадження.

Стимулювання персоналу до проведення ЗЗВ по оптимальному управлінню режимами рекомендується здійснювати на основі виконання нормативу втрат, визначеного за нормативною характеристикою.

Преміювання персоналу здійснюється у разі, якщо звітні втрати за даний період виявилися нижчі їх значення, визначеного за нормативною характеристикою при фактичних значеннях використовуваних в характеристиці чинників.

Вимоги до програмного забезпечення розрахунків втрат електроенергії і їх нормативних характеристик

Вимоги до програм розрахунків втрат електроенергії, результати яких використовуються в організаціях, що енергозабезпечують, для технічних цілей, не пред'являються.

Допустимість застосування програмного забезпечення, використовуваного для обґрунтування нормативу втрат методом прямих розрахунків, а також для розробки нормативних характеристик, необхідність перевірки і підтвердження достовірності яких третьою стороною контролююча організація не вимагає, визначається самою контролюючою організацією.

Розрахунки втрат, що виконуються при розробці нормативних характеристик, необхідність перевірки і підтвердження достовірності яких третьою стороною контролююча організація вимагає, повинні виконуватися по програмах, задовольняючих наступних вимогах, що забезпечують можливість оцінки правильності представлення в розрахунках схем і навантажень мереж при перевірці результатів розрахунку :

- програми повинні виводити на друк сумарне навантаження електричної мережі, що розраховується;

- програми для основних (замкнутих) мереж ВАТ-енерго повинні забезпечувати автоматичне варіювання режимів, залишаючи необхідність контролю правильності представлення лише базового режиму;

- програми для радіальних мереж 6-20 і 35-110 кВ повинні разом з результатами розрахунку втрат виводити на друк узагальнені параметри мереж, що розраховуються : сумарні довжини ліній по перерізах, сумарні потужності трансформаторів і тому подібне, правильність даних про яких легко перевіряється за звітними даними ВАТ-енерго;

- програми повинні одночасно з розрахунком втрат розраховувати гарантовані резерви їх зниження;

- програми повинні розраховувати втрати електроенергії в цілому і кожну їх структурну складову у вигляді трьох значень: середнього (розрахункового) значення і меж інтервалу їх можливих значень, визначених з

урахуванням методичних і інформаційних погрішностей застосованого методу розрахунку;

- комплекс програм, використовуваних в ВАТ-енерго для розрахунку нормативних характеристик втрат, повинен дозволяти розраховувати усі складові втрат, що входять в їх укрупнену структуру.

2.7 Розрахункові дослідження щодо визначення небалансів втрат електричної енергії

Розрахувати допустимий і нормативний небаланси електроенергії для об'єкту, введення енергії на який фіксується в 10 точках обліку, що мають однакові(для простоти) характеристики : класи точності ТС, ТН і лічильників $K_{TC} = K_{TH} = 0{,}5$; коефіцієнти завантаження ТС і ТН (ТС = 0,5; ТН = 1,0). Вступ електроенергії через кожну точку обліку W_j = 1000 тис. кВт·год. Лічильники електронні, трифазні. Коефіцієнти заповнення графіків навантаження первинних ланцюгів ТТ також приймемо однаковими і рівними 0,8. Відпуск електроенергії з об'єкту фіксується в 100 точках обліку, кожна з яких має наступні характеристики: класи точності ТТ, ТН і лічильників $К_{ТС}$.

З приведених даних виходить, що звітні втрати електроенергії в мережі складають 10%. Розрахункові технічні втрати, отримані окремим розрахунком, дорівнюють 700 тис.кВт· год (7% від вступу енергії в мережу). Випадкова погрішність методу розрахунку втрат, допустимого для цього об'єкту, розрахована за методологією [2], рівна (14%, систематична погрішність розрахунку дорівнює нулю, оскільки використовувалися коефіцієнти, що коригували, приведені в [2]. Відповідно до цієї похибки технічні втрати знаходяться в діапазоні (6,02-7,98)% або (602 – 798) тис.кВт·год. Стосовно розрахунку допустимого небаланса це еквівалентно фіксації відпустки електроенергії в 700 тис.кВт· год лічильником з класом точності 14.

На напрузі 0,4 кВ електроенергія з мереж об'єкту не відпускається, тому допустимі комерційні втрати дорівнюють нулю.

Розрахунок допустимого небалансу

Точки обліку, фіксованого вступу електроенергії на об'єкт.

По формулах визначаємо для ТТ, %:

$$\Delta_{TT} = (-1{,}06 + 1{,}56 \cdot 0{,}5) \cdot 0{,}5 = -0{,}14;$$

$$\delta_{TT} = \pm (0{,}81 - 0{,}31 \cdot 0{,}5) \cdot 0{,}5 = \pm 0{,}33;$$

За формулами (2.5) і (2.6) визначаємо для ТН, %:

$$\Delta_{TH} = (0{,}5 - 1{,}0) \cdot 0{,}5 = -0{,}25;$$

$$\delta_{TH} = \pm 0{,}5 \cdot 0{,}5 = \pm 0{,}25$$

Допустима втрата напруги у вторинному ланцюзі ТН відповідно до вимог ПУЕ до розрахункового обліку складає, %:

$$\Delta U_{TH} = 0{,}5 \cdot \text{К}_{\text{ТН}} = 0{,}25.$$

Для електронних лічильників (*ліч = 0 і ліч = К*$_{ліч}$) сумарні похибки по кожній точці обліку введення електроенергії відповідно до формул (2.3) і (2.4) складають, %:

$$\Delta_j = -2{,}1 \cdot 0{,}14 - 1{,}7 \cdot 0{,}25 + 0 - 0{,}5 \cdot 0{,}25 + 0 = -0{,}84$$

$$\delta_j = \pm 1{,}1\sqrt{2{,}2 \cdot 0{,}33^2 + 1{,}5 \cdot 0{,}25^2 + 0{,}25 \cdot 0{,}25^2 + 0{,}5^2} = \pm 0{,}85$$

Точки обліку фіксованого відпуску електроенергії з об'єкту.

Аналогічно визначаємо, %:

$$\Delta_{TT} = (-1{,}06 + 1{,}56 \cdot 0{,}3) \cdot 1{,}0 = -0{,}59;$$

$$\delta_{TT} = \pm (0{,}81 - 0{,}31 \cdot 0{,}3) \cdot 1{,}0 = \pm 0{,}72;$$

$$\Delta_{TH} = (0{,}5 - 1{,}0) \cdot 1{,}0 = -0{,}5;$$

$$\delta_{TH} = \pm 0{,}5 \cdot 1{,}0 = \pm 0{,}5.$$

Допустима втрата напруги у вторинному ланцюзі ТН складає, %:

$$\Delta U_{TH} = 0{,}5.$$

Для індукційних лічильників (*ліч = - 0,2 : 1,0 = - 0,8% і ліч* $= K_{ліч}$.) сумарні похибки по кожній точці обліку відпуску електроенергії відповідно до формул (2.3) і (2.4) складають, %:

$$\Delta_i = -2{,}1 \cdot 0{,}59 - 1{,}7 \cdot 0{,}5 - 0{,}8 - 0{,}5 \cdot 0{,}5 = -3{,}14$$

$$\delta_i = \pm 1{,}1 \sqrt{2{,}2 \cdot 0{,}72^2 + 1{,}5 \cdot 0{,}5^2 + 0{,}25 \cdot 0{,}5^2 + 1{,}0^2} = \pm 1{,}77$$

Визначаємо систематичну і випадкову складові допустимого небалансу електроенергії по об'єкту в цілому:

За формулами (2.1) і (2.2), тис.кВт · год:

$$\Delta_\Sigma = 3{,}14 \frac{90}{100} 100 - 0{,}84 \cdot \frac{1000}{100} \cdot 10 = 282{,}6 - 84 = 198{,}6$$

$$\delta_\Sigma = \pm \sqrt{0{,}95 \left(\frac{0{,}85}{100} \cdot 1000 \right)^2 10 + 0{,}95 \left(\frac{1{,}77}{100} \cdot 90 \right)^2 100 + \left(\frac{14}{100} 700 \right)^2} = \pm 102{,}62$$

У відсотках від вступу енергії на об'єкт $\Delta_{\Sigma} = 2{,}0\%;\ \delta_{\Sigma} = \pm 1{,}03\%$

Відповідно до результатів розрахунку допустимий небаланс електроенергії на об'єкті складає від 0,97% до 3,03%.

Аналіз результатів. Як легко побачити з останньої формули, внесок останнього доданка у випадкову похибку становить 98,0 тис. кВт·год або 0,98%. Внесок перших двох доданків становить 30,45 тис. кВт·год або 0,3%, а в сумі (враховуючи квадратичність додавання) 1,03%. Якщо не враховувати доданка, що відображає вплив на допустимий небаланс електроенергії точності розрахунку технічних втрат, допустимий небаланс електроенергії складе від 1,7% до 2,3%.

Приведене зіставлення показує, що не облік погрішності розрахунку технічних втрат істотно спотворює розрахунок допустимого небалансу (в даному випадку більше, ніж в 3 рази - замість 1,03% отримуємо 0,3%).

Крім того не враховується систематична складова похибки вимірів – формула (3.3). Такий вплив похибки розрахунку технічних втрат можливий, якщо похибка одного приладу складає 1%, тоді результуюча похибка стає багато менше 1% внаслідок часткової компенсації похибок. Розрахунок технічних втрат еквівалентний їх виміру одним лічильником, що фіксує 7% енергії і має клас 1,4%. В результаті розрахунку для прикладу отримуємо 0,36% замість реальних від 0,97% до 3,03%.

Розрахунок нормативного небалансу: Нормативний небаланс розраховують аналогічним чином, використовуючи замість фактичних коефіцієнтів завантаження ТТ їх нормативні значення:

- в точках вступу електроенергії (ТС= 0,8·0,8 = 0,64);

- в точках відпустки електроенергії (ТТ = 0,6·0,8 = 0,48).

Складові, що відносяться до ТН і лічильників (якщо припустити, що їх характеристики відповідають вимогам ПУЕ) залишаться без змін. Величини, що відносяться до ТС, складуть:

- для точок обліку, надходження енергії :

$$\Delta_{TT} = (-1{,}06 + 1{,}56 \cdot 0{,}64) \cdot 0{,}5 = -0{,}031;$$

$$\delta_{TT} = \pm (0{,}81 - 0{,}31 \cdot 0{,}64) \cdot 0{,}5 = \pm 0{,}31;$$

- для точок обліку, відпуск енергії :

$$\Delta_{TT} = (-1{,}06 + 1{,}56 \cdot 0{,}48) \cdot 1{,}0 = -0{,}31;$$

$$\delta_{TT} = \pm (0{,}81 - 0{,}31 \cdot 0{,}48) \cdot 1{,}0 = \pm 0{,}66;$$

Сумарні похибки складуть, %:

- по кожній точці обліку наджодження електроенергії :

$$\Delta_j = -2{,}1 \cdot 0{,}031 - 1{,}7 \cdot 0{,}25 + 0 - 0{,}5 \cdot 0{,}25 + 0 = -0{,}62$$

$$\delta_j = \pm 1{,}1\sqrt{2{,}2 \cdot 0{,}31^2 + 1{,}5 \cdot 0{,}25^2 + 0{,}25 \cdot 0{,}25^2 + 0{,}5^2} = \pm 0{,}83$$

- по кожній точці обліку відпуску електроенергії :

$$\Delta_i = -2{,}1 \cdot 0{,}31 - 1{,}7 \cdot 0{,}5 - 0{,}8 - 0{,}5 \cdot 0{,}5 = -2{,}55$$

$$\delta_i = \pm 1{,}1\sqrt{2{,}2 \cdot 0{,}66^2 + 1{,}5 \cdot 0{,}5^2 + 0{,}25 \cdot 0{,}5^2 + 1{,}0^2} = \pm 1{,}70$$

Систематична і випадкова складові нормативного небалансу електроенергії по об'єкту в цілому складають, тис.кВт · год :

$$\Delta_\Sigma = 2{,}55\frac{90}{100}100 - 0.62 \cdot \frac{1000}{100} \cdot 10 = 229{,}5 - 62 = 167{,}5$$

$$\delta_\Sigma = \pm\sqrt{0{,}95\left(\frac{0{,}83}{100}1000\right)^2 10 + 0{,}95\left(\frac{1{,}70}{100} \cdot 90\right)^2 100 + \left(\frac{14}{100}700\right)^2} = \pm 102{,}38$$

У відсотках від вступу енергії на об'єкт $\Delta_\Sigma = 1{,}7\%;\ \delta_\Sigma = \pm 1{,}02\%$

Відповідно до результатів розрахунку нормативний небаланс електроенергії на об'єкті складає від 0,68% до 2,72%.

Якщо не враховувати останнього доданку під коренем, що відбиває вплив на нормативний небаланс електроенергії точності розрахунку технічних втрат, випадкова складова небалансу складе 29,63 тис. кВт·год, а допустимий небаланс електроенергії складе від 1,4% до 2,0%. Це зіставлення показує, що не облік похибки розрахунку технічних втрат істотно спотворює розрахунок допустимого небалансу.

Результати розрахунку складових допустимого і нормативного небалансу електроенергії зведені в таблиці. 2.4.

Таблиця 2.4 - Складові допустимого і нормативного небалансу електроенергії

Вид небалансу	Варіант розрахунку*	Складові погрішності %		Діапазон %
		Систематична	Випадкова	
Допустимий	1	-2,0	±0,3	-1,7 ÷ -2,3
	2	-2,0	±1,03	-0,97 ÷ -3,03
Нормативний	1	-1,7	±0,3	-1,4 ÷ -2,0
	2	-1,7	±1,02	-0,68 ÷ -2,72

Варіант 1 є розрахунком небалансів без урахування похибки розрахунку технічних втрат.

З таблиці. 2.4 видно, що резерв зниження втрат, обумовлених інструментальними похибками обліку (резерв зниження систематичної складової похибки), складає 2,0-1,7=0,3%. Діапазон допустимого небалансу (випадкова складова) практично не може бути зменшений за рахунок поліпшення характеристик приладів обліку (можливе зменшення з 1,03% до 1,02%), зате може бути істотно понижений за рахунок точнішого розрахунку технічних втрат електроенергії - до 0,3%.

Тут ще раз слід підкреслити, що систематична складова (середнє значення) допустимого небалансу визначається в основному похибками приладів обліку, а розмах навколо середнього значення - в основному похибками розрахунку технічних втрат електроенергії.

Для визначення ж класів точності методів розрахунку технічних втрат необхідно не просто провести деяку кількість порівняльних розрахунків і сказати «за 5% не виходить», а математично описати кожну складову похибки, щоб можна було у кожному конкретному випадку визначати можливий діапазон похибок. Для цього загальну похибку треба розділити на складові, кожна з яких має свій механізм формування, а потім математично описати їх. При такому підході можливий перехід до об'єктивної оцінки класу точності розрахунку технічних втрат.

Розрахувати норматив втрат електроенергії на майбутній рік для об'єкту, структура відпустки і втрат електроенергії для якого приведені в таблиці 2.1 і 2.2.

Перспективний норматив втрат електроенергії приведений в таблиці 2.2. Він складає 10% при фактичних втратах, рівних 15%.

Поточний норматив визначають на основі аналізу можливостей реалізації в плановану періоді наявних резервів зниження втрат, приведених в таблиці 2.2. Якщо їх об'єктивна оцінка ускладнена, використовують коефіцієнти нормалізації. При використанні цих коефіцієнтів поточний норматив втрат електроенергії для умов цього прикладу складе (складові втрат виділені дужками), млн. кВт·год :

$$\Delta W_{норм} = (174{,}2\ 0{,}98) + (6{,}0+0{,}9\ 1{,}1) + (25{,}8+0{,}95\ 22{,}8) + (15{,}0 + 0{,}95\ 35{,}1) = 273{,}5\ (12{,}26\%).$$

Слід зазначити, що труднощі з оцінкою можливостей реалізації резервів зниження втрат можуть виникнути, в основному, відносно технічних втрат. В той же час, вимога їх зниження на 2 % від їх розрахункового значення в рік за відсутності обґрунтувань не виглядає надмірним. У відношенні ж витрати електроенергії на власні потреби, вдосконалення обліку електроенергії і комерційних втрат цільові установки очевидні - поступове зниження цих складових до відомих нормативних значень.

Розрахувати втрати, що включаються в тарифи споживачів різних категорій, можна за наступним алгоритмом виходячи з даних таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 - Відпуск електроенергії споживачам з мереж відповідної напруги і втрати в мережах

Напруга, кВ	Відпустка споживачам, млн. кВт·год	Технічні втрати в мережі, млн. кВт·год
110 кВ і вище	500	76,0
35 кВ	100	4,0
6-20 кВ	700	51,8
0,4 кВ	650	42,4
Всього	1950	174,2

Тарифи відповідних категорій споживачів включають, млн. кВт·год:

$$\Delta W_{Tap.mex.0,4} = 42,4 + \frac{650}{650+700} \cdot 51,8 + \frac{650}{650+700+100} \cdot 4,0 + \frac{650}{1950} \cdot 76,0 = 94,5$$

$$\Delta W_{Tap.mex.6-35} = \frac{700}{700+650} \cdot 51,8 + \frac{700+100}{700+650+100} \cdot 4,0 + \frac{700+100}{1950} \cdot 76,0 = 60,2$$

$$\Delta W_{Tap.mex.110} = \frac{500}{1950} \cdot 76,0 = 19,5 \text{ .}$$

Розподіл між тарифами витрати електроенергії на власні потреби підстанцій 35 кВ і вище роблять аналогічним чином. Для того, щоб не перевантажувати приклад, воно тут не робиться.

Сумарні комерційні втрати 50,1 млн. кВт·год розподіляють пропорційно відпуску електроенергії різним категоріям споживачів, що складе, відповідно 16,7; 20,6 і 12,8 млн. кВт·год.

Втрати, обумовлені допустимими інструментальними похибками обліку електроенергії на кожному ступені напруги:

- для мереж 0,4 кВ - 15,2 млн. кВт·год;
- для мереж 6-20 кВ - 17,8 млн. кВт·год;
- для мереж 35 кВ і вище - 15,6 млн. кВт·год.

За наявності даних про відпуск електроенергії в мережі 35 кВ аналіз втрат в них може бути виконано повноцінним блоком, аналогічно мережам іншої напруги. За відсутності таких даних допустима інструментальна похибка обліку електроенергії в мережах 35 кВ і вище (15,6 млн. кВт·год) може бути розділена між мережами 110 кВ і вище, і мережами 35кВ пропорційно корисній відпустці споживачам на цій напрузі. Аналогічно може бути розділений і витрата електроенергії на власні потреби підстанцій (7,1 млн. кВт·год). Долі від суми в 22,7 млн. кВт·год складуть відповідно до 18,9 і 3,8 млн. кВт·год.

Втрати, що включаються в тарифи різних категорій споживачів, мають бути зменшені пропорційно зменшенню нормативу в порівнянні з фактичними втратами, тобто помножені на коефіцієнт 12,26/12,56 = 0,976, і складуть, млн. кВт·год:

- для споживачів, одержуючих живлення на напрузі 0,4 кВ:

$$(94,5 + 16,7 + 15,2) \cdot 0,976 = 123,4;$$

- для споживачів, одержуючих живлення на напрузі 6-35 кВ:

$$(60,2 + 20,6 + 17,8 + 3,8) \cdot 0,976 = 100,0;$$

- для споживачів, одержуючих живлення на напрузі 110 кВ і вище:

$$(19,5 + 12,8 + 18,9) \cdot 0,976 = 50,0.$$

Розрахувати коефіцієнти характеристики втрат в мережах 6-20 кВ, технічні втрати електроенергії в яких, розраховані для періоду тривалістю Д = 31 день при відпустці електроенергії 475 млн. кВт·год, склали: навантаження - 22,7 млн. кВт·год, холостого ходу 17,3 млн. кВт·год (сумарні втрати дорівнюють 40,0 млн. кВт·год або 8,4%).

По формулах (2.2) і (2.3) визначаємо:

$$A_{6-20} = \frac{22,7}{475^2} 31 = 0,0031;$$

$$C_{6-20} = 17,3 / 31 = 0,558.$$

Характеристика технічних втрат має вигляд:

$$\Delta W_{6-20} = 0,0031 \frac{W_{6-20}^2}{Д} + 0,558 \cdot Д$$

Втрати, на основі яких визначаються коефіцієнти характеристики, можуть бути розраховані за будь-який період. Значення коефіцієнтів при цьому залишаються незмінними. За отриманою характеристикою втрати можуть розраховуватися за будь-який період будь-якої тривалості - результат буде практично таким же, як при прямому розрахунку втрат з використанням детальних схем і навантажень (незначна відмінність визначається зміною напруги у вузлах мережі при зміні навантаження), тому досить розрахувати їх один раз і визначити коефіцієнти характеристики, яка потім використовується багаторазово.

Розрахувати коефіцієнти нормативної характеристики технічних втрат (ХТВ) електроенергії в мережах, характеристика технічних втрат в яких отримана в прикладі 4, якщо ефект від заходів по зниженню втрат, які заплановано провести в майбутньому періоді, складає 2% від фактичного значення втрат навантажень і 3% від фактичного значення втрат холостого ходу.

Коефіцієнти нормативної характеристики складуть:

$$A = 0{,}0031 \; 0{,}98 = 0{,}003; \;\; З = 0{,}558 \; 0{,}97 = 0{,}54.$$

Нормативна характеристика має вигляд:

$$\Delta W_{6-20} = 0{,}003 \frac{W_{6-20}^2}{Д} + 0{,}54 \cdot Д \, .$$

При відпустці електроенергії 475 млн. кВт·год норматив технічних втрат складає 38,57 млн. кВт·год або 8,12%.

Якщо дійсний відпуск електроенергії за звітний період виявився вище запланованого і склав, наприклад, 550 млн. кВт·год, то норматив втрат, визначений за вищенаведеною формулою при цьому відпустці, дорівнює 46 млн. кВт·год або 8,37%. Якщо фактичні втрати склали не 8,12%, як заплановано при відпустці 475 млн. кВт·год, а 8,35%, то норматив слід вважати виконаним.

Розрахувати ХТВ для мережі напругою 35-220 кВ, представленою на рисунку 2.3. Сумарне навантаження власних споживачів на шинах 10 кВ підстанцій у базовому режимі рівна 42 МВт. Балансуючим вузлом є електрична станція, яка належить ВАТ "Запоріжжяобленерго". Електрична станція, розташована у вузлі №1021, належить ВАТ-енерго. По міжсистемному зв'язку МС1 енергія передається в сусіднє ВАТ-енерго №1, по міжсистемному зв'язку МС2 дане ВАТ-енерго отримує її від ВАТ-енерго №2.

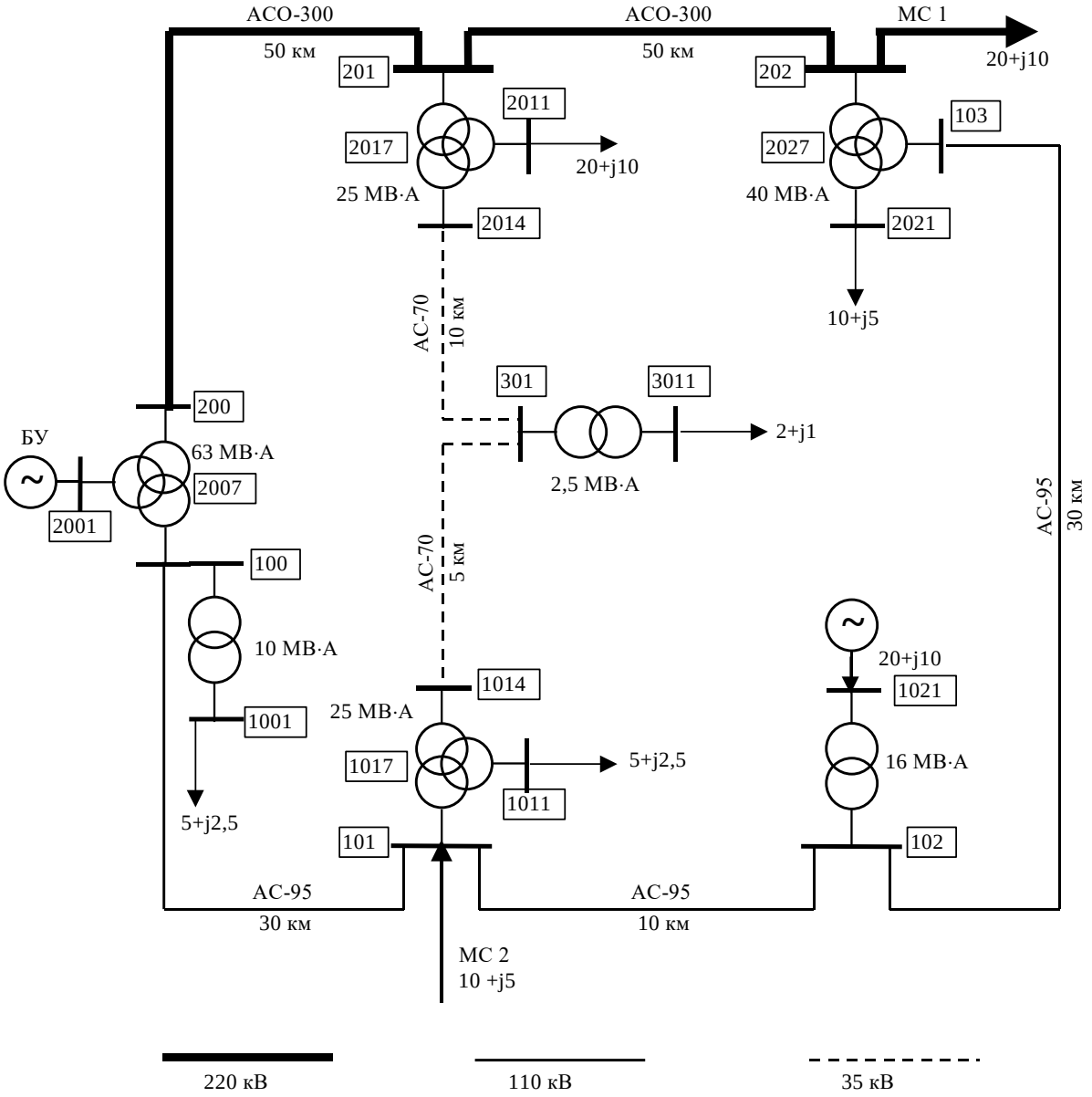


Рисунок 2.3 - Схема замкнутої мережі 35 - 220 кВ

Спочатку встановлюємо діапазони варіювання чинників. Два додаткові значення навантажень набудемо на рівнях 90 % базового значення (37,8 МВт) і 80 % (33,6 МВт). Варіанти навантажень міжсистемних зв'язків встановлюють відповідно до діапазону їх змін в реальних режимах. Для умов прикладу приймемо такими, що їх, що відрізняються на ±5 МВт від базових значень.

Результати розрахунку втрат потужності для всіх сполучень навантажень (33 = 27 варіантів), проведеного в автоматичному режимі, наведені в таблиці 2.6. В якості фактора P_o фіксувався сумарний відпустку в мережу для власних

споживачів (сумарне навантаження на шинах 10 кВ плюс втрати в мережі). Крім сумарних втрат фіксувалися втрати окремо по мережах напругою 35, 110 і 220 кВ.

Таблиця 2.6 - Результати варіантних розрахунків втрат потужності

N з/п	Значення чинників, МВт			Втрати потужності, МВт	
	P_o	P_1	P_2	Навантаження	Холостого ходу
1	43,76	20	-10	1,53	0,23
2	44,10	25	-10	1,89	0,21
3	43,51	15	-10	1,27	0,24
4	43,70	20	-15	1,46	0,24
5	43,98	25	-15	1,76	0,22
6	43,49	15	-15	1,24	0,25
7	43,89	20	-5	1,67	0,22
8	44,33	25	-5	2,13	0,20
9	43,60	15	-5	1,35	0,23
10	39,26	20	-10	1,22	0,24
11	39,50	25	-10	1,47	0,23
12	39,07	15	-10	1,02	0,25
13	39,24	20	-15	1,19	0,25
14	39,45	25	-15	1,41	0,24
15	39,09	15	-15	1,03	0,26
16	39,32	20	-5	1,29	0,23
17	39,61	25	-5	1,59	0,22
18	39,10	15	-5	1,06	0,24
19	34,84	20	-10	0,99	0,25
20	35,02	25	-10	1,18	0,24
21	34,70	15	-10	0,84	0,26
22	34,86	20	-15	0,99	0,26
23	35,01	25	-15	1,16	0,25
24	34,74	15	-15	0,87	0,27
25	34,85	20	-5	1.01	0.24
26	35,07	25	-5	1.24	0,23
27	34,70	15	-5	0,84	0,26

Отримані значення коефіцієнтів характеристики втрат потужності (для зручної розмірності вони збільшені в 103 раз) приведені в таблиці 2.7. У останньому стовпці таблиці 2.7 дані похибки апроксимації, що відповідають рівню вірогідності 0,95 (подвоєні значення середньоквадратичних погрішностей). У таблиці приведені також вклади складових ХТВ в сумарну величину втрат, обчислювані програмою. Їх сума з урахуванням знаків складає 100 %.

Таблиця 2.7 - Коефіцієнти нормативних характеристик втрат потужності

Параметр	a_{00}	a_{11}	a_{22}	a_{01}	a_{02}	a_{12}	b_0	b_1	b_2	δ,%
$\Delta P_{н\Sigma}$ (вар.1)	0,51	0,89	0,88	2,62	2,31	1,56	-4,74	-78,35	-93,41	3,8
ΔP_{220}	0,14	0,47	0,14	0,81	0,64	0,53	-1,61	-28,92	-25,28	4,6
ΔP_{110}	0,07	0,29	0,79	0,90	1,2	0,75	3,15	-27,80	-44,26	4,0
ΔP_{35}	0,30	0,13	-0,05	0,91	0,47	0,28	-6,28	-21,63	-23,87	3,4
Вклади складових у $P_{н\Sigma}$, %	62,7	28,7	7,0	165,6	-73,0	-25,2	-15,0	-125,8	75,0	-
$\Delta P_{н\Sigma}$ (вар.2)	0,40	1,11	-	2,79	2,31	1,49	-	-94,2	-109,2	4,0
$\Delta P_{хх}$	-0,02	0,04	-	-0,06	-0,03	-0,03	-	1,4	-0,1	2,0
$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{н\Sigma} + \Delta P_{хх}$ (вар. 1)	0,38	1,07	-	2,73	2,28	1,46	-	-92,8	-109,3	-
ΔP_{Σ} (вар.2)	0,36	1,06	-	2,76	2,20	1,49	-	-93,2	-106,7	3,3

Аналіз даних таблиці 2.7 показує, що найменші вклади мають складові $a_{22}P_{22}$ (7%) і b_oP_o (15 %). Коефіцієнти другого варіанту залежності (без цих складових) також приведені в таблиці 2.7. Похибка залежності збільшилася з 3,8 до 4 %, а кількість членів знизилася з 9 до 7.

Мале значення складової $a_{22}P_{22}$ підтверджується і коефіцієнтом кореляції втрат і чинника P_2 - значення коефіцієнтів, вичислені програмою НП- 1/95, для даних чинників склали: r_0 =0,773; r_1 =0,613; r_2 =0,157.

Втрати холостого ходу при зміні навантажень також змінюються у зв'язку із зміною напруг у вузлах, тому їх також можна апроксимувати квадратичним поліномом в залежності від факторів P_0, P_1 і P_2. Очевидно, що в цій залежності велику вагу матиме постійна складова, а коефіцієнти при факторах надалі складуться з коефіцієнтами залежно навантажувальних втрат. Більшість коефіцієнтів характеристики втрат холостого ходу мають зворотний знак в порівнянні з коефіцієнтами характеристики навантажувальних втрат, так як при збільшенні навантажень напруги у вузлах мережі знижуються (коефіцієнт кореляції навантажувальних втрат і втрат холостого ходу в даному прикладі склав -0,92). Результати апроксимації втрат холостого ходу, а також значення коефіцієнтів характеристики сумарних втрат потужності в основній мережі, отримані складанням коефіцієнтів характеристик навантажувальних втрат і втрат холостого ходу. Остаточно характеристика втрат потужності має вигляд, МВт:

$$\Delta P = (0{,}38P_0^2 + 1{,}07P_1^2 + 2{,}73P_0P_1 + 2{,}28P_0P_2 + 1{,}46P_1P_2 - 92{,}8P_1 - 109{,}3P_2 + 293{,}5)10^{-3}$$

де 293,5 - постійна складова залежності втрат потужності холостого ходу.

Апроксимація сумарних втрат (навантажень і холостого ходу) привела до дещо відмінних значень коефіцієнтів. При цьому постійна складова залежності збільшилася до 318,3 за рахунок включення в неї постійною складовою апроксимації втрат навантажень. Незважаючи на можливе (зазвичай дуже

невелике) зниження погрішності при апроксимації сумарних втрат, доцільно все ж проводити апроксимацію втрат навантажень і втрат холостого ходу окремо для яснішого відображення характеристикою їх структури.

Слід зазначити, що кількість членів ХТВ визначається тільки кількістю чинників, а не складністю схеми мережі. Для мережі будь-якої складності при трьох чинниках ХТВ матиме однаковий вигляд і відрізнятиметься від ХТВ інших мереж лише чисельними значеннями коефіцієнтів і кількістю значимих складових.

Для перетворення коефіцієнтів характеристики втрат потужності в коефіцієнти характеристики втрат електроенергії застосовують формули:

$$A = \frac{a}{24} k_{ф}^{2} \, 10^{3} \; ; \tag{2.23}$$

$$B = b, \tag{2.24}$$

де $k_{ф}$ - коефіцієнт форми графіку; a і b - коефіцієнти залежності втрат потужності.

Коефіцієнти форми графіків навантаження обчислюють або безпосередньо по графіках, або по емпіричних залежностях [32]. У останньому випадку рекомендується приймати: для реверсивних міжсистемних зв'язків - $k_ф^2$ =1,33; для нереверсивних - рівним средньогеометричному значенню між 1,33 і $k_ф^2$ графіку власного навантаження. При творах чинників $k_ф^2$ обчислюють за формулою [6]:

$$k_{фij}{}^{2} = 1 + r_{ij} \sqrt{(k_{фi}{}^{2} - 1)\,(k_{фj}{}^{2} - 1)} \; , \tag{2.25}$$

де $k_{фi}$ і $k_{фj}$ коефіцієнти форми графіків i і j ;

r_{ij} - коефіцієнт кореляції потоків активної потужності i -го і j -го чинників, такого, що розраховується за режимними даними.

За відсутності даних про r_{ij} доводиться приймати припущення про незалежність чинників ($r_{ij} = 0$). Тоді $K_{\phi ij}^2$=1.

Коефіцієнти форми графіків мають бути визначені на стадії формування ХТВ і введені в неї у вигляді постійних чисельних значень. При використанні ХТВ їх коригування не передбачається, оскільки характеристики графіків навантаження не входять до складу параметрів, реєстрованих в офіційній звітності.

Припустивши для простоти в умовах прикладу, що усі значення k_ϕ^2:

$$\Delta W = \frac{10^{-3}}{Д}(17{,}4\, W_0^2 + 49{,}1\, W_1^2 + 125{,}1\, W_0 W_1 + 104{,}5\, W_0 W_2 + 66{,}9\, W_1 W_2) -$$

$$- 0{,}093\, W_1 - 0{,}109\, W_2 + 7{,}044\; Д\, 10^{-3}\ , \qquad (2.26)$$

де 7,044 = 293,5 (24(10-3 - втрати електроенергії холостого ходу за добу, тис. кВт·год, втрати холостого ходу виявляться вираженими в млн. кВт·год). Значення енергії в (2.26) підставляють з урахуванням знаку: з плюсом для відпуску енергії з мережі; з мінусом для введення в мережу.

3 ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ВИТРАТ НА ПРОВЕДЕННЯ ЗАХОДІВ ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Оцінку ефективності витрат на проведення ЗЗВ проводять відповідно до «Методики оцінки поточних показників ефективності існуючих енергозберігаючих заходів, що розробляються для ВАТ-енерго і електростанцій» і «Методичних рекомендацій за оцінкою ефективності інвестиційних проектів і їх відбору для фінансування».

У цих документах встановлені рекомендовані показники ефективності і методи їх розрахунку для двох типів заходів :

- заходи, капітальні вкладення в які, експлуатаційні витрати і техніко-економічні показники змінюються по роках розрахункового періоду;

- заходи, витрати на які здійснюються впродовж одного року, а експлуатаційні витрати і техніко-економічні показники відносно стабільні впродовж розрахункового періоду.

У міжнародній практиці прийнято, що кожен інвестор або будь-яка фірма сама приймає рішення про те, якими критеріями користуватися при ухваленні рішення про впровадження заходу.

Найбільш простим критерієм є термін окупності (термін повернення) витрат на впровадження заходу за рахунок отримуваної при цьому економії електроенергії.

При розрахованому значенні річного зниження втрат електроенергії δW, кВт·год, відомій вартості електроенергії на момент придбання устаткування - b, грн/кВт·г і ціні устаткування - $Ц$, грн, термін окупності витрат визначають по формулі, років:

$$T_{ок} = \frac{Ц + З}{b \cdot \delta W - p \cdot Ц / 100} = \frac{Ц + З}{E}, \qquad (3.1)$$

де *З* - додаткові витрати, пов'язані з транспортуванням, установкою, монтажем устаткування і тому подібне;

р - відсоток щорічних витрат на обслуговування, поточний ремонт і амортизаційних відрахувань від вартості устаткування.

Впродовж терміну витрати напруги в устаткування компенсуватимуться вартістю заощадженої енергії, а після нього економічний ефект складатиме щорічно *Е*, грн. Оцінка прийнятності отриманих показників ефективності і доцільності впровадження даного ЗЗВ здійснюється особою, що приймає рішення про виділення засобів на придбання устаткування.

При розрахунках за формулою (3.1) для отримання гарантованого ефекту від впровадження ЗЗВ в якості δW слід набувати його мінімального значення з інтервалу невизначеності.

Якщо при розрахунковому мінімальному значенні натурального ефекту від впровадження заходу δW становить 17 млн. кВт·год на рік. Ціна обладнання в даний момент *Ц* = 3000 тис. грн, додаткові витрати *З* = 600 тис. грн, вартість електроенергії 0,8 грн / кВт·год. Щорічні витрати на обслуговування устаткування *р* = 10%.

Тоді,

$$Э = 0{,}8\ 17\ 103 \ - \ 0{,}1\ 3000 = 3100 \text{ тис. грн/рік.}$$

$$T = \frac{3000 + 600}{3100} = 1{,}16 \text{ років.}$$

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНОГЕННА БЕЗПЕКА

4.1 Аналіз потенційних і шкідливих чинників виробничого середовища

В даній дипломній роботі розглядаються питання нормування втрат електричної енергії в мережах ВАТ «Запоріжжяобленерго». Охорона праці в даному випадку забезпечується прийняттям рішень у відповідності до правил експлуатації електроустановок (ПУЕ).

Виконання будівних, електромонтажних і налагоджувальних робіт виконується у відповідності до діючих правил ПУЕ, а також у відповідності до діючих “Будівельних норм і правил”, які затверджені Держбудом.

В умовах експлуатації трансформаторної підстанції існують наступні потенційні небезпеки: комутаційні, імпульсні й атмосферні перенапруги; прямі удари блискавок; перехід вищої напруги на сторону нижчої; хибна дія персоналу при оперативних переключеннях; можливість випадкових дотиків до частин, що перебувають під напругою; пошкодження ізоляції електроустановок; короткі замикання в електроустановках.

Обслуговування підстанцій підприємства здійснюється черговим оперативним персоналом у складі п’яти чоловік. Ремонтно-експлуатаційне обслуговування здійснюється централізовано виїзними спеціалізованими ремонтними бригадами.

У відповідності до правил технічної експлуатації (ПТЕ) для дотримання норм з охорони праці передбачаються наступні захисні заходи.

Захист від прямих ударів блискавки здійснюється для ПЛ-35 кВ грозозахисними тросами. Для території підстанції захист здійснюється блискововідводами, які встановлені на залізобетонних порталах і приєднані до загального контуру заземлення.

На підстанціях передбачено спеціальний захист від хвиль перенапруги, що набігають з ліній. Цей захист виконується розрядниками, які встановлено з боків вищої, середньої і низької напруги силового трансформатора (СТ), а також

розрядниками, які встановлено у шафах трансформаторів напруги закритого розподільчого пристрою 10 кВ.

Для контролю та профілактики ізоляції в мережах 6 і 35 кВ, на ПС передбачені спеціальні пристрої, які встановлені в приміщеннях загальнопідстанційного пункту керування (ЗПК). Стан ізоляції періодично перевіряється шляхом вимірювання омічного опору ізоляції відносно землі. В разі ушкодження ізоляції у трансформаторі власних потреб (ВП) можуть виникнути замикання не тільки на корпус але і між обмотками різних напруг. В наслідок замикання між обмотками, мережа низької напруги має U > 1 кВ, на яку ізоляція не розрахована. В результаті цього можлива поява небезпечних напруг доторкань і напруга кроку.

Щоб запобігти цьому, передбачено занулення вторинної обмотки трансформатора власних потреб (ТВП).

Виникнення к.з. в електроустановках, може привести до ушкодження обладнання і створити небезпеку ураження людей електрострумом. Для забезпечення безпеки людей та запобігання ушкодження обладнання проектом передбачено такі заходи: розташування обладнання на майданчику підстанції з дотриманням нормативних відстаней між струмоведучими частинами та землею; використання обладнання без конструктивних недоліків; застосування надійного заземлення з відповідною нормативною величиною опору; встановлення релейного захисту окремих елементів мережі.

Релейний захист елементів ПС спроектований в обсязі, який передбачений правилами ПУЕ і забезпечує швидке відключення при к.з. Режим роботи енергосистеми за частотою контролюється як диспетчерським персоналом, так і пристроями релейного захисту та протиаварійної автоматики, призначення яких полягає в запобіганні та ліквідації аварій. Апаратура цієї автоматики розташовується в релейних залах підстанцій. Релейні зали належать до приміщень з підвищеною небезпекою у відношенні ураження електричним струмом, оскільки існує можливість одночасного торкання струмоведучих

частин і заземлених металевих каркасів та шаф з апаратурою. Основні небезпечні фактори роботи електромонтера наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 - Оцінка факторів виробничого та трудового процесу електромонтера

№ п/п	Фактори виробничого середовища та трудового процесу	Нормативне значення	Фактичне значення	III клас: шкідливі та небезпечні умови, характер праці.			Довготривалість дії фактору за зміну %
				1 ступ.	2 ступ.	3 ступ.	
1	3-4 кл. небезпеки напруженість електромагнітного поля, кВ	5	7,5	1,5р	-	-	85
2	Вібрація локальна, дБ	92	95	3	-	-	80
3	Шум, дБА	80	90	-	10	-	80
4	Мікроклімат у приміщенні: -температура повітря, °С	27	31	-	4	-	90
	-Швидкість руху повітря, м/с	0,3	0,5	-	-	0,2	90
	-Відносна волога повітря,%	65	64	-	-	-	90
5	Тяжкість та напруженність праці	Категорія середньої важкості 2б; помірно-напружена					

4.2 Заходи з поліпшення умов праці

Останні 4-6 років Об’єднана Енергосистема України внаслідок певних причин працює з непостійною, частіше зі зниженою частотою електричного

струму. Такий режим роботи небажаний, оскільки він підвищує ймовірність тяжких системних аварій, які можуть привести до значних народногосподарських збитків, загибелі та травматизму людей, екологічним катастрофам та т. ін.

Зниження частоти електричного струму живлячої мережі негативно відбивається, в першу чергу, на роботі електродвигунів, люмінесцентних та ламп розжарювання, обчислювальної техніки. Так, наприклад, у електродвигунів знижується продуктивність, у освітлювального обладнання знижується світловий потік, у моніторів обчислювальних машин підвищується коефіцієнт блимання. Зниження продуктивності електродвигунів таких механізмів, як сантехнічні вентилятори, повітродувки, живильні насоси охолоджувальних контурів, електрозасувки, електроблокировки та т. ін. приводить до відхилення від розрахункових норм подавання (відведення, відсосу) води, повітря; збільшенню часу спрацьовування різних блокуючих та захисних пристроїв внаслідок чого, вони погіршують свою функціональність і можуть привести до аварії або нещасного випадку. Такі явища негативно відбиваються на умовах безпеки, виробничої санітарії та гігієні праці.

Зниження частоти живлячої напруги приводить до підвищення споживання двигунним навантаженням реактивної потужності та збільшенню втрат активної потужності (виділення тепла). Це явище зумовлює збільшення сили струму, яким живиться приймач електроенергії, а це в свою чергу викликає небажаний перегрів провідників, що приводить до дочасного старіння і руйнування ізоляції. Дочасне зношення ізоляції підвищує ймовірність виникнення замикань на корпус, небезпечних для людей, що обслуговують електроустановку; займань проводки або обладнання внаслідок замикань або перевантаження та більш складних і небезпечних аварій.

Вимірювальні органи всіх видів захистів та автоматики є трансформатори струму та напруги. Це обладнання встановлюється на відкритих розподільчих пристроях (ВРП).

В процесі експлуатації електричних мереж, внаслідок маніпуляцій комутаційними апаратами, можуть виникати так звані комутаційні перенапруги. Ці перенапруги, при належному стані устаткування, ізоляції і опору заземлюючого пристрою, небезпеки для обслуговуючого персоналу не являють. Однак, їх дія може бути шкідливою для ізоляції силових трансформаторів, яка часто виявляється нестійкою до імпульсних значень перенапруг. Для запобігання наслідків діяння перенапруг використовується встановлення розрядників трубчастого та вентильного типів, які обмежують значення перенапруг.

Під час оперативних переключень всі операції виконуються вдвох. Контролююча особа повинна мати V групу з електробезпеки, виконуюча особа - IV або III. Для запобігання невірній дії персоналу на деякому обладнанні вжиті блокування. Блокування мають таке обладнання як роз'єднувачі, віддільники, короткозамикачі, комірки комплектних розподільчих пристроїв та т. ін. Для полегшення орієнтування чергового персоналу широко застосовуються світлові табло, сигнальні лампи, сирени, дзвінки, вказівні реле (блінкери). Дією чергового може безпосередньо керувати диспетчер, за допомогою телефонного або радіо зв'язку. Черговий виконує переключення за бланком, під наглядом особи, що контролює. На ВРП операції виконуються наступним чином:

Контролюючий зачитує операцію, яку повинен виконати черговий.

Черговий підходить до обладнання, звіряє диспетчерські найменування і встановлює належність обладнання до того чи іншого приєднання.

Оглядає фарфорові колонки ізоляторів на предмет тріщин, сколів, течі масла і їх нахилу.

Легким ворушінням важілів переконується, що саме ті рухомі частини керуються цим важілем.

Виконує операцію.

Контролюючий у бланку відображає виконання пункту.

При цьому всі особи, що знаходяться на ВРП повинні бути в захисних касках.

У разі дистанційного керування з щита управління або з панелі РЗА операції виконуються наступним чином:

Контролююча особа за бланком зачитує пункт операції, що виконується.

Черговий підходить до панелі управління або захисту, розташовується таким чином, щоб контролюючий міг бачити його дії.

Черговий береться за ключ управління і повторює вголос команду, яку повинен виконати.

Після дозволу контролюючого черговий виконує операцію.

Після виконання операції дистанційно, черговий перевіряє особовим оглядом стан комутаційних апаратів на місці, пофазно. Тільки після того, як черговий переконається у стані вимикача, дозволяються маніпуляції роз'єднувачами.

При операціях з шинним роз'єднувачем впроваджується централізована заборона автоматичного повторного включення (АПВ) шин. При операціях з лінійним роз'єднувачем, на протилежному кінці лінії блокується АПВ та підтверджується диспетчером. Ці заходи вживаються на випадок руйнування обладнання під час маніпуляції і недопущення повторного подання напруги на пошкоджений елемент, біля якого знаходиться персонал.

На низьковольтному обладнанні (до 1000В) дозволяється працювати торкаючись струмоведучих частин. При цьому слід користуватися захисними засобами та пристроями, такими як: діелектричні рукавички, чоботи, калоші, маски, окуляри, коврики, ізолюючі підставки.

Працювати на панелях дозволяється тільки інструментом з ізольованими ручками і заборонено використовувати неізольовані гаєчні ключі, металеві метри і лінійки, ножівки, викрутки з неізольованим стрижнем. Бажано, щоб ручки електроінструменту мали обмежуючі кільця.

Вимкнене положення комутаційних апаратів до 1000В з недоступними для огляду контактами (автоматичні вимикачі, невикатного виконання, пакетні вимикачі, рубильники закритого виконання) визначається перевіркою відсутності напруги на їх затискачах або дротах і шинах, що відходять від них. В

електроустановках з заземленою нейтраллю при використанні двополюсного покажчика перевіряють відсутність напруги на всіх фазах, між фазами і на фазі відносно корпуса або заземлюючого провідника. Припускається використання заздалегідь перевіреного вольтметру. Щоб виключити помилкову дію персоналу з огородженого робочого місця на другі комутаційні апарати, кола останніх виводяться накладками або відкиданням дротів з цієї панелі. Встановлювати і знімати накладки повинні два робітники з групами IV і III (один з них зі складу оперативних робітників), користуючись рукавичками, штангами, кліщами.

Ділянка, на якій виконується робота, огороджується. Для тимчасової огорожі струмоведучих частин, що залишились під напругою, застосовують ширми, щити, екрани і т. ін., виготовлені з ізолюючих матеріалів. Відстань цих огорож до струмоведучих частин регламентується. На тимчасових огорожах вивішують надписи "Стій напруга" або відповідні плакати безпеки.

Всі складні роботи в колах вторинної комутації виконуються за завчасно складеним і затвердженим програмам з використанням схем. Всі роботи виконуються згідно нарядно-допускного порядку.

Для правильної роботи земельних захистів, встановлюється режим кількості заземлених нейтралей трансформаторів на підстанції. У разі виводу в ремонт трансформатору з заземленою нейтраллю, на іншому трансформаторі, що працював ізольовано від землі, вона заземлюється. Це робиться для постійності рівня струмів замикання на землю, які зумовлюються опором системи відносно землі. У випадку пофазного керування трансформатором, його нейтраль завжди заземлена заради уникнення його пошкодження.

Територія підстанції захищена блискавкоприймачами, грозозахисними тросами, що виключає можливість прямого удару блискавки у обладнання.

Для забезпечення чутливості захисних пристроїв (автоматів і запобіжників), підтримується певний рівень опору заземлюючого пристрою-4Ом. При цьому, як правило, використовуються заземлюючі провідники перерізом 10мм^2 (замість 4мм^2 рекомендованих ПУЕ) мідного дроту.

Опір ізоляції електрично зв’язаних вторинних кіл відносно землі, а також між колами різного призначення, електрично не зв’язаними, підтримується в межах кожного приєднання не нижче ніж 1МОм. Контроль рівня ізоляції виконується при планових перевірках захистів і кіл вторинної комутації шляхом випробування ізоляції підвищеною напругою і послідуючого заміру її опору згідно. Існують пристрої контролю ізоляції кіл постійного струму. При зниженні рівня нижче 100 кОм спрацьовує сигналізація і черговий вживає заходів для пошуку місця пошкодження.

Деякі види робіт в пристроях РЗА потребують використання малих напруг. Джерелом низької напруги, як правило 12В, виступає знижуючий трансформатор (використання автотрансформаторів заборонено). Захисний кожух трансформатору та його вторинна обмотка заземлюються. Мала напруга використовується для перевірки цілості електричних кіл, живлення переносних ручних світильників та в деяких технологічних операціях при обслуговуванні пристроїв РЗА.

Оперативні переключення в РУ підстанцій передбачено здійснювати черговим або оперативно ремонтним персоналом за наказом або з відома вище поставленого чергового персоналу. Для виключення можливостей випадкових торкань, або небезпечного наближення до струмоведучих частин, відповідно до проекту передбачені наступні заходи: розподільне розміщення 10 кВ виконується в окремих металевих шафах КМ-1Ф, які замикаються спеціальним ключем і мають попереджувальні знаки. Вимикачі у шафах установлені на викочувальних візках. На час ремонту візки викочуються і при цьому розмикаються контакти роз’єднувача, що створює видимий розрив у колі. Механічна блокіровка не дозволяє включення вимикача при включеному положенні візка. Застосування електромагнітної блокіровки роз’єднувачів РУ, яка здійснює розрив кола спеціальними контактами, що запобігає виникненню нещасного випадку.

4.3. Технічні рішення з виробничої санітарії

4.3.1 Шум і вібрація на території підстанції

Відповідно до ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрация. Общие требования безопасности», на підстанціях захист від вібрацій здійснюється застосуванням віброгасіння, зниження рівня вібрації шляхом установки трансформаторів на фундаменти.

У зв'язку з тим що підстанції як правило віддалені від житловихзабудов, спеціальні заходи щодо шумозахисту навколишньої території в проекті не застосовуються відповідно до ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности».

4.3.2 Природне і штучне освітлення

У відповідності зі СНиП II-4-79 «Естественное и искусственное освещение» на території підстанції забезпечуються наступні норми освітленості: приміщення апаратного зв'язку - 150 лк; приміщення щита керування - 100 лк; зовнішнє висвітлення - 0,5 лк.

Зовнішнє освітлення підстанцій підприємства виконане прожекторними лампами типу СЗГ, які встановлені на спеціальних щоглах.

Світильники типу СЗЛ для освітлення ВРУ-35 кВ встановлені на стійці СВ-95-1 на висоті 7 м ; світильники типу СЗЛ, призначені для підсвічування трансформатора. Внутрішнє здійснюється на напрузі 220 В люмінесцентними лампами і лампами накалювання.

Освітлення чарунок КМ-1 Ф виконано лампами накалювання, які встановлені в стінці чарунки, доступ до яких передбачений лише для персоналу ПС, який повинен дотримуватися усіх вимог з безпеки згідно [28].

4.4 Електробезпека

Для забезпечення електробезпеки обслуговуючого персоналу і нормальної роботи систем РЗА, ПА і АСУ ТП виконується захисне і робоче заземлення пристроїв цих систем згідно з вимогами ПУЕ.

Для вимірювальних кіл трансформаторів струму і трансформаторів напруги повинні використовуватись кабелі з металевою оболонкою або оболонкою і бронею. В одному контрольному кабелі не припускається об’єднання кіл різних класів по рівню випробувальної напруги, вимірювальних кіл напруги і струму, кіл управління с колами вимірів і сигналізації, а також з силовими колами.

Рекомендується кабельні лінії різного призначення прокладати по різних трасах, виконуючи з’єднання кабелів горизонтальними заземлювачами. Металеві оболонки і броня кабелів повинні заземлюватись в місці вводу в будівлю релейного щита, а також в місцях кінцевого розділення кабелів. Металеві короби, по яких прокладаються кабелі слід заземлювати через 5-10 метрів.

Для кіл міжмашинного обміну повинні застосовуватись тільки екрановані симетричні кабелі. Ці кабелі повинні прокладатись на якомога більшій відстані від силових кіл.

Взагалі, в залежності, від характеру впливу ЕМІ на лінії зв’язку і підімкнену до них релейну апаратуру можуть бути рекомендовані наступні способи захисту:

- застосування дводротових симетричних ліній зв’язку, добре ізольованих між собою та від землі;
- виключення застосування однодротових зовнішніх ліній зв’язку;
- екранування підземних кабелів з мідною, алюмінієвою, свинцевою оболонкою або прокладання їх в сталевих конструкціях, трубах;
- електромагнітне екранування блоків та вузлів апаратури;

- використання різного роду захисних вхідних пристроїв і грозозахисних засобів (троси, заземлюючі контури і т. ін.).

Як заходи захисту від прямого дотику застосовані: ізоляція струмоведучих частин; огородження і оболонки; бар'єри; розміщення поза зоною досяжності. Як заходи захисту у разі непрямого дотику застосовані: Автоматичне відключення живлення; ізолювальні зони; система зрівнювання потенціалів; електричне відокремлення кіл.

Існуючі та проектовані заходи захисту від ураження електричним струмом-відповідають вимогам ДСН 3.3.6.037, ДСНіП 239-96, ГОСТ 12.1.002-84, Д СанПіН 3.3.6-2002.

Струмоведучі частини повністю покриті ізоляцією, яка може бути усунена тільки шляхом руйнування. Ізоляція струмоведучих частин електрообладнання повинна відповідати стандартам або технічним умовам на це електрообладнання. ВРУ-35кВ підстанції огороджено. Струмопровідні частини електрообладнання і ошиновка 35кВ знаходяться поза зоною досяжності на висоті не менше 3,2 м від рівня землі.

Розподільний пристрій 6кВ і розташоване в окремому примі-нії. Струмоведучі частини РП вміщені в оболонки, якими забезпечується ступінь захисту не менше IP2X за ГОСТ 14254.

Для електрообладнання, яке може зберігати електричний заряд після відключення (наприклад, конденсатори), для запобігання дотику до нього повинен бути виконаний попереджувальний напис. Перед дотиком до струмоведучих частин відключених конденсаторних батарей необхідно провести додатковий розряд замиканням висновків накоротко і на корпус металевою шиною з заземлювальним провідником, укріпленої на ізолюючої штанги.

Для забезпечення автоматичного відключення живлення необхідно виконати систему заземлення і основну систему зрівнювання потенціалів, а також забезпечити координацію характеристик захисних пристроїв, які здійснюють це відключення.

Оскільки вища напруга ПС 35 кВ, то спеціального захисту від електромагнітних полів відповідно до ГОСТ 12.1.006.-84 «Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования» не передбачається.

Розрахунок захисту від блискавки для типової підстанції підприємства згідно з СН 305-77 (ПС другої категорії): захист здійснюємо на порталах ВРУ 35 кВ, а також окремо встановлених на території підстанцій.

4.5 Індивідуальні засоби захисту

Згідно з вимогами ПТЕ окрім вище зазначених заходів на підстанції що проектується є індивідуальні засоби захисту від ураження електричним струмом: оперативні та вимірювальні штанги; ізолюючі та вимірювальні електрокліщі; вказівники напруги, ізолюючі пристрої і засоби для ремонтних робіт; діелектричні рукавички, гумові килими, ізолюючі підставки, та переносні заземлення. На території ПС розміщені плакати та попереджувальні знаки. В процесі експлуатації, ізолюючі засоби захисту періодично проходять випробування підвищеною напругою згідно ПТЕ. На території ПС ЗРУ 10 кВ забезпечуються наступні метеорологічні умови: температура 25 ^{0}С ; відносна вологість 60%; швидкість руху повітря 0,2 м/с.

Ці умови досягаються завдяки застосуванню пристроїв вентиляції та опалення ЗРУ згідно з вимогами СНиП 2.04.85-86 “Отопление, вентиляция и кондиционирование”.

При роботах на відкритій території підстанції для попередження надмірних переохолоджень і перегрівів передбачено для обслуговуючого і ремонтного персоналу застосування спецодягу й організація перерв у роботі.

Ці заходи необхідні, тому що при тривалій роботі в умовах мікроклімату знижується опір організму до розвитку захворювань м'язової і суглобної систем.

4.6 Пожежна безпека

Проект розроблений у суворій відповідності з ДБН В.1.1-7-2002 «Пожежна безпека об'єктів будівництва». Несучі та огороджувальні конструкції виконані з негорючих матеріалів. Будинки належать до II ступеня вогнестійкості і мають евакуаційні виходи безпосередньо назовні або через тамбури згідно з п.5.13 та п.5.12 ДБН В.1.1.7-2002.

Ширина евакуаційних шляхів виконана відповідно до п.5.28 ДБН В.1.1-7-2006. Евакуаційні виходи з будівель виконані у відповідності до вимог п.5.9 та п.5.18 ДБН В.1.1.7-2006. На ОРУ-35кВ для запобігання розтікання масла та розповсюдження пожежі при пошкодженні маслонаповнених силових трансформаторів 35/6кВ проектом передбачені мастилоприймач, мастиловідводи і мастилозбірник заглибленого типу об'ємом 45м³ (см.л.15 М2223.7-ЕСП).

Обсяг мастилоприймача розрахований на одночасний прийом 100% олії, що міститься в корпусі трансформатора. Пристрій мастилоприймача і мастиловідводів виключає перетікання мастила (води) з одного мастилоприймача в інший, поширення пожежі, засмічення мастиловідводу і забивання його снігом, льодом і т.п. Мастиловідводи забезпечують відведення з мастилоприймача масла і води, що застосовується для гасіння пожежі. Мастиловідводи виконані у вигляді підземних трубопроводів з чавунних каналізаційних труб ø150мм.

Відповідно до п.4.2.71 ПУЕ-85г., Т.к. силові трансформатори 10МВА 35/6кВ одиничною потужністю менше 63МВА протипожежний водопровід і водойма не передбачаються.

В якості протипожежних заходів на підстанції передбачені наступні заходи: застосування кабелів з ізоляцією, що не підтримують горіння; підключення швидкодіючими релейними захистами кабелів; установка

пожежних щитів з вуглекислотними вогнегасниками, совковими лопатами і ящиками з піском для гасіння пожежі.

Металеві конструкції запроектовані відповідно до вимог СНиП II-23-81, СНиП 2.01.07-85. Марки сталі, прийняті в залежності від групи конструкцій. Всі заводські з'єднання металоконструкцій прийняті зварні, монтажні - зварні та на болтах нормальної та грубої точності.

Для забезпечення необхідної вогнестійкості всі металоконструкції покриваються емалевими складами по грунтованої поверхні.

Таким чином, вимоги щодо пожежної небезпеки відповідають нормам.

Згідно з “Указаниями по проектированию противопожарных мероприятий и обнаружения пожара на энергетических объектах” проектована підстанція відноситься до другої групи підстанції з одиночною потужністю трансформатора 10 МВА. ПС обладнана протипожежним водопроводом. Для запобігання розтікання масла і поширення пожежі передбачене спорудження маслоприймачів, масло відводів і масло збірників.

Ступінь вогнестійкості усіх будівель згідно СНиП2.01.02-85 “Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений” приймається II. До будівель і споруд забезпечуються під’їзди пожежних машин. Гасіння пожеж на підстанції передбачається міською пожежною командою, а також первинними засобами гасіння пожежі, які встановлені на протипожежних щитах згідно таблиці 4.2, 4.3.

Таблиця 4.2 – Первинні засоби вогнегасіння на підстанціях

Найменування Споруди	Найменування та тип засобів вогнегасіння	Кіл-сть шт.
ВРУ – 35 кВ	Ящик з піском	2
	Щит с первинними засобами вогнегасіння	2
	Вогнегасник ОУ 8	2
ЗРУ-10 кВ	Вогнегасник ОУ 8	4
	Пересувний вогнегасник ОУ 80	1

ЗПК	Вогнегасник ОУ 2	4

Таблиця 4.3 – Категорія виробництва за пожежо - і вибухонебезпечністю

Найменування вузлів і допоміжних споруд	Категорія виробництва за СНиП	Характеристика будівельних конструкцій	Клас приміщення за ПУЭ
Вузол установки силових трансформаторів	В Пожежонебезпечне. У трансформаторах є трансформаторне масло з температурою возгоряння 135 °*C*	Незгоряємі (залізобетонні і сталеві)	П1
ВРУ – 35 кВ	Г	Незгоряємі (із збірного залізобетону і сталі)	-
ВРУ – 10 кВ	В	Незгоряємі (з елементів БМЗ)	П1
ЗПК	Г	Незгоряємі (з елементів БМЗ)	-
Кабельні канали	В	Незгораємі конструкції	П1

Прийнятий обсяг протипожежних заходів забезпечує вимоги ГОСТ12.1.004 – 91 «Пожарная безопасность. Общие требования».

4.8 Рішення щодо захисту навколишнього середовища

Стан навколишнього середовища в Україні викликає серйозну стурбованість, оскільки є результатом економічних помилок і екологічних прорахунків. Тому вже практично не можливе самовідновлення і самоочищення природного середовища, йде активна деградація і небезпечне знищення запасів природних ресурсів [36].

У зв'язку з цим сформульовані основні шляхи виходу України з важкої екологічної кризи:

- розробка комплексних програм по охороні природи на основі моніторингових спостережень;
- збільшення витрат на охорону природи і прискорення темпів будівництва природоохоронних об'єктів
- заборонення відступу від проектів, які завдають шкоди навколишньому середовищу і інше.

Проектовані об'єкти системи електропостачання фабрики, шкідливих джерел впливу на навколишнє середовище не мають.

Встановлений електрообладнання з технологічного процесу воду і повітря не споживає, тому викидів забруднюючих атмосферу і воду немає.

Електромагнітне випромінювання від установлюваного електрообладнання та кабельних ліній промислової частоти знаходиться в межах допустимих санітарних норм СН 245-75.

Радіаційне випромінювання від установлюваного електрообладнання, не перевищує природний фон.

Низький рівень шуму і вібрації від встановленого електрообладнання забезпечується їх конструктивними рішеннями за рахунок низької потреби механічної енергії і становить 20 дБ, що не перевищує допустимі норми по СНіП II-12-77 «Захист від шуму".

При будівництві максимально зберігаються зелені насадження і рослинний покрив у місцях спорудження фундаментів і установки опор, після будівництва зелені насадження і рослинний покрив відновлюється.

При аварійних ситуаціях у проектованій системі електропостачання відсутні шкідливі викиди небезпечні для життя і здоров'я людей. Враховуючи екологічну безпеку об'єкта, заходи з охорони навколишнього середовища не передбачаються.

4.8 Розрахунок захисного заземлення

Відкриті провідні частини електроустановки за допомогою захисних провідників повинні бути приєднані до системи заземлення. На підстанції застосований тип системи заземлення TN-C. Захисне заземлення та заземлення системи блискавкозахисту будівель та споруд підстанції здійснюється за допомогою одного спільного заземлювального пристрою. В якості заземлюючих пристроїв використовуються природні і штучні заземлювачі, з'єднані сталевою смугою 40х4. Опір заземлювального пристрою, який є спільним для високовольтних і низьковольтних електроприймачів, не повинно перевищувати 0,5 Ом в будь-який час року.

У кожній споруді виконана основна система зрівнювання потенціалів, яка реалізована шляхом приєднання до головної заземлювальної шини електроустановки таких провідних частин: захисних провідників; заземлювальних провідників пристроїв захисного та блискавко заземлень; металевих труб комунікацій; металевих частин каркаса будинку (споруди) і металевих конструкцій виробничого призначення; металевих частин систем вентиляції та кондиціонування; основних металевих частин будівельних конструкцій; металевих оболонок, екранів і броні кабелів.

Всі з'єднання виконуються зварюванням. Відкрито прокладені магістралі заземлення покриваються антикорозійною фарбою. Поразка людини електричним струмом може трапитися не тільки при дотику її до струмоведучих частин, але і в результаті контакту з металевими корпусами

електроустаткування, яке випадково опинилося під напругою в наслідок пошкодження ізоляції. Для попередження подібних випадків поразки електричним струмом широко використовують захисне заземлення і занулення. Для розрахунку заземлюючого прибудові спочатку визначаємо опір розтікання струму одного вертикального електроду.

Приймемо як заземлення вертикальні електроди стрижньові завдовжки 10 м і діаметром 11 мм Питомий опір грунту в місці розташування заземлень 100 Ом·м. Принципова схема заземлення електрообладнання показана на рисунку 4.1.

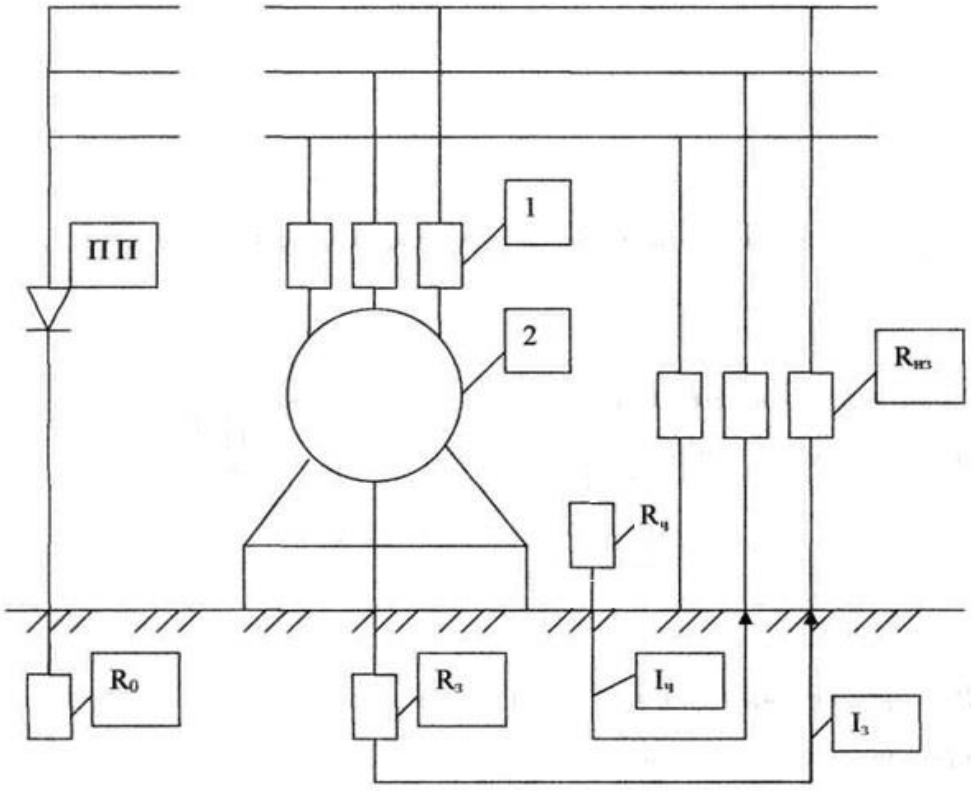


Рисунок 4.1 Принципова схема захисного заземлення

де: ПП - пробивний запобіжник;

R_0 - заземлення нульової крапки трансформатора;

$R_з$ - заземлюючий пристрій;

$R_{із}$ - опір ізоляції;

$I_з$ - струм, замикання на землю;

$I_ч$ - струм, що протікає через людину;

1 - плавкі вставки;

2 - електродвигун.

Схема заземлюючого пристрою показана на рисунку 4.2

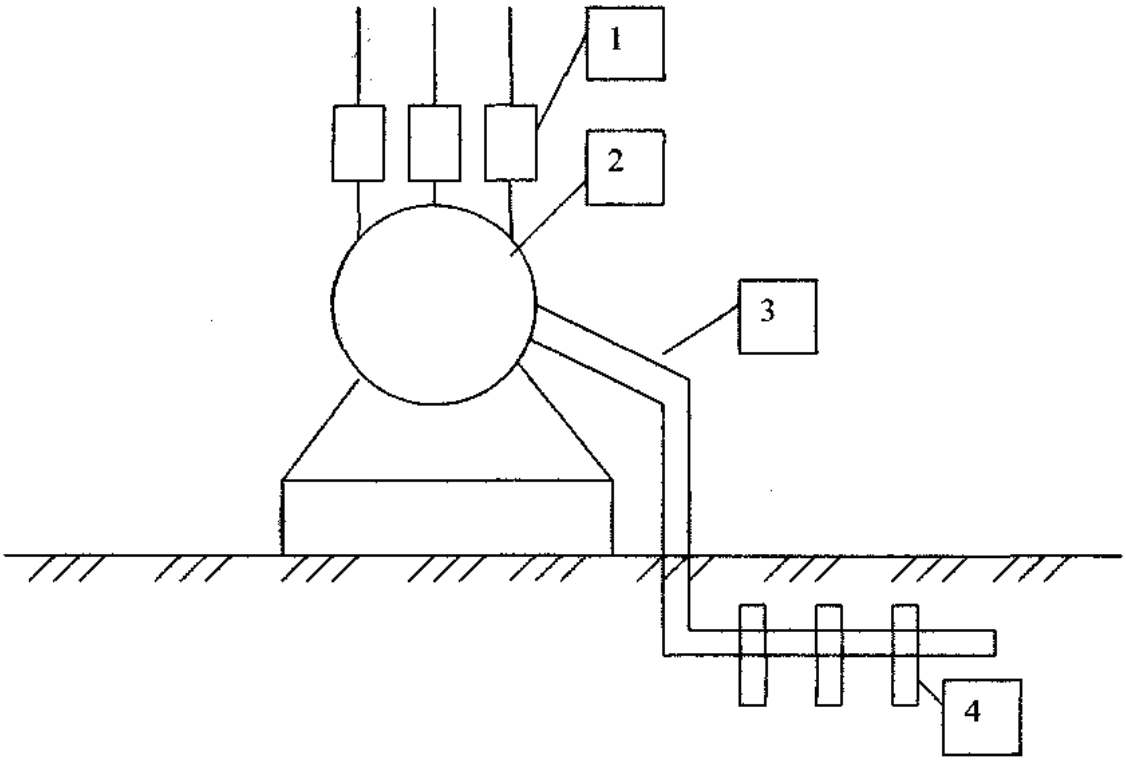


Рисунок 4.2 Виконання заземлюючого пристрою

1 - плавкі вставки;

2 - електродвигун;

3 - сполучна смуга;

4 – трубчасте заземлення.

Глибина розташування середини електрода від поверхні землі:

$$t = t_0 + \frac{1}{2};$$

де to – відстань від верхньої точки трубчастого заземлення до поверхні землі, м (t0= від 0,5 до 1 м).

У нашому випадку t0= 0,5 м.

По-перше розрахуємо: $t = 0.5 + \frac{10}{2} = 5.5$ м;

$$R_e = \frac{\rho}{(2\pi \cdot l)} \cdot \left[\left(\ln \cdot \frac{2l}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{4t + l}{4t - l} \right) \right] \text{Ом} \qquad (4.1)$$

де RE – опір розтіканню струму одного вертикального електроду, Ом

з – питомий опір грунту в місці розташування заземлень, Ом*м

l – довжина трубчастого електроду, м

d – діаметр трубчастого електрода, м

t – глибина розташування середини електрода від поверхні землі, м

Тепер ми маємо всі показники для розрахунку RE:

$$R_e = \frac{100}{(2 \cdot 3.14 \cdot 10)} \cdot \left[\left(\ln \frac{2 \cdot 10}{0.011} \right) + \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 5.5 + 10}{4 \cdot 5.5 - 10} \right) \right] = 9.07$$

Знайдену величину Re порівнюємо з допустимим опором заземлюючого прибудую Rдоп.

Re(9,07 Ом)>Rдоп(4 Ом), тобто потрібно шукати необхідну кількість вертикальних електродів.

Для цього спочатку підрахуємо попередню кількість заземлень без урахування сполучної штиби (повинен бути цілим числом) по формулі:

$$n' = \frac{R_e}{R_{доп}} \qquad (4.2)$$

де Rдоп – допустимий опір заземлюючого пристрою, Ом береться залежно від напруги струму, який поданий на електроустановку.

У нашому випадку: 4 Ом для установок з напругою до 1000 В.

$$n' = \frac{9.07}{4} \approx 3 \text{ шт.}$$

Потім встановлюємо потрібну кількість вертикальних електродів:

$$n = \frac{n}{\eta_e}, \tag{4.3}$$

де - коефіцієнт використання вертикальних електродів, який враховує обопільне екранування.

Для вибору цього коефіцієнту приймаємо значення відношення відстані між електродами до їх довжини «параметр але і вибираємо зо залежно від попередньої кількості заземлень n1 і «параметру а».

Приймемо а = 1. Заземлення розміщені в ряд. Тоді визначуваний зо (0,73):

$$n = \frac{3}{0.73} \approx 5 \text{ шт.}$$

Знаючи кількість заземлень, знаходимо довжину сполучної штиби (L), яка сполучає всі вертикальні стрижньові електроди по формулі:

$$L = a \cdot n \cdot l, \tag{4.4}$$

де а – значення відношення відстані між електродами до їх довжини.

Розраховуємо довжину сполучної штиби, м:

$$L = 1 \cdot 5 \cdot 10 = 50$$

Розраховуємо опір розтіканню струму сполучної штиби без урахування екранування по формулі, Ом:

$$R_{ш} = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left[\ln \frac{2 \cdot L^2}{b \cdot t_0} \right] \quad (4.5)$$

де b – ширина сполучної штиби, м b=d.

$$R_{ш} = \frac{100}{2 \cdot 3{,}14 \cdot 50} \cdot \left[\ln \frac{2 \cdot 50^2}{0.011 \cdot 0.5} \right] = 3.64$$

Останнім визначаємо загальний опір заземлюючого пристрою Rз, який складається з опору вертикальних електродів і опору сполучної штиби:

$$R_{з} = \frac{R_e \cdot R_{ш}}{R_e \cdot \eta_{ш} + R_{ш} \cdot \eta_l \cdot n} \quad (4.6)$$

де - коефіцієнт використання сполучної штиби; $\eta_{ш}$ = 0,72.

Розраховуємо загальний опір заземлюючого пристрою Rз, Ом:

$$R_{З} = \frac{9{,}07 \cdot 3{,}64}{9{,}07 \cdot 0{,}72 + 3{,}64 \cdot 0{,}72 \cdot 5} = 1{,}68$$

Розраховане значення Rз порівнюємо з Rдоп.

Rз(1,68 Ом) < Rдоп(4 Ом), тобто опір заземлюючого прибудую менше допустимого опору.

Висновок: заземлення розраховане згідно з нормами і воно забезпечує безпеку працівників.

ВИСНОВКИ

Переглянуто і запропоновано нову класифікацію втрат електричної енергії а також розроблено методику для розрахунку допустимих і нормативних небалансів електричної енергії на об’єктах.

Запропоновано новий підхід до нормування втрат та формування тарифу на електричну енергію.

Переглянуто характеристики нормативних технічних втрат електричної енергії в мережах різної напруги.

Проведено аналіз надходження, корисного відпуску та втрат електричної енергії по ступеням напруги.

Запропоновано заходи щодо зниження втрат електричної енергії в мережах різної напруги.

Проведено розрахунок характеристики технічних втрат потужності для замкненої мережі 220/110/35 кВ.

За розрахунками, втрати електроенергії холостого ходу за добу складають 293,5 тис. кВт·год, а значення енергії в запропоновано представляти з урахуванням знаку: з плюсом для відпуску енергії з мережі; з мінусом для введення в мережу.

Коефіцієнти форми графіків мають бути представлені на стадії формування ХТВ і введені в неї у вигляді постійних чисельних значень. При використанні ХТВ їх коригування не передбачається, оскільки характеристики графіків навантаження не входять до складу параметрів, реєстрованих в офіційній звітності. Коефіцієнти форми графіків навантаження рекомендовано обчислювати або безпосередньо по графіках, або по емпіричних залежностях. У останньому випадку рекомендується приймати: для реверсивних міжсистемних зв'язків - $k_ф^2$ =1,33; для нереверсивних - рівним средньогеометричному значенню між 1,33 і $k_ф^2$ графіку власного навантаження.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Про підприємство [Електронний ресурс]. – Режим доступу : \WWW/ URL: http://www.motorsich.com/ukr/profile/ – 01.2019 – Загол з екрану.

2. Документація. Звіти щодо енергоспоживання цеху випробувань на ПрАТ «Мотор Січ». [Текст] : ДСТУ 3008-95. – Введ. 1995–02–23. – Запоріжжя: 2019. – 45 с

3. Дослідження можливості підвищення електроприводу насосних агрегатів [Текст] : МАтеріали науч.-практ. конф. студентів Молода наука, 30 березня 2019 г. Запоріжжя/ Єременко А. В., Коваленко Л. Р.. – Запоріжжя , 2005. – 28с.

4. Очистка отработанного масла классичскими методами [Електронний ресурс]. – Режим доступу: \WWW/ URL: https://oil.globecore.ru/ochistka-otrabotannogo-masla-klassicheskimi metodami – 23.05.2016 г. – Загол. з екрану.

5. Качан, Ю.Г. Основи енергозбереження / Для студ. ЗДІА спец. 7.000008 "ЕМ": Конспект лекцій / ЗДІА. - Запоріжжя: ЗДІА, 2005. - 183 с.: іл.

6. Виды насосных агрегатов [Електронний ресурс]. – Режим доступу :

7. \WWW/ URL: http://tehnika.expert/dlya-sada/nasos/vidy-i-ih-klassifikaciya. html#i-6/ – 03.2017 – Загол з екрану.

8. Принцип действия центробежного насоса [Електронний ресурс]. – Режим доступу: \WWW/ URL: https://udobnovdome.ru/princip-dejstviya-centrobezhnogo-nasosa/ – 02.2017. – Загол. з екрану.

9. Объемные насосы [Електронний ресурс] / WIKIMEDIA. – Режим доступу : \WWW/ URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Насос#Объёмные_насосы – 04.11.2019 г. – Загол. з екрану.

10. Объемные насосы и их класификация [Електронний ресурс]. Режим доступу: \WWW/ URL: https://studfile.net/preview/2180227/page:17/ – 04.2013 г.

11. Насос для перекачки топлива. Строение и принцип действия насосов. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : \WWW/ URL: http://neftebaza.kiev.ua/nasosy_svetlye_nefteproducty/ - 07.2016.

12. Малюшенко, В. В. Динамические насосы [Текст] : Атлас / В. В. Малюшенко. – Москва : Машиностроение, 1984. – 84 с.

13. Динамические насосы [Електронний ресурс] / WIKIPEDIA. – Режим доступу: \WWW/ URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Насос#Динамические_насосы – 04.11.2019 г. – Загол. з екрану.

14. Проектирование электрических машин. /Под ред. И.П.Копылова – М.: Энергия, 1980. – 326 с.

15. Гульков, Г.И. Системы автоматического управления электроприводами [Текст] / Учебное пособие для среднего специального образования по специальностям "Автоматизированные электроприводы", "Городской электрический транспорт", "Монтаж и эксплуатация электрооборудования" / Гульков Г.И., Петренко Ю.Н., Бачило Т.В., под общ. ред. Петренко Ю.Н. - Минск : ИВЦ Минфина, 2014. - 365 с.

16. Регулирование подачи центробежного насоса [Електронний ресурс] – Режим доступу: \WWW/ URL: http://www.ktto.com.ua/nastroika/nmb – 07.05.2009 г.

17. Насосне обладнання [Електронний ресурс]. – Режим доступу: \WWW/ URL: http://www.agrovodcom.ru/info_regular_pumps.php – 08.04.2013. Загол. з екрану.

18. Осин, И. В. Технология энергосбережения в насосах [Текст] // - електронний журнал — №6. 2005. URL: http://esco-ecosys.narod.ru/2005 6/art03

.htm (дата обращения 10.05.2019).

19. Регулирование работы насосов. Параллельная и последовательная работа центробежных насосов. [Електронний ресурс] – Режим доступу: \WWW/ URL: https://studref.com/437365/stroitelstvo/regulirovanie_raboty_nasosov_parallelnaya_rabota_tsentrobezhnyh_nasosov – 19.08.2014 г.

20. Шкердин, Д. Г. Преобразователи частоты в энергосберегающем приводе насосов [Текст] - підручник - 2004. - №7. - С. 29-32.

Керовані випрямлячі: Навчальний посібник/М.М. Казачковський. – Дніпропетровськ: НГА Украини, 1999. – 229 с.

21. Каталог насосов для водоснабжения, теплоэнергетики, сельского

хозяйства, жилищно-коммунального хозяйства, пищевых и химических производств [Текст]. ОАО «Ливгодромаш». - Ливны, 2008. - 71 с.

22. Чиликин М.Г., Сандлер А.С. Общий курс електропривода: Учебник для вузов. – 6-е изд., доп. и перераб. – М.: Энергоидат, 1981. – 576 с.

23. Карелин, В. Я. Насосы и насосные станции [Текст] / В.Я. Карелин, А.В. Минаев. – М.: Издательский Дом «БАСТЕТ», 2010. – 448 с.

24. Как выбрать частотный преобразовАтель [Електронний ресурс]. – Режим доступу: \WWW/ URL: https://shop.voltenergo.com.ua/kak-vybrat-chastotnyy-preobrazovatel---10-osnovnyh-aktsentov-pri-podbore – 02.03.2015 г.

25. Преобразователь частоты INVT GD35 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: \WWW/ URL: http://www.invt.su/katalog/chastotnye-preobrazovateli/seriya-gd35/preobrazovatel-chastoty-invt-gd35-037g-4-a1.html – 17.09.2012 г.

26. Карасёв, Б. В. Насосные и воздуходувные станции [Текст] / Б. В. Карасёв. – Минск: Высш. школа, 1990. – 326 с.

27. Николаев, В. Г. Анализ энергоэффективности различных способов управления насосными установками с регулируемым электроприводом [Текст] // - 2006. - №11. - 4.2. - С. 6-16.

28. Трехов, В. М. Преобразователи частоты – просто о сложном [Текст]: справочник / В. М. Трехов. – Москва : ИздАтельство ЗАО «Данфосс», 2006. – 165 с.

29. Использование частотных преобразователей в режиме ПИД-регулирования [Електронний ресурс]. – Режим доступу : \WWW/ URL: https://isup.ru/articles/47/10837/ – 02.05.2016 г. – Загол. з екрану.

30. Датчик давлениия [Електронний ресурс] – Режим доступу : \WWW/ URL: https://rt.co.ua/katalog/otoplenie-i-vodosnabzhenie/nasosnoe-oborudovanie/promyshlennoe-oborudovanie/datchiki-davleniya/datchik-davleniya-24v-0-16bar- – 14.09.2013 г.

31. Как выбрать датчик давления [Електронний ресурс]. – Режим

доступу: \WWW/ URL: https://izmerkon.ru/podderzhka/publikaczii/kak-vybrat-datchik-davleniya.html – 17.04.2015 г.

32. Анализ методов управления электроприводом насосных станций [Електронний ресурс]. – Режим доступу – \WWW/ URL: https://studfile.net/preview/3545179/page:12/#20 – 07.11.2014 г.

33. Исследование частотно-управляемого электропривода насосной станции [Електронний ресурс]. – Режим доступу – \WWW/ URL: https://studfile.net/preview/3545179/page:13/#22 – 07.11.2014 г. – Загол з екрану.

34. Птах, Г. К. Методологические аспекты разработки компьютерных моделей электромеханических преобразователей [Текст]. Электромеханика. — № 1. — 2003. — С. 7—11.

35. Качан, Ю. Г. Управління проектами енерговикористання [Текст] : навч. посібник для внз : [рек. М-вом освіти і науки України] / Ю. Г. Качан, К. О. БрАтковська ; ЗДІА. - Запоріжжя : ЗДІА, 2014. - 140 с. : іл. - ISBN 978-617- 685-005-2 : 9 грн. - (кафедра ЕЕЕ).

36. Ткачук, К. Н. Охорона праці та промислова безпека [Текст].-К.: Основа, 2009. – 560 с.

37. Жидецький, В. Ц. Правила безпечної експлуатації електроустановок. Основи охорони праці [Текст] - Львів :Афіша, 2002. – 320 с.

38. Тютева, П. В. Оценка экономической эффективности асинхронного регулируемого электропривода насосных агрегАтов[Текст] // Известия вузов. Электромеханика, 2009. - №2. – с. 61-64.