

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

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

Електричної інженерії та кіберфізичних систем

(повна назва кафедри)

Кваліфікаційна робота

перший (бакалаврський) рівень

(рівень вищої освіти)

на тему Підвищення енергоефективності РЕМ ПАТ «Запоріжжяобленерго»

Виконав: студент 5 курсу, групи 6.1418-з
спеціальності 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

(код і назва спеціальності)

спеціалізації

(код і назва спеціалізації)

освітньої програми Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

Олянін М.Є.

Керівник проф. Артемчук В.В.

Рецензент проф. Коваленко В.Л.

Запоріжжя

2023 р.


МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Інженерний навчально-науковий інститут ім. Потебні Ю.М.

Кафедра Електричної інженерії та кіберфізичних систем
Рівень вищої освіти перший (бакалаврський) рівень
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код та назва)
Спеціалізація _____
(код та назва)
Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

д.т.н., доц.  В.Л. Коваленко
“ 18 ” травня 2023 року

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу студенту

Оляніну Микиті Євгенійовичу

1. Тема роботи: Підвищення енергоефективності РЕМ ПАТ «Запоріжжяобленерго»

Керівник роботи: проф. Артемчук В.В.

затверджені наказом ЗНУ від « 29 » грудня 2022 року № 1894 - с _____

2. Строк подання студентом роботи: 10 травня 2023 року

3. Вихідні дані до роботи: Поточний тариф за споживання електроенергії; параметри споживачів та розрахункове навантаження на стороні 10 кВ; параметри споживачів та розрахункове навантаження на стороні 35 кВ








4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які рекомендовано розробити):

Вступ; 1) Загальна характеристика підстанції 150/35/10 кВ; 2) Аналіз потенційних можливостей зменшення втрат енергії в магістральних електромережах; 3) Техніко-економічні показники ремонту та технічного обслуговування електричного обладнання; Висновки

5. Перелік графічного матеріалу (рекомендовано):

1) Титульна сторінка; 2) Однолінійна схема підстанції 150 кВ; 3) Порівняння електричних апаратів напругою 35 кВ; 4) Споживачі та розрахункове навантаження на стороні 10 кВ

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання прийняв	Завдання прийняв
Розділ 1	Артемчук В.В., професор		
Розділ 2	Артемчук В.В., професор		
Розділ 3	Артемчук В.В., професор		
Нормоконтроль	Башлій В.С., доцент		

7. Дата видачі завдання 30.12.2022

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Загальні риси підстанції 150/35/10 кВ	01.03.23	
2	Аналіз потенційних можливостей зменшення втрат енергії в магістральних електромережах	01.04.23	
3	Техніко-економічні показники ремонту та технічного обслуговування електричного обладнання	10.05.23	

Студент



(підпис)

Олянін М.Є.

(прізвище та ініціали)

Керівник/консультант роботи



(підпис)

Артемчук В.В.

(прізвище та ініціали)

Нормоконтролер



(підпис)

Башлій В.С.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Дипломна робота Оляніна М.Є. Підвищення енергоефективності РЕМ ПАТ «Запоріжжяобленерго» містить 78 сторінки, 4 рисунки, 14 таблиць, 21 джерело, 1 додаток.

Кваліфікаційна випускна робота для здобуття ступеня вищої освіти бакалавра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, науковий керівник Артемчук В.В. Запорізький національний університет, Інженерний навчально-науковий інститут ім. Ю.М. Потебні. Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем, 2023 р.

У представленій роботі розглянуто питання, пов'язані з нормуванням електричної енергії, а саме визначення економічно обґрунтованого рівня втрат енергії при її передачі в електричних мережах. Механізм нормування втрат електричної енергії є складним і потребує постійного уточнення та корегувань. У той же час дане питання залишається актуальним.

Ключові слова: ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГІЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ, ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

ВСТУП

Електрична енергія є єдиним видом продукції, для переміщення якого від місць виробництва до місць споживання не використовуються інші ресурси. Для цього витрачається частина самої електроенергії яка передається, і її втрати неминучі. Завдання полягає в визначенні їх економічно обґрунтованого рівня. Зниження втрат електроенергії в електричних мережах.

Методологія визначення нормативів втрат ще не встановилася, не визначено навіть принципи нормування. Думки про підхід до нормування лежать в широкому діапазоні - від бажання мати встановлений твердий норматив у вигляді відсотка втрат до контролю за "нормальними" втратами за допомогою постійно проведених розрахунків за схемами мереж з використанням відповідного програмного забезпечення.

Стає все більш очевидним, що різке загострення проблеми зниження втрат електроенергії в електричних мережах вимагає активного пошуку нових шляхів її вирішення, нових підходів до вибору відповідних заходів, а головне, до організації роботи щодо зниження втрат.

У зв'язку з різким скороченням інвестицій в розвиток і технічне переозброєння електричних мереж, вдосконалення систем управління їх режимами обліку електроенергії, виник ряд негативних тенденцій, які впливають на рівень втрат в мережах, таких як: застаріле обладнання, фізичний і моральний знос засобів обліку електроенергії, невідповідність встановленого обладнання переданої потужності.

З вищезазначеного виходить, що на тлі змін господарського механізму в енергетиці, кризи економіки в країні проблема зниження втрат електроенергії в електричних мережах не тільки не втратила свою актуальність, а навпаки висунулася в одну з задач забезпечення фінансової стабільності енергопостачальних організацій.

1 ЗАГАЛЬНІ РИСИ ПІДСТАНЦІЇ 150/35/10 кВ

1.1 Характеристика та схема підстанції

Підстанції слугують для прийому, перетворення і розподілу електроенергії, виконуються на всі щаблі напруги, можуть бути підвищувальними або знижувальними.

Призначення, потужність і рівні напруги підстанції визначаються схемою і конфігурацією електричної мережі, в якій вона експлуатується, характером і навантаженнями приєднаних споживачів електроенергії. Розрізняють в основному такі види підстанцій:

- тупикові (кінцеві);
- відгалужувальні, приєднані до приходящих поблизу ПЛ;
- проміжні що служать для живлення своїх споживачів;
- транзитні (у великій кількості випадків - вузлові), призначені не тільки для харчування споживачів, але і для передачі потоків потужності в суміжні мережі своєї та сусідніх енергосистем;
- перетворювальні - для передачі і прийому електричної потужності на постійному струмі;
- тягові – для живлення електротяги мереж.

Конструктивно розподільні пристрої підстанцій можуть виконуватися відкритими (основне устаткування розташовується на відкритому повітрі) або закритими (в міських умовах, в місцях з незадовільними умовами навколишнього середовища), по своїй відомчій належності підстанції перебувають у віданні енергосистем або промислових та інших споживачів електроенергії [1].

Підстанції змінного струму з високою напругою 330, 750 кВ, і деяка частина підстанцій 150 кВ з розвиненою схемою електричних з'єднань, оснащені синхронними компенсаторами 50 - 100 МВА і вище з відкритим розподільчим пристроєм, великим числом трансформаторів, вимикачів та

іншого обладнання високої напруги, розміщуються на великих площах, потребують присутності постійно чергового персоналу високої кваліфікації і широко розвиненою дистанційної та телемеханічної інформації. За допомогою цих підстанцій, як правило, здійснюються міжсистемні зв'язки, що утворюють об'єднання і Єдину енергосистему.

Закриті підстанції глибокого вводу з високою напругою 110 - 150 кВ, будівництво яких здійснюється в густонаселених районах великих міст, де під будівництво можуть бути виділені тільки обмежені площі і де зосереджені значні комунально-побутові та промислові навантаження. На таких підстанціях передбачають постійне чергування і необхідні заходи щодо огороження населення від шуму, створюваного працюючими трансформаторами та іншим обладнанням.

Підстанції 35, 110 і 150 кВ зі спрощеною схемою електричних з'єднань, часто без вимикачів на стороні вищої напруги, з комплектними розподільчими пристроями низької напруги (КРУ, КРУН і ін.), у яких апаратура управління, захисту, сигналізації і автоматики розташована на лицьовій стороні їх шаф і не вимагає спеціального щитового приміщення [1]. Такі підстанції не потребують постійного чергового персоналу, обслуговуються оперативними виїзними бригадами (ОВБ) або черговими на дому і за кількістю складають більшість серед підстанцій даного типу (для полегшення обслуговування і диспетчерського контролю підстанції оснащують відповідними пристроями зв'язку та телемеханіки).

Підстанції 6 - 10 кВ міського, селищного і сільського призначення, які обслуговуються оперативно-виїзними бригадами.

На сьогодні стан розподільних електричних мереж характеризується наступними показниками: понад 6,6% ліній електропередавання напругою 35-110 (150) кВ та 11,5% ліній електропередавання напругою 0,4- 10(6) кВ прийшли в технічно непрацездатний стан і потребують значних щорічних зростаючих витрат на технічне обслуговування та ремонт; близько 22,3% трансформаторів напругою 35-110 (150) кВ і 14,9% трансформаторів

напругою 10(6) кВ відпрацювали передбачений технічною документацією термін експлуатації, мають значні втрати, недостатню надійність та потребують заміни; фактичні витрати електричної енергії в електричних мережах в середньому складають 12,1%, а в мережах окремих компаній сягають 18%; внаслідок змін в структурі споживання електричної енергії, а саме: зростання навантажень в містах та зменшення їх в сільській місцевості – електричні мережі значних і найзначніших міст вимагають збільшення пропускної здатності та спорудження додаткових ПС 110 (150) кВ.

В дипломній роботі досліджено трансформаторну підстанцію 150 кВ, яка входить до складу ПАТ «Запоріжжяобленерго» - найбільшої енергопостачальної Компанії в Україні, яка займається двома видами ліцензійної діяльності: передачею і постачанням електроенергії. Підприємство обслуговує регіон площею майже 32 тисячі кв. кілометрів, забезпечуючи електроенергією більше 40 тис. юридичних, а також 1,5 мільйона побутових абонентів. У Компанії найбільший товарний відпуск продукції в країні - загальний обсяг передачі електроенергії становить 20% від усього споживання в Україні та перевищує 23 млрд.кВт·год.

У мережі енергопостачальної компанії «Запоріжжяобленерго» електроенергія надходить від генеруючої компанії «Запоріжжяенерго» і через магістральні мережі 330 - 750 кВ НЕК «Укренерго». Компанія отримує і передає її по розподільних мережах 0, 4 - 6 - 10 - 35 - 150 4 - 6 - 10 - 35 - 150 кВ споживачам Запорізьської області та в сусідні області. Обсяг електричних мереж в умовних одиницях становить 285, 583 тис. Компанія «Запоріжжяобленерго» працює над здійсненням програми технічного розвитку, модернізації і будівництва електричних мереж і підстанцій, впровадженням і розвитком інформаційних технологій.

Схема підстанції 150 кВ та обладнання яке знаходиться на підстанції зображена на рисунку 1.1.

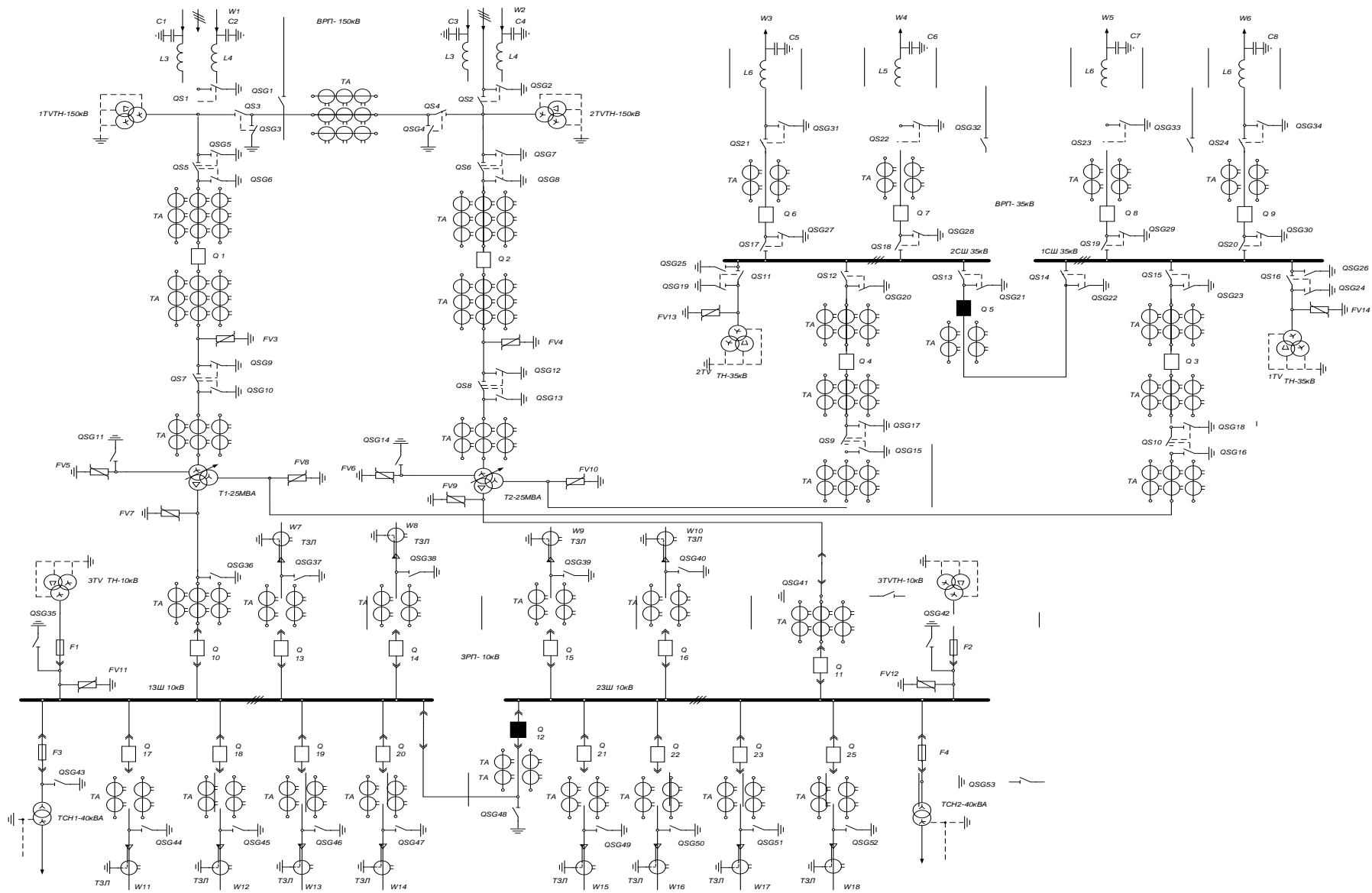


Рисунок 1.1 – Однолінійна схема підстанції 150 кВ

1.2 Загальне обладнання підстанції

На підстанції 150 кВ, встановлено два трансформатори потужністю по 25 МВА. Електричні апарати та умови їх вибору і перевірки для ВРП-150 кВ приведено у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Електричні апарати для ВРП-150 кВ

Найменування апарата	Умови вибору та перевірки	Каталожні дані
Вимикач ЛТВ-170DI	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$ $I_{ном} > I_{ном\ роз}$ $I_{відклном} \approx I''$ $I_{дин} > i_{уд}$ $I_m^2 \cdot t_m > B_k$	170 кВ 3150 А 31,5 А 85 кА $31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Роз'єднувач РНД 3.2-150/1000 У1 РНД 3.1-150/1000 У1	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$ $I_{ном} > I_{ном\ роз}$ $I_{дин} > i_{уд}$ $I_m^2 \cdot t_m > B_k$	150 кВ 1000 А 100 кА $40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформатор струму ТФЗМ-150-Б1	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$ $I_{ном} > I_{ном\ роз}$ $I_{дин} > i_{уд}$ $I_m^2 \cdot t_m > B_k$	150 кВ 600 А 63 кА $28^2 \cdot 3 = 2352 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформатор напруги 3хНКФ-150-58 У1	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$ $S_{ном2} > S_{2p}$	150 кВ 600 ВА клас точності 0,5
Розрядник ОПН - 150	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$	150 кВ

Вимикач Q типу ЛТВ-170DI - високовольтний колонковий елегазовий вимикач з дугогасильним пристроєм автокомпресійного типу (Auto-Puffer

™), яке демонструє свої розрахункові переваги при відключенні великих струмів. Один розрив на полюс. Вимикачі типу LTB в стандартному виконанні поставляються з ізоляторами з високоякісного фарфору з коричневим глазуруванням або з композитними ізоляторами (світло-сірого кольору). Управління трьох- або пополюсне. Механізми управління типу BLK і FSA1 з моторно-пружинними приводами або MotorDrive - цифровий сервопривід з електронною системою управління, здатний з високою точністю і надійністю безпосередньо пускати в хід контакти вимикачів.

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

Роз'єднувач QS типу РНД 3.2-150/1000 У1 та РНД 3.1- 150/1000 У1 - роз'єднувач, зовнішньої установки двухколонковий. Контактний комутаційний апарат, призначений для комутації електричного кола без струму чи з незначним струмом, який для безпеки має у вимкненому положенні ізоляційний проміжок, що задовольняє певним вимогам [2].

Роз'єднувачі застосовуються у високовольтних розподільчих пристроях, переважно для забезпечення безпеки при профілактичних та ремонтних роботах на відімкнених ділянках. В окремих випадках за допомогою роз'єднувачів відмикають невеликі струми (напруги струми намагнічування трансформаторів невеликої потужності чи струми ненавантажених ліній невеликої довжини). Роз'єднувач застосовують також для секціювання шин та перемикання електричних ліній з однієї системи шинрозподільчого пристрою на іншу.

Трансформатор струму ТА серії ТФЗМ – 150-БІ- трансформатор, первинна обмотка якого підключена до джерела струму, а вторинна обмотка замикається на вимірювальні або захисні прилади, що мають малі внутрішні опору.

Трансформатори струму ТА широко використовуються для вимірювання електричного струму і в пристроях релейного захисту електроенергетичних систем, в зв'язку з чим на них накладаються високі вимоги по точності. Трансформатори струму забезпечують безпеку вимірювань, ізолюючи вимірювальні ланцюги від первинного кола з високою напругою, часто складовим сотні кіловольт.

Маслонаповнені трансформатори струму, призначені для зовнішньої установки в відкритих розподільних пристроях передачі для сигналу вимірювальної інформації вимірювальним приладам (Амперметр, вольтметр, лічильники), а так же, приладів захисту, автоматики, сигналізації і управління в електромережах змінного струму з частотою 50-60 Гц. Головна внутрішня ізоляція трансформаторів паперово-масляна. Обмотки ланкового типу. Головна ізоляція розташована на первинній та вторинній обмотках. Кількість вторинних обмоток від двох до п'яти. Трансформатори відрізняються високою надійністю в експлуатації.

Вимірювальні трансформатори струму ТФЗМ нашого виробництва виготовляються від 35 до 150 кВ.

Умови експлуатації:

- висота над рівнем моря 1000м;
- температура навколишнього середовища від -60 до +50 °С;
- відносна вологість повітря 80% при температурі навколишнього середовища +27 °С.

Під час роботи вторинні обмотки трансформатора повинні бути завжди замкнені на прилади або закорочені.

Трансформатор напруги VT3xHKФ-150-58 УІ- трансформатор напруги, каскадний з порцеляною покрішкою. Вимірювальний трансформатор, у якому за нормальних умов використання вторинна напруга є пропорційною до первинної напруги та за умови правильного вмикання зміщена відносно неї за фазою на кут, близький до нуля [2].

Трансформатор напруги 3хНКФ-150-58 УІ є масштабний вимірювальний перетворювач, який призначений для живлення приладів вимірюють електричні величини, автоматичні і захисні пристрої.

Конструкція трансформатора напруги НКФ 3хНКФ-150-58 УІ передбачає фарфоровий кожух для установки зовні. Трансформатор складається з двох незалежних каскадів, які виконані на одному муздраттеатрі. Обмотка високої напруги конструктивно розділена на дві секції, які і представляють перший і другий каскад. Магнітопровід в свою чергу має електричний контакт з обмоткою високої напруги між секціями, завдяки чому на нього впливає половина номінального напруги мережі. Саме на поділі напруги впововину побудований основний принцип каскадного поділу, це дає можливість зменшити габарити ізоляції і масу трансформаторів напруги.

Разрядник QS типу ОПН -150 - електричний апарат, призначений для захисту обладнання систем електропостачання від комутаційних і грозових перенапруг. ОПН також можна назвати разрядником без іскрових проміжків. ОПН на сьогоднішній день є одним з ефективних засобів захисту обладнання електричних мереж.

Основний елемент ОПН – варистор. Основна активна частина ОПН складається з послідовного набору варисторів, з'єднаних послідовно в «колонку». Залежно від необхідних характеристик ОПН і його конструкції обмежувач може складатися з однієї колонки або з ряду колонок, з'єднаних послідовно або паралельно. Відмінність матеріалу варисторів ОПН від матеріалу резисторів вентильних розрядників полягає в тому, що у нелінійних резисторів обмежувачів перенапруги присутній підвищена пропускна здатність, а також високонелінійна вольт-амперна характеристика (ВАХ), завдяки якій можливо безперервне і безпечне перебування ОПН під напругою, при якому забезпечується високий рівень захисту електрообладнання. Дані якості дозволили виключити з конструкції ОПН іскрові проміжки [3].

Електричні апарати та умови їх вибору і перевірки для напруги 35 кВ приведено у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Електричні апарати напругою 35 кВ

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

Вимикач Q серії ВР-35НС 20/1600УІ – вакуумні вимикачі зовнішньої установки серії ВР35НС призначені для роботи в нормальних і аварійних режимах в мережах трифазного змінного струму частоти 50 Гц з номінальною напругою 35 кВ для систем з ізольованою або частково заземленою

нейтраллю. Всередині полюсів вимикачі мають повітряну ізоляцію, яка в поєднанні з відповідною довжиною шляху витоків ізоляційних поверхонь забезпечує надійну ізоляцію полюсів навіть при 100% вологості навколишнього повітря [3].

В основі принципу управління вимикачем лежить використання на кожному полюсі окремого двопозиційного силового електромагніта з “магнітними зачіпками” в крайніх положеннях. Електромагніт зв’язаний через ізоляційну тягу з вакуумною дугогасною камерою (ВДК) полюса. В електромагніт вбудовані постійні магніти, що використовуються як тягові, а також для створення “магнітних зачіпок” і надійної фіксації вимикача в положеннях “Ввімкнено” і “Вимкнено”. Постійні магніти виготовлені на основі рідкоземельних металів.

Роз’єднувач QS типу РНД 3.1-35/1000 У1-електричний високовольтний апарат з видимим місцем роз’єднання в повітрі, призначений для вимкнення й увімкнення під напругу ділянок електричної установки за відсутності струму навантаження (попередньо знеструмленого електричного кола). З його допомогою створюють видимий розрив кола, що створює безпечність роботи працівників при ремонтах і оглядах вимкненої частини електроустановки.

Роз’єднувачі горизонтально поворотного типу на напругу 35-110 кВ призначені для зовнішнього встановлення. Вони можуть бути виконанні з заземляючими ножами (один чи два) і без них. Принцип роботи роз’єднувача полягає у розмиканні і замиканні попередньо знеструмлених електричних кіл, для створення видимого розриву електричного кола, що забезпечує безпеку працівників на вимкненій частині електроустановки, для робіт і оглядів. Керування роз’єднувачами може здійснюватися штангою ручного керування чи ручним приводом. Вимкнення роз’єднувача здійснюється з допомогою привода. Полюси роз’єднувача з’єднуються тягами, що складаються з наконечників і регульованих елементів таким чином, що вісь крайнього ізолятора забезпечує управління роз’єднувачем з допомогою привода ПРН-110М (ПРН-220М).

Розрядник QS типу РВС-35 УІ- розрядники вентильні серії РВС-35 призначені для захисту від атмосферних перенапруг ізоляції електрообладнання змінного струму частоти 50 і 60 Гц на клас напруги 35 кВ. Захисна дія розрядника обумовлено тим, що при появі небезпечного для ізоляції напруги відбувається пробій іскрового проміжку розрядника, а протікає через розрядник імпульсний струм внаслідок нелінійності робочого опору не створює небезпечного для ізоляції підвищення напруги. Розрядники РВС-35 виготовляються для роботи в мережах з будь-якою системою заземлення нейтралі. Розрядники розраховані на тривалу роботу в умовах закритих і відкритих електричних установок при температурі навколишнього середовища від мінус 40 ° до плюс 40 ° С і призначені для застосування на висоті до 1000 м над рівнем моря [2].

В ЗРУ-10 кВ розташовані шафи комплектних розподільних улаштувань типу КУ-10 Ц з вимикачами типу ВР-10, які наведені нижче у таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Шафи КУ-10Ц

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

Продовження таблиці 1.3

1	2	3	4
Шафа секційного вимикача	$I_{н зв ш} > I_{р макс}$ $I_{відклном} \approx I''$ $i_{дин} > i_{уд}$ $I^2_{m t_m} > B_k$	$I_{н зв ш} = 1600 \text{ А}$ $I_{відкл} = 20 \text{ кА}$ $i_{дин} = 52 \text{ кА}$ $I^2_{m t_m} = 20^2 \cdot 3 = 1800 \text{ кА}^2 \text{ с}$	
Шафа лінії, що відходить	$U_{ном} = U_{ном мереж}$ $I_{ном ш} > I_{р макс}$ $I_{н зв ш} > I_{р макс}$ $I_{відклном} \approx I''$ $i_{дин} > i_{уд}$ $I^2_{m t_m} > B_k$	10 кВ $I_n = 630 \text{ А}$ $I_{н зв ш} = 1600 \text{ А}$ $I_{відклном} = 20 \text{ кА}$ $i_{дин} = 52 \text{ кА}$ $I^2_{m t_m} = 20^2 \cdot 3 = 1800 \text{ кА}^2 \text{ с}$	ВР -10-20/630 УЗ

Шафа відхідних ліній має два відділення: верхнє і нижнє, відгороджених одна від одної металевою перегородкою і закриваються окремими замикаються дверцятами.

Шафи КУ-10Ц комплектуються трансформаторами струму ТОЛ-10. На ввідній шафі встановлюється ТОЛ-10-1500/5, на шафі секційного вимикача ТОЛ-10-1000/5, на шафах ліній, що відходять, ТОЛ-10-(100-500)/5.

На кабельних лініях встановлені трансформатори струму нульової послідовності типу ТЗЛ. У шафах трансформаторів напруги встановлені трансформатори типу 3хЗНОЛ.0.6-10-УІ з розрядниками РВО-10 УІ.

Шафа лінії, що відходить розрахований на приєднання до чотирьох кабелів 10 кВ перетином 3х240 мм² кожен. Висувним елементом шафи є повністю зібрана конструкція візка, встановленої на чотирьох колесах, на якій змонтовані вимикач ВК-10 з вбудованим пружинним приводом.

Шафи відхідних ліній обладнані стаціонарними заземлювальними роз'єднувачами з боку лінії, а шафи трансформаторів напруги мають заземлювальні роз'єднувачі з боку збірних шин.

1.3 Споживачі підстанції

З часів планів ГОЕРЛО підстанція розрослася і перетворилася на важливий розподільний енерговузол ліній 150 кВ. Загальна площа ПС 45000 м².

Даний район, де знаходиться знижувальна ПС, включає в себе об'єкти агропромислової зони та комунально-побутових споживачів, які в свою чергу живляться через розподільну мережу 10 кВ.

До цих об'єктів відносяться цементний завод, свиноферма, селище міського типу (сmt), гаражний кооператив, підприємство заготівлі зерна та інші.

За надійністю електропостачання споживачі району характеризуються наступним чином [1,3]:

- електроприймачі першої категорії знаходяться у цементному заводі, на помпових станціях, так як забезпечується споживання питною водою;

- електроприймачі другої категорії є на підприємстві заготівлі зерна, та фермах;

- решта споживачів належать до третьої категорії за надійністю електропостачання, до них відносяться житловий комплекс, гаражний кооператив.

Нижче розглянемо споживачів електричної енергії та розрахункове навантаження які наведенні в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Споживачі та розрахункове навантаження на стороні 10 кВ

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

Споживачі електроенергії на стороні 35кВ.

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

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

Таблиця 1.5 – Розрахункове навантаження на стороні 35 кВ

Назва ПС 35/10, кВ	Потужності		
	Активна $P_{роз}$, МВт	Реактивна $Q_{роз}$, Мвар	Повна $S_{роз}$, МВА
1	2	3	4
ПС1	3,5	2,3	4

Продовження таблиці 1.5

1	2	3	4
ПС2	5,5	4,0	6,6
ПС3	9,0	6,0	10,8
ПС4	6,5	4,0	7,9
Усього	24,5	16,3	29,3

Розглянуто споживачі електричної енергії на стороні 10 та 35 кВ. Розраховані активна, реактивна та повна потужності кожного споживача та загальні потужності на кожній стороні.

2 АНАЛІЗ ПОТЕНЦІЙНИХ МОЖЛИВОСТЕЙ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕНЕРГІЇ В МАГІСТРАЛЬНИХ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖАХ

В даний час немає чіткого обліку електроенергії на межі розділу балансової приналежності електричних мереж, змішуються виміряні і розраховані наближено величини, енергетичний баланс не відображає реального електроспоживання, потрібно значне підвищення точності вимірювання енергії. Намітилася тенденція зростання реактивних навантажень у тягових мережах, нові умови оплати за споживання реактивної енергії запобігає необхідності оцінки рівня втрат енергії.

Відповідно до діючих проектів на підстанціях проводиться облік активної та реактивної енергії. Цей облік здійснюється за допомогою індукційних лічильників САЗУ-І670М, СРЧУ-І673М та електронних лічильників Ф443АР. Застосування індукційних лічильників для вимірювання електроспоживання в тягових мережах, що володіють несиметрією і несинусоїдністю струмів і напруг призводить до істотної похибки при складанні енергетичного балансу.

Оплата втрат енергії за розрахунковими даними проводиться у разі встановлення лічильників електроенергії не на межі розділу балансової приналежності електромережі. Втрати електроенергії дільниці від межі розділу до місця встановлення лічильників електроенергії визначаються розрахунковим шляхом.

Останнім часом особливу актуальність отримала завдання визначення втрат енергії в тяговій мережі. При техніко-економічних розрахунках електроспоживання при існуючій системі обліку спільно використовуються виміряні та розраховані приблизно величини. У цих розрахунках відсоток втрат у тяговій мережі приймається орієнтовно, тому що лічильниками енергії в тяговій мережі визначити точне значення втрат енергії неможливо. Не викликає сумніву, що варіюючи величинами споживання енергії на тягу,

власні потреби підстанцій тощо. можна покрити будь-які проблеми при складанні загального енергетичного балансу.

Невизначеність у цьому питанні дозволяє списувати на звані «умовні» втрати, організаційно-економічні недоліки різних служб і підрозділів, залізниць. У цих умовах на ряді доріг втрати в тяговій мережі змінного струму оцінюють 10-15%, а в тяговій мережі постійного струму 15-25 %, у той час як дійсні втрати енергії в середньому відповідно становлять 2-3% і 4 -7%. Ускладнює ситуацію й та обставина, що на даний момент не існує достовірного методу розрахунку систем електропостачання, що ставить завдання щодо розробки такого методу на перший план.

Загальні втрати у системі тягового електропостачання визначаються за такою формулою:

$$\Delta W_{eч\%} = \frac{\sum_{i=1}^k \Delta W_n + \sum_{i=1}^l \Delta W_{кс} + \sum_{i=1}^m \Delta W_{вл}}{\sum WP} \cdot 100\%$$

де:

$\Delta W_{вл}$ - втрати енергії в лініях, що належать дистанції електропостачання ЕЧ;

ΔW_n - втрати в обладнанні підстанції;

WP - середнє протягом місяця значення втрат тягової підстанції;

$\Delta W_{кс}$ - втрати енергії у контактній мережі;

k, l, m – кількість приладів, що відповідають.

2.1 Втрати енергії у трансформаторах

Трансформатором називається статичний електромагнітний пристрій, що має дві або більше індуктивно-зв'язаних обмоток і призначений для перетворення за допомогою електромагнітної індукції електричної енергії в електричних мережах та установках. Силовий трансформатор є одним з найважливіших елементів кожної електричної мережі. Необхідність розподілу

енергії за різними напрямками між багатьма споживачами призводить до значного збільшення кількості окремих трансформаторів у порівнянні з числом генераторів.

Перетворення енергії в трансформаторі відбувається за допомогою магнітного поля за допомогою сердечника і обмотки. Перетворення енергії завжди супроводжується втратами, тому потужність P_2 , що віддається трансформатором споживачеві, завжди менше потужності P_1 , підведеної до нього. Відношення цих величин $\eta = P_2/P_1$ називають коефіцієнтом корисної дії (ККД). ККД трансформаторів дуже великий і більшість їх становить 98-99%, проте необхідність багаторазової трансформації енергії призводить до того, що загальні втрати енергії трансформаторів досягають істотних значень.

Втратами короткого замикання називаються втрати, що виникають у трансформаторі при номінальній частоті в одній з обмоток струму, що відповідає її номінальній потужності, при замкнутій коротко вторинній обмотці. Втрати короткого замикання можуть бути розділені на наступні складові:

- основні втрати в обмотках ПН та ВН, спричинені робочим струмом обмоток;
- Додаткові втрати від вихрових струмів, наведених полем розсіювання в обмотках;
- втрати у відводах між обмотками та введеннями;
- втрати в стінках бака та інших металевих елементах конструкції трансформатора

Режим роботи трансформатора при живленні однієї з його обмоток від джерела зі змінною напругою при розімкнутих інших обмотках називається режимом холостого ходу. Втрати, що виникають у трансформаторі в режимі холостого ходу при номінальній синусоїдальній напрузі на первинній обмотці і номінальній частоті, називаються втратами холостого ходу. Втрати холостого ходу трансформатора складаються з магнітних втрат, тобто втрат в активному матеріалі (сталі) магнітної системи, втрат у сталевих елементах

конструкції остова трансформатора, викликаних частковим відгалуженням головного магнітного потоку, основних втрат у первинній обмотці, викликаних струмом холостого ходу, та діелектричних втрат в ізоляції. Діелектричні втрати в ізоляції можуть грати роль тільки в трансформаторах, що працюють при підвищеній частоті, а в силових трансформаторах, розрахованих на частоту 50Гц, зазвичай малі і можуть не враховуватися. Основні втрати в первинній обмотці складають 1% втрат холостого ходу і зазвичай не враховуються. Магнітні втрати - втрати в активній сталі магнітної системи - складають основну частину втрат холостого ходу і можуть бути поділені на втрати від гістерези та вихрових струмів. Для сучасної холоднокатаної сталі втрати від гістерези становлять 25-35% а від вихрових струмів - 75-65% повних втрат.

Втрати холостого ходу трансформатора є постійними, не залежать від струму навантаження. Вони виникають у його магнітній системі протягом усього часу, коли він працює. Втрати короткого замикання змінюються зі зміною струму навантаження і залежить від графіка навантаження трансформатора.

Зменшення втрат холостого ходу досягається переважно шляхом широкого застосування холоднокатаної рулонної електротехнічної сталі з поліпшеними магнітними властивостями. Застосування цієї сталі, що має анізотропію магнітних властивостей і дуже чутливою до механічних пошкоджень при обробці, поєднується з істотною зміною конструкції магнітних систем. Зменшення втрат короткого замикання досягається зниженням щільності струму за рахунок збільшення маси металу в обмотках. При розробці трансформаторів виникає проблема обмеження додаткових втрат, що виникають від вихрових струмів, що наводяться магнітним полем розсіювання в обмотках, і від вихрових струмів та гістерези, що виникають в елементах конструкції трансформатора. Ці втрати у сумі можуть сягати 25-30% повних втрат короткого замикання. Як найбільш ефективні засоби для зменшення додаткових втрат застосовують: раціональне розміщення витків

обмоток для зменшення поперечної складової поля розсіювання, штучну локалізацію поля розсіювання за допомогою установки магнітних екранів з електротехнічної сталі та заміну деяких сталевих деталей деталями з немагнітних матеріалів. Надалі найбільш радикальним вирішенням цієї проблеми може бути знайдено шляхом заміни сталевих деталей, в яких виникають втрати від гістерезису і вихрових струмів, неметалевими або деталями з немагнітних матеріалів.

Розрахунок втрат у двообмотувальних трансформаторах. Для визначення втрат у двообмоточному трансформаторі необхідні такі дані:

а.) паспортні:

- номінальна потужність $S_{ном}$;
- втрати активної потужності в сталі $\Delta P_{ст}$;
- втрати активної потужності в міді $\Delta P_{мід}$;
- струм холостого ходу $I_{хх}$;
- напруга короткого замикання $U_{кз}$;

б.) споживання активної $W_{P\phi}$ і реактивної $W_{Q\phi}$ електроенергії за розрахунковий період;

в.) кількість часу роботи трансформатора за розрахунковий період T_n ;

р.) кількість часу роботи споживача за розрахунковий період T_p ;

При визначенні втрат послідовно визначаються:

а) середня фактична потужність трансформатора за розрахунковий період:

$$S_{\phi} = \sqrt{P_{\phi}^2 + Q_{\phi}^2}$$

$$P_{\phi} = \frac{WP_{\phi}}{T_p}; \dots Q_{\phi} = \frac{WQ_{\phi}}{T_p}$$

б) коефіцієнт завантаження:

$$k_3 = \frac{S_{\phi}}{S_{НОМ}};$$

в) втрати активної електроенергії

$$\Delta WP = \Delta P_{xx} \cdot T_H + \Delta P_{кз} \cdot k_3^2 \cdot T_p;$$

г) втрати реактивної електроенергії:

$$\Delta WQ = \Delta Q_{xx} \cdot T_H + \Delta Q_{кз} \cdot k_3^2 \cdot T_p$$

де:

$$\Delta Q_{xx} = S_{НОМ} \cdot \frac{I_{xx}}{100}$$

$$\Delta Q_{кз} = S_{НОМ} \cdot \frac{U_{xx}}{100}$$

Втрати в трансформаторах, які мають тягове навантаження:

а) втрати активної енергії кВт.год:

$$\Delta WP = \Delta P_{xx} \cdot T_H + \Delta P_{кз} \cdot k_3^2 \cdot k_{\phi}^2 \cdot T_p,$$

де $K_{\phi} = 1.1 - 1.3$ – коефіцієнт ефективності тягового навантаження.

б) втрати реактивної електроенергії:

$$\Delta WQ = \Delta Q_{xx} \cdot T_H + \Delta Q_{kз} \cdot k_3^2 \cdot k_{эф}^2 \cdot T_P.$$

Технічні дані деяких однофазних та трифазних двообмоточних трансформаторів зазначені в додатку.

Розрахунок втрат у триобмотувальних трансформаторах. Для розрахунку втрат електроенергії необхідні такі дані:

а) паспортні:

- номінальна потужність $S_{ном}$, кВА;
- потужність обмоток ВН, СН, ПН - $S_{вн}$, $S_{сн}$, $S_{пн}$, кВА;
- втрати потужності в міді обмоток $\Delta P_{вн}$, $\Delta P_{сн}$, $\Delta P_{пн}$, кВА;
- струм холостого ходу I_{xx} , %;
- втрати реактивної потужності при холостому ході, кВ:

$$\Delta Q_{xx} = S_{ном} \cdot \frac{I_{xx}}{100};$$

-напряга короткого замикання кожної обмотки, %:

$$U_{кв} = 0.5 \cdot (U_{вн-сн} + U_{вн-пн} - U_{сн-пн});$$

$$U_{кс} = 0.5 \cdot (U_{вн-сн} + U_{сн-пн} - U_{вн-пн});$$

$$U_{кп} = 0.5 \cdot (U_{вн-пн} + U_{сн-пн} - U_{вн-сн});$$

де: $U_{вн-пн}$, $U_{сн-пн}$, $U_{вн-сн}$ – відповідно напруги короткого замикання між обмотками.

- реактивна потужність, що споживається обмотками:

$$\Delta Q_{вн} = S_{вн} \cdot \frac{U_{кв}}{100};$$

$$\Delta Q_{сн} = S_{сн} \cdot \frac{U_{кс}}{100};$$

$$\Delta Q_{нн} = S_{нн} \cdot \frac{U_{кн}}{100};$$

- споживання активної ($WP_{вн}$, $WP_{сн}$, $WP_{нн}$), кВт.год та реактивної ($WQ_{вн}$, $WQ_{сн}$, $WQ_{нн}$), квар.год електроенергії, що пройшла за розрахунковий період через обмотки визначаються за показаннями розрахункових лічильників на стороні високої та низької напруг:

$$WP_{вн} = WP_{сн} + WP_{нн};$$

$$WQ_{вн} = WQ_{сн} + WQ_{нн};$$

- кількість часу роботи трансформатора за розрахунковий період T_n ;

- кількість часу роботи споживача за розрахунковий період T_r ;

При розрахунку послідовно визначаються:

а) фактична потужність кожної обмотки трансформатора за розрахунковий період:

$$S_{фвн} = \sqrt{P_{фвн}^2 + Q_{фвн}^2};$$

$$S_{фсн} = \sqrt{P_{фсн}^2 + Q_{фсн}^2};$$

$$S_{\text{фнн}} = \sqrt{P_{\text{фнн}}^2 + Q_{\text{фнн}}^2};$$

де:

$$P_{\text{фвн}} = \frac{WP_{\text{фвн}}}{T_p}; \quad Q_{\text{фвн}} = \frac{WQ_{\text{фвн}}}{T_p};$$

$$P_{\text{фсн}} = \frac{WP_{\text{фсн}}}{T_p}; \quad Q_{\text{фсн}} = \frac{WQ_{\text{фсн}}}{T_p};$$

$$P_{\text{фнн}} = \frac{WP_{\text{фнн}}}{T_p}; \quad Q_{\text{фнн}} = \frac{WQ_{\text{фнн}}}{T_p}.$$

б) коефіцієнт завантаження кожної з обмоток:

$$k_{\text{звн}} = \frac{S_{\text{фвн}}}{S_{\text{вн}}};$$

$$k_{\text{зсн}} = \frac{S_{\text{фсн}}}{S_{\text{сн}}};$$

$$k_{\text{знн}} = \frac{S_{\text{фнн}}}{S_{\text{нн}}}.$$

в) втрати активної енергії:

$$\Delta WP = \Delta P_{\text{хх}}^2 \cdot T_{\text{н}} + (k_{\text{звн}}^2 \cdot \Delta P_{\text{вн}} + k_{\text{зсн}}^2 \cdot \Delta P_{\text{сн}} + k_{\text{знн}}^2 \cdot \Delta P_{\text{нн}}) \cdot T_p;$$

г) втрати реактивної енергії:

$$\Delta WQ = \Delta Q_{xx}^2 \cdot T_H + (k_{3вн}^2 \cdot \Delta Q_{вн} + k_{3сн}^2 \cdot \Delta Q_{сн} + k_{3нн}^2 \cdot \Delta Q_{нн}) \cdot T_p.$$

Для тягового трансформатора тягової підстанції змінного струму:

в) втрати активної енергії:

$$\Delta WP = \Delta P_{xx}^2 \cdot T_H + (k_{3вн}^2 \cdot \Delta P_{вн} + k_{3сн}^2 \cdot \Delta P_{сн} + k_{3нн}^2 \cdot \Delta P_{нн}) \cdot k_{эф}^2 \cdot T_p;$$

г) втрати реактивної енергії:

$$\Delta WQ = \Delta Q_{xx}^2 \cdot T_H + (k_{3вн}^2 \cdot \Delta Q_{вн} + k_{3сн}^2 \cdot \Delta Q_{сн} + k_{3нн}^2 \cdot \Delta Q_{нн}) \cdot k_{эф}^2 \cdot T_p.$$

2.2 Втрати енергії в мережі

Тягова мережа складається з чотирьох складових: контактної та рейкової мереж, що живлять та відсмоктують проводи. Живлять і відсмоктуючий провід виконують у вигляді повітряних або кабельних ліній. Рейкова мережа є сукупністю ниток ходових рейок. Контактна мережа складається з безлічі проводів різних типів, з'єднаних між собою різними способами, і призначена для передачі електричної енергії до локомотивів, що рухаються шляхом безпосереднього контакту їх з струмоприймачами.

У світі розвиток отримали дві системи тягового електропостачання: системи постійного та змінного струму. Існує безліч варіантів передачі енергії до локомотивів, але в Україні застосування знайшли тільки три: система постійного струму, напругою 3.3 кВ, частотою 1.5 Гц; система однофазного змінного струму 25 кВ, 50 або 60 Гц та система змінного струму з екрануючими підсилюючими проводами ЕУП-27.5 кВ. А також проводиться

економічне обґрунтування переходу на систему змінного струму 2*25 кВ, де потужність передається більш високою напругою 50 кВ. З боку втрат тягова мережа змінного струму краще, так як потужність передається підвищеним значенням напруги, тому втрати в такій системі нижче.

Живлення тягової мережі на одноколіїних ділянках здійснюється за односторонньою та двосторонньою схемами живлення. При односторонньому живленні локомотиви отримують енергію від однієї тягової підстанції, і струм I , споживаний локомотивом надходить з одного боку, а при двосторонньому живленні від двох, і струм I , споживаний локомотивом, надходить до нього з двох сторін, і складається з струмів I_1 та I_2 . Значення I_1 і I_2 обернено пропорційні відстані від локомотива до відповідної тягової підстанції. Зі збільшенням струму у проводах контактної мережі зростають втрати напруги та електроенергії. Так при односторонньому живленні втрати потужності дорівнюють $\Delta P = I^2 \cdot R \cdot l$, а втрати напруги $\Delta U = I \cdot R \cdot l$. При двосторонньому живленні втрати потужності дорівнюють $\Delta P = R \cdot l \cdot I^2 / 2$, а втрати напруги $\Delta U = I / 2 \cdot R \cdot l$. З погляду втрат двостороннє живлення краще, але з погляду надійності гірше, тому що при виникненні пошкодження контактної мережі з ладу вийде вся ділянка, а на змінному струмі можуть виникати перетікання потужності, так як напруги на шинах суміжних тягових підстанцій різні. Від розміру втрат залежить напруга на струмоприймачі локомотива, яке впливає на швидкість руху: чим більше втрати і менше напруга на струмоприймачі, тим нижче швидкість, яку може розвинути локомотив. Крім того, зниження напруги для моторвентилятора може призвести до того, що він знизить свої обороти, зменшиться потік охолоджуючого повітря і двигун перегріватиметься. У зв'язку з цим за умовами пропускної спроможності встановлено норми напруги: на постійному струмі $U_{хв} = 2.7$ кВ, а на змінному $U_{хв} = 21$ кВ. Зниження втрат енергії в контактній мережі дає економію споживаної електроенергії.

Живлення двоколієних ділянок зазвичай здійснюють двосторонньою схемою живлення. Застосовуються такі схеми живлення: роздільна схема живлення, вузлова схема та паралельна схема живлення.

При роздільному живленні колій кожна контактна підвіска отримує енергію від тягових підстанцій незалежно одна від одної. Втрати енергії в цьому випадку аналогічні одноколієній ділянці.

При встановленні поста секціонування утворюється вузлова схема живлення, коли кожен локомотив в нормальних умовах отримує енергію від обох тягових підстанцій по контактних мережах обох шляхів, що за інших рівних умов забезпечує менші втрати енергії та напруги в мережі.

Найбільш економічною є схема паралельного з'єднання контактних підвісок колій, яке здійснюють у кількох місцях на ділянці між тяговими підстанціями за допомогою спеціальних пунктів паралельного з'єднання ППЗ. При цьому краще вирівнюються навантаження окремих шляхів і більше знижуються втрати напруги та енергії, ніж за вузлової схеми. Особливо ефективно паралельне з'єднання контактних мереж шляхів на ділянках, де застосовують рекуперацію електричної енергії, так як рекуперується енергія відразу передається локомотивам на інших шляхах. При схемі, що розглядається, у разі необхідності також можуть бути встановлені пости секціонування.

Втрата енергії в тяговій мережі для кожної міжпідстанційної зони визначається таким чином:

$$\Delta W_{TC} = \Delta W_{TC1} + \Delta W_{TC2};$$

де: ΔW_{TC1} - активні втрати в тяговій мережі, які викликані перебігом активної та реактивної складової струмів електровозів;

ΔW_{TC2} - активні втрати в тяговій мережі, які спричинені протіканням зрівняльних струмів (лише на змінному струмі).

Розрахунок втрат енергії у тяговій мережі постійного струму.

а) Вузлова схема живлення:

$$\Delta W_{TC1} = r_1 \cdot W_{PM}^2 \cdot \left(\frac{18.5}{N} + 0.003 \cdot l \right) \cdot 10^{-3}, \text{ тис. кВт.год};$$

б) Паралельне з'єднання (за наявності посту секціонування і не менше двох пунктів паралельного з'єднання):

$$\Delta W_{TC1} = r_2 \cdot W_{PM}^2 \cdot \left(\frac{31.7}{N} + 0.006 \cdot l \right) \cdot 10^{-3}, \text{ тис. кВт.год};$$

в) Двостороннє живлення одноколійної ділянки:

$$\Delta W_{TC1} = r_1 \cdot W_{PM}^2 \cdot \left(\frac{31.7}{N} + 0.006 \cdot l \right) \cdot 10^{-3}, \text{ тис. кВт.год};$$

г) Консольне живлення одноколійної ділянки:

$$\Delta W_{TC1} = r_1 \cdot W_{PM}^2 \cdot \left(\frac{110}{N} + 0.016 \cdot l \right) \cdot 10^{-3}, \text{ тис. кВт.год.}$$

Розрахунок втрат енергії у тяговій мережі змінного струму.

а) Вузлова схема живлення:

$$\Delta W_{TC1} = r_1 \cdot W_{PM}^2 \cdot \left(\frac{150}{N} + 0.014 \cdot l \right) \cdot 10^{-6}, \text{ тис. кВт.год};$$

б) Паралельне сполучення шляхів:

$$\Delta W_{TC1} = r_2 \cdot W_{PM}^2 \cdot \left(\frac{314}{N} + 0.22 \cdot l \right) \cdot 10^{-6}, \text{ тис. кВт.год};$$

в) Консольне живлення одноколійної ділянки:

$$\Delta W_{TC1} = r_1 \cdot W_{PM}^2 \cdot \left(\frac{1850}{N} + 0.92 \cdot l \right) \cdot 10^{-6}, \text{ тис. кВт.год};$$

г) Двостороннє живлення одноколійної ділянки:

$$\Delta W_{TC1} = r_1 \cdot W_{PM}^2 \cdot \left(\frac{820}{N} + 0.155 \cdot l \right) \cdot 10^{-6}, \text{ тис. кВт.год}.$$

Втрати енергії на багатоколійних ділянках визначаються як сума втрат на одноколійних ділянках. Приблизно втрати електроенергії на міжпідстанційній зоні визначаються за втратами суміжних підстанцій, з урахуванням відношення довжин та кількості шляхів ділянки, що розглядається, а також суміжних з нею міжпідстанційних зон, які живляться від даної підстанції.

У розглянутих вище формулах прийнято такі позначення:

r_1 - питомий активний опір одноколійної ділянки, Ом/км;

r_2 - питомий активний опір двоколійної ділянки, Ом/км;

N - середнє число пар поїздів дільниці;

l - довжина міжпідстанційної зони, км;

W_{PM} - місячне споживання електроенергії поїздами на міжпідстанційній зоні, тис. кВт.год;

$$W_{PM} = W_{P1OT} + W_{P1OT} - (W_{P1\Gamma} + W_{P2\Gamma});$$

де:

W_{P1OT}, W_{P2OT} – активна енергія, відпущена в тягову мережу першою та другою підстанцією відповідно;

$W_{P1Г}, W_{P2Г}$ - активна енергія, генерована в енергосистему через фідера першої та другої підстанції відповідно.

Розрахунок втрат енергії від зрівняльних струмів. Для приблизної оцінки втрат у контактній мережі від зрівняльних струмів можна використати формулу:

$$\Delta W_{TC2} = \frac{W_{P1Г}^2 + W_{Q1Г}^2}{U_{cp1}^2 \cdot T_n} \cdot R_e + \frac{W_{P2Г}^2 + W_{Q2Г}^2}{U_{cp2}^2 \cdot T_n} \cdot R_e;$$

де: $W_{P1Г}, W_{P2Г}$ - активна енергія, генерована в енергосистему через фідера першої та другої підстанції відповідно;

$W_{Q2Г}, W_{Q2Г}$ - реактивна енергія, генерована в енергосистему через фідера першої та другої підстанції відповідно;

R_e - активний опір всієї тягової мережі міжпідстанційної зони, Ом (при двоколіній ділянці вважаємо, що контактна мережа з'єднана паралельно, а опір рейки ділимо навпіл);

U_{cp} - середня напруга фідерів тягових підстанцій, кВ;

T_n - звітний період, год.

2.3 Втрати енергії у лініях

На електрифікованих лініях є живильні та відсмоктувальні дроти, лінії для живлення нетягових споживачів – трифазні на 6 або 10 кВ на дорогах постійного струму та одна або дві фази лінії ДПР на дорогах змінного струму, дроти зворотного струму на ділянках з відсмоктуючими трансформаторами, лінії СЦБ, хвилеводні дроти, дроти групового заземлення, а також дроти ліній напругою до 1000 В, призначені для освітлення різних об'єктів.

Схеми розташування проводів різних повітряних ліній на консольних залізобетонних опорах мережі показано на рисунку 2.1.

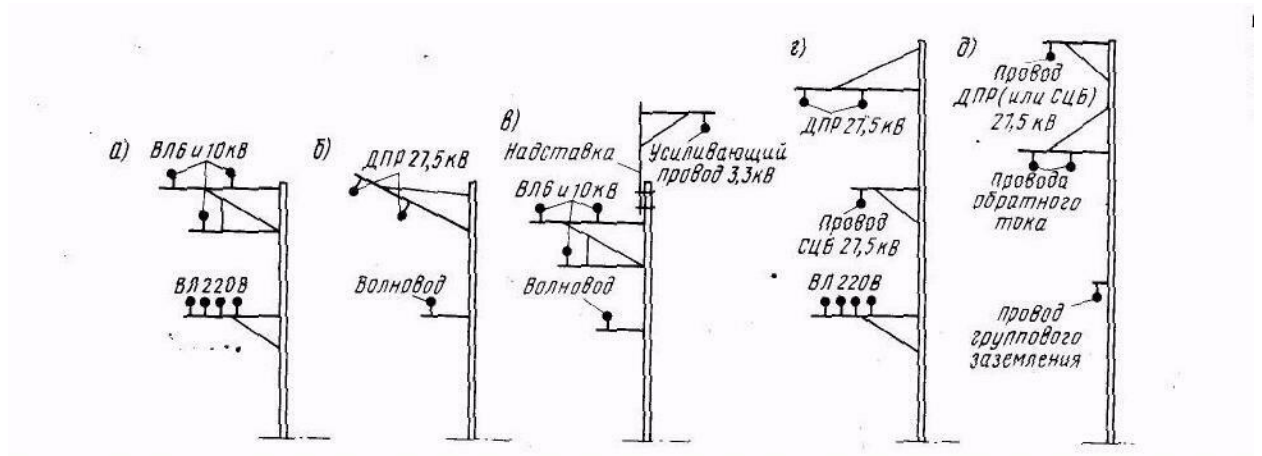


Рисунок 2.1 – Схеми розташування проводів різних повітряних ліній на консольних залізобетонних опорах мережі

Конкретні схеми розміщення різних проводів залежать від робочої висоти опори та типу конструкції, що підтримує контактну підвіску, - консоль, жорстка або гнучка поперечка. Як приклади на рис.1 наведено кілька найбільш часто зустрічаються схем розташування проводів. На (рис. 2.1, а та в) показано розміщення проводів на дорозі постійного струму, а (рис. 2.1, б, г і д) на дорогах змінного струму.

Живильні лінії від тягових підстанцій до контактної мережі зазвичай виконують повітряними і дуже рідко кабельними. Загальна площа перерізу проводів живильних ліній повинна бути не менше, ніж всіх дротів контактної мережі, до якої приєднана ця лінія.

Розрахунок втрат енергії у повітряних лініях. Для визначення втрат електроенергії у проводах необхідні такі дані:

а) каталожні:

- довжина лінії L , км;
- наведений активний опір 1км лінії r_0 , Ом/км;
- наведений реактивний опір 1км лінії x_0 , Ом/км;

- б) активна енергія W_P (кВт.год) та реактивна енергія W_Q (квар.год), яка проходить по лінії, приймається за розрахунковими лічильниками;
- в) кількість часу роботи лінії за розрахунковий період T_H ;
- г) номінальна напруга лінії U_H , кВ;

При визначенні втрат електроенергії у проводах лінії послідовно визначаються:

- а) активний опір лінії R_e , Ом:

$$R_e = r_0 \cdot L;$$

- б) реактивний опір лінії X_e , Ом:

$$X_e = x_0 \cdot L;$$

- в) середній струм у лінії I_{cp} , А:

$$I_{cp} = \frac{\sqrt{W_P^2 + W_Q^2}}{U_H \cdot T_H \cdot \sqrt{3}};$$

- г) втрати енергії у всіх трьох фазах лінії:

- Втрати активної енергії, кВт.год :

$$\Delta W_P = 3 \cdot I_{cp}^2 \cdot R_e \cdot T_H \cdot 10^{-3}.$$

- Втрати реактивної енергії, квар.год:

$$\Delta W_Q = 3 \cdot I_{cp}^2 \cdot X_{\varepsilon} \cdot T_H \cdot 10^{-3}$$

Деякі дані щодо опорів повітряних ліній зазначені в додатку.

Розрахунок втрат енергії у лініях ДПР. У зв'язку з тим, що ДПР має відпаювання через 1,5 - 2 км для підключення КТП залізничних споживачів, лінія ДПР є лінією з відбором потужності по довжині. Тому застосування методу розрахунку для ЛЕП у чистому вигляді для даного випадку неприпустимо.

Для визначення втрат енергії у проводах необхідні такі дані:

а) каталожні:

- довжина лінії до приєднання L_i , км;
- наведений активний опір 1км лінії r_0 , Ом/км;
- наведений реактивний опір 1км лінії x_0 , Ом/км;
- вибірка всіх типів та номінальних потужностей встановлених КТП, ТП, ОМ, за паспортними даними яких визначаються WP_{xx} , $WP_{кз}$;

б) кількість годин роботи кожного приєднання за розрахунковий період T_H ;

в) номінальна напруга лінії U_H , кВ;

Втрати енергії визначаються за формулами:

- активної енергії до трифазного приєднання i , кВт.год:

$$\Delta W_{PLi} = \frac{W_{PLi}^2 + W_{QLi}^2}{U_H^2 \cdot T_{Hi}} \cdot \left(\frac{2}{3} R_e + R_p \right) \cdot L_i \cdot 10^{-3} + \Delta W_{PTPi};$$

- реактивної енергії до трифазного приєднання i , квар.

$$\Delta W_{QLi} = \frac{W_{PLi}^2 + W_{QLi}^2}{U_H^2 \cdot T_{Hi}} \cdot \left(\frac{2}{3} X_e + X_p\right) \cdot L_i \cdot 10^{-3} + \Delta W_{QTPi};$$

- активної енергії до однофазного приєднання і, кВт.год:

$$\Delta W_{PLi} = \frac{W_{PLi}^2 + W_{QLi}^2}{U_H^2 \cdot T_{Hi}} \cdot \left(\frac{1}{3} R_e + R_p\right) \cdot L_i \cdot 10^{-3} + \Delta W_{PTPi};$$

- реактивної енергії до трифазного приєднання і, квар.

$$\Delta W_{PLi} = \frac{W_{PLi}^2 + W_{QLi}^2}{U_H^2 \cdot T_{Hi}} \cdot \left(\frac{1}{3} \cdot X_e + X_p\right) \cdot L_i \cdot 10^{-3} + \Delta W_{QTPi};$$

де: R_p, X_p - активний та реактивний опір рейки.

R_e, X_e - активний і реактивний опір фази лінії ДПР.

$W_{PLi} = W_{Pi} + \Delta W_{Pi}$ – активна енергія, що передається лініями, з урахуванням втрат у трансформаторах КТП.

$W_{QLi} = W_{Qi} + \Delta W_{Qi}$ – реактивна енергія, яка передається лініями, з урахуванням втрат у трансформаторах КТП.

Сумарні втрати енергії в лінії ДПР:

$$\Delta W_P = \sum_{i=1}^k \Delta W_{PLi};$$

$$\Delta W_Q = \sum_{i=1}^k \Delta W_{QLi}.$$

2.4 Аналіз існуючих методик розрахунку

Аналіз методики розрахунку трансформаторів. Існуюча методика розрахунку втрат енергії спрощена, вона легка у застосуванні і вимагає великих досліджень. Але такий розрахунок дає неточні відомості про втрати енергії, що не є актуальним у сьогоденних умовах енергоринку. У цій методиці розрахунку не враховується термін роботи трансформаторів, проведені ремонти та технічні обслуговування їх, а також не враховуються перегріву, що трапилися з ними. Все це призводить до старіння обладнання, внаслідок чого втрати холостого ходу і втрати короткого замикання насправді вище, ніж зазначені заводом виробником. Тому реальні втрати енергії в трансформаторах будуть більшими. Розглянемо це на прикладі:

Розрахунок триобмотувального трансформатора.

Нехай тягова підстанція А, на якій розміщені тягові трансформатори марки ТДТНЖ - 40000/110, має наступні характеристики: місячні втрати енергії $W_{Pф} = 1500$ тис.кВт.год., $W_{Qф} = 1035$ тис.квар.год., районне навантаження $W_{Pr} = 400$ тис.кВт.год., $W_{Qr} = 150$ тис.квар.год. Тяговий трансформатор характеризується $\Delta P_{xx} = 39$ кВт, $\Delta P_{кз} = 200$ кВт, напруги короткого замикання між обмотками $U_{вн-сн} = 18$, $U_{вн-нн} = 10.5$, $U_{сн-нн} = 6.8$.

Втрати реактивної потужності трансформатора при холостому ході:

$$\Delta Q_{xx} = 40 \cdot \frac{1}{100} = 0.4 \text{ тис.квар.год.}$$

Напруги короткого замикання кожної обмотки трансформатора, %

$$U_{кв} = 0.5 \cdot (18 + 10.5 - 6.8) = 10.85$$

$$U_{кс} = 0.5 \cdot (18 + 6.8 - 10.5) = 7.15$$

$$U_{кн} = 0.5 \cdot (10.5 + 6.8 - 18) = -0.35$$

Реактивна потужність, яка споживається обмотками трансформатора при повному навантаженні:

$$\Delta Q_{вн} = 40 \cdot \frac{10,85}{100} = 4,34 \text{ тис.квар.год,}$$

$$\Delta Q_{сн} = 40 \cdot \frac{7,15}{100} = 2,86 \text{ тис.квар.год,}$$

$$\Delta Q_{нн} = -40 \cdot \frac{0,35}{100} = -0,14 \text{ тис.квар.год.}$$

Споживання електроенергії, що пройшла за розрахунковий період через обмотки, визначається за показниками розрахункових лічильників на стороні середньої та низької напруги трансформатора:

$$WP_{сн} = WP_{\phi} = 1500 \text{ тис.кВт.год,}$$

$$WP_{нн} = WP_p = 400 \text{ тис.кВт.год,}$$

$$WP_{вн} = 1900 \text{ тис.кВт.год,}$$

$$WQ_{сн} = WQ_{\phi} = 1035 \text{ тис.квар.год,}$$

$$WQ_{нн} = WQ_p = 150 \text{ тис.квар.год,}$$

$$WQ_{вн} = 1185 \text{ тис.квар.год.}$$

Фактична потужність кожної обмотки трансформатора за даними фактичного споживання активної та реактивної електроенергії за розрахунковий період:

$$P_{фвн} = \frac{1900}{24 \cdot 30} = 2,4 \text{ тис.кВт} \quad Q_{фвн} = \frac{1185}{24 \cdot 30} = 1,65 \text{ тис.квар}$$

$$P_{фсн} = \frac{400}{24 \cdot 30} = 0,56 \text{ тис.кВт} \quad Q_{фсн} = \frac{150}{24 \cdot 30} = 0,21 \text{ тис.квар}$$

$$P_{фнн} = \frac{1500}{24 \cdot 30} = 2,08 \text{ тис.кВт} \quad Q_{фнн} = \frac{1035}{24 \cdot 30} = 1,44 \text{ тис.квар}$$

$$S_{фвн} = \sqrt{2,64^2 + 1,65^2} = 3,11 \text{ тис.кВА}$$

$$S_{фнн} = \sqrt{1,08^2 + 1,44^2} = 2,53 \text{ тис.кВА}$$

$$S_{фсн} = \sqrt{0,56^2 + 0,21^2} = 0,594 \text{ тис.кВА.}$$

Коефіцієнт завантаження кожної з обмоток трансформатора:

$$k_{звн} = \frac{3,11}{40} = 0,0778;$$

$$k_{знн} = \frac{0,594}{40} = 0,0149;$$

$$k_{зсн} = \frac{2.53}{40} = 0.0633;$$

Втрати активної електроенергії:

$$\Delta WP = 0.039 \cdot 24 \cdot 30 + (0.07782 \cdot 0.1 + 0.01492 \cdot 0.05 + 0.06332 \cdot 0.05) \cdot 24 \cdot 30 \cdot 1.12 = 28.8 \text{ тис.кВт.год},$$

Втрати реактивної електроенергії:

$$\Delta WQ = 0.4 \cdot 24 \cdot 30 + (0.07782 \cdot 4.34 + 0.01492 \cdot 2.86 - 0.06332 \cdot 0.14) \cdot 24 \cdot 30 \cdot 1.12 = 311 \text{ тис.квар.год}.$$

У зв'язку з тим, що трансформатори мають великий термін служби понад нормативний, і виробили вже свій ресурс, то в цих умовах паспортні значення ΔP_{xx} і $\Delta P_{кз}$ приблизно на 10% вище ніж номінальні втрати, закладені заводом виробником, а струм холостого ходу лежить в межах $I_{xx} = 1.1 \div 1.2$. Тоді для нашого випадку $P_{xx} = 42.9$ кВт і $P_{кз} = 220$ кВт.

У такому разі реальні значення втрат енергії матимуть значення:

$$\Delta Q_{xx} = 40 \cdot \frac{1.2}{100} = 0.48 \text{ тис.квар.год}.$$

Втрати активної електроенергії:

$$\Delta WP^* = 0.0429 \cdot 24 \cdot 30 + (0.07782 \cdot 0.1 + 0.01492 \cdot 0.05 + 0.06332 \cdot 0.05) \cdot 24 \cdot 30 \cdot 1.12 = 31.6 \text{ тис.кВт.год}.$$

Втрати реактивної електроенергії:

$$\Delta WQ^* = 0.48 \cdot 24 \cdot 30 + (0.07782 \cdot 4.34 + 0.01492 \cdot 2.86 - 0.06332 \cdot 0.14) \cdot 24 \cdot 30 \cdot 1.12$$

$$= 368.55 \text{ тис.квар.год.}$$

Відсоток неврахованих втрат:

$$\Delta WP_{\%} = \frac{\Delta WP^* - \Delta WP}{\Delta WP^*} \cdot 100 = 8.86, \%$$

$$\Delta WQ_{\%} = \frac{\Delta WQ^* - \Delta WQ}{\Delta WQ^*} \cdot 100 = 15.6, \%$$

Розрахунок двообмотувального трансформатора.

Нехай тягова підстанція В, на якій розміщені тягові трансформатори марки ТРДП - 12500 / 35 ЖУ1, має наступні характеристики: місячні втрати енергії $WP_{\phi} = 800$ тис.кВт.год., $WQ_{\phi} = WP_{\phi} \cdot t_{\delta} = 400$ тис.квар. год. Тяговий трансформатор характеризується $\Delta P_{xx} = 18.7$ кВт, $\Delta P_{кз} = 96$ кВт, $S_n = 11400$ кВА.

Втрати реактивної потужності трансформатора при холостому ході:

$$\Delta Q_{xx} = 12,5 \cdot \frac{0,9}{100} = 0.113 \text{ тис.квар.год.}$$

Втрати реактивної потужності трансформатора при короткому замиканні:

$$\Delta Q_{кз} = 12,5 \cdot \frac{10,5}{100} = 1,31 \text{ тис.квар.год.}$$

Середня фактична потужність трансформатора за даними фактичного споживання активної та реактивної електроенергії за розрахунковий період:

$$P_{\phi} = \frac{800}{24 \cdot 30} = 1,11 \text{ тис.кВт}$$

$$Q_{\phi} = \frac{400}{24 \cdot 30} = 0,56 \text{ тис.квар,}$$

$$S_{\phi} = \sqrt{1,11^2 + 0,56^2} = 1,24 \text{ тис.кВА}$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$\kappa_3 = \frac{1240}{11400} = 0,109 .$$

Втрати активної електроенергії:

$$\Delta WP = 0,0187 \cdot 24 \cdot 30 + 0,1092 \cdot 0,096 \cdot 24 \cdot 30 \cdot 1,12 = 14,5 \text{ тис.кВт.год,}$$

Втрати реактивної електроенергії:

$$\Delta WQ = 0,113 \cdot 24 \cdot 30 + 0,1092 \cdot 1,31 \cdot 24 \cdot 30 \cdot 1,12 = 94,9 \text{ тис.квар.год.}$$

Реальні значення втрат енергії при підвищених випадках $\Delta P_{xx} = 20,57$ кВт і $\Delta P_{k3} = 115,6$ кВт матимуть значення:

$$\Delta Q_{xx} = 12,5 \cdot \frac{1,1}{100} = 0,1375 \text{ тис.квар.год.}$$

Втрати активної електроенергії:

$$\Delta WP^* = 0,02057 \cdot 24 \cdot 30 + 0,1092 \cdot 0,096 \cdot 24 \cdot 30 \cdot 1,12 = 15,8 \text{ тис.кВт.год.}$$

Втрати реактивної електроенергії:

$$\Delta WQ^* = 0.1375 \cdot 24 \cdot 30 + 0.1092 \cdot 1.31 \cdot 24 \cdot 30 \cdot 1.12 = 112.56 \text{ тис.квар.год.}$$

Відсоток неврахованих втрат:

$$\Delta WP_{\%} = \frac{\Delta WP^* - \Delta WP}{\Delta WP^*} \cdot 100 = 15,69, \%$$

$$\Delta WQ_{\%} = \frac{\Delta WQ^* - \Delta WQ}{\Delta WQ^*} \cdot 100 = 8,23, \%$$

Результати розрахунків двообмотувального ТРДП – 12500/35 ЖУ1 та триобмотувального ТДТНЖ-40000/110 трансформаторів наведені у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати розрахунків двообмотувального ТРДП – 12500/35 ЖУ1 та триобмотувального ТДТНЖ-40000/110 трансформаторів

Тип трансформатора		ТДТНЖ - 40000/110	ТРДП – 12500/35 ЖУ1
Розраховані втрати	ΔWP , тис.кВт.год	28,8	14,5
	ΔWQ , тис.квар.год	311	94,9
Реальні втрати	ΔWP^* , тис.кВт.год	31,6	15,8
	ΔWQ^* , тис.квар.год	368,55	112,56
Відсоток не- врахованих втрат	$\Delta WP\%$, %	8,86	15,69
	$\Delta WQ\%$, %	15,6	8,23

Висновок: для більш точного розрахунку втрат енергії в трансформаторах необхідно включити до розрахунку деякий коефіцієнт, який буде враховувати поточний стан трансформатора.

2.5 Аналіз методики розрахунку втрат енергії у мережі

Запропонована вище методика розрахунку втрат енергії в тяговій мережі є спрощеним, усередненим варіантом розрахунку, який включає в себе малу кількість параметрів, що характеризують тягову мережу.

Дана методика розрахунку є неточною, тому що в ній не враховується швидкість руху поїздів, що проходять по цій ділянці, напруга на струмоприймачі, струми, що споживаються поїздами, інтервал між ними, а також не враховується режим ведення поїздів, профіль шляху, що вносить суттєву похибку під час розрахунків втрат енергії. Ці умови легко можна врахувати, використовуючи уточнені методики розрахунку і особливо існуючі програми на ЕОМ, які значною мірою полегшують розрахунок і мають високу точність.

Розглянемо це на прикладі:

Розрахунок втрат енергії у ТЗ постійного струму.

Розглянемо ділянку з консольною схемою живлення довжиною 10км з підвіскою ПБСМ-95 +2МФ-100, для якої значення питомого активного опору становить $r_0 = 0.094$ Ом/км. Показаннями вимірювального лічильника встановлено місячне споживання активної енергії поїздами, яке становить $W_{рм} = 229$ тис.кВт.год.

За розглянутою вище формулою за середньої кількості пар поїздів на ділянці $N=48$ втрати енергії на цій ділянці рівні:

$$\Delta W_{TC1} = r_1 \cdot W_{PM}^2 \cdot \left(\frac{110}{N} + 0.016 \cdot l \right) \cdot 10^{-3}, \text{ тис.кВт.год,}$$

$$\Delta W_{TC1} = 0,094 \cdot 229^2 \cdot \left(\frac{110}{48} + 0,016 \cdot 10\right) \cdot 10^{-3} = 12,09, \text{ тис.кВт.год,}$$

Виходячи з можливих графіків руху, ділянка може бути мінімально-завантаженою, середньо-завантаженою і максимально-завантаженою.

У разі мінімального режиму ведення поїздів на ділянці знаходиться лише один поїзд. У цьому випадку розрахунок втрат енергії в контактній мережі при консольному живленні шляху матиме такий вигляд:

Витрата енергії на тягу:

$$W_{PM} = W_{\Pi} + \Delta W_{\Pi};$$

де:

W_{Π} – витрати енергії поїздами;

ΔW_{Π} – втрати енергії у контактній мережі.

$$W_{\Pi} = I \cdot N \cdot \frac{l}{v} \cdot U_{\Pi};$$

$$\Delta W_{\Pi} = I^2 \cdot \frac{l}{v} \cdot \frac{r_0}{2} \cdot l;$$

де:

I – струм поїзда, що проходить дільницею,

N – кількість пар поїздів,

l – довжина ділянки,

v – швидкість руху поїзда,

r_0 – питомий опір тягової мережі,

U_{Π} – середня напруга на струмоприймачі поїзда.

$$W_{II} = I \cdot 48 \cdot \frac{10}{35} \cdot 3000 = 41142,86 \cdot I$$

$$\Delta W_{II} = I^2 \cdot \frac{10^2}{35} \cdot \frac{0,094}{2} \cdot 48 = 6,45 \cdot I^2$$

Підставивши ці значення вираз витрати енергії на тягу отримаємо:

$$229000000 = 41142,86 \cdot I + 6,45 \cdot I^2$$

Розв'язавши це квадратне рівняння, отримаємо значення струму поїздів:

$$I = 640,6, \text{ А}$$

В результаті отримано значення втрат енергії за мінімального режиму пропуску поїздів:

$$\Delta W_{II} = (6,45 \cdot 640,6^2) \cdot 10^{-6} = 2,645, \text{ тис. кВт.год}$$

При максимальному режимі на ділянці може бути деяка кількість поїздів, що прямують з мінімальним міжпоїздним інтервалом τ , який для ділянок постійного струму дорівнює 8хв.

Для розрахунку максимальної кількості поїздів дільницею користуються формулою:

$$n_0 = \frac{l}{v \cdot \tau} = \frac{10}{35 \cdot 0,133} = 2,15$$

З цього випливає, що ймовірність того, що на ділянці буде три поїзди дорівнює $p = 0,15$, а якщо буде два поїзди $p = 0,85$. Тому маємо два випадки:

- 1) коли дільницею проходить три поїзди – максимальний режим,
- 2) коли дільницею проходить два поїзди – мінімальний режим.

При максимальному режимі у разі проходження трьох поїздів втрати енергії в контактній мережі розраховуються за такою формулою:

$$\Delta W_{\max} = I^2 \cdot L_{cp} \cdot \frac{l}{v} \cdot r_0 \cdot \sum_{n_0=1}^{n_0} n_0^2 = k_{\max} \cdot I^2;$$

де:

L_{cp} – середня відстань до положення поїзда,

I – струм поїзда, що проходить дільницею,

l – довжина ділянки,

v – швидкість руху поїзда,

r_0 – питомий опір тягової мережі.

$$\sum_{n_0=1}^{n_0} n_0^2 = 1^2 + 2^2 + 3^2 = 14$$

$$L_{cp} = \frac{l_1 + l_2 + l_3 + l_4}{2}$$

де: l_1, l_2, l_3, l_4 – відстань до поїздів.

$$l_1 = 0 \text{ км};$$

$$l_4 = 10 \text{ км};$$

$$l_3 = l_4 - v \cdot \tau = 10 - 35 \cdot 0.133 = 5.33 \text{ км};$$

$$l_2 = l_3 - v \cdot \tau = 5.33 - 35 \cdot 0.133 = 0.67$$

$$L_{cp} = \frac{0 + 0.67 + 5.33 + 10}{2} = 8 \text{ км};$$

Підставивши ці значення отримаємо:

$$\Delta W_{\max} = I^2 \cdot 8 \cdot \frac{10}{35} \cdot 0.094 \cdot 14 = 3.008 \cdot I^2.$$

У разі проходження двох поїздів втрати енергії в контактній мережі розраховуються за формулою:

$$\Delta W_{\min} = I^2 \cdot L_{cp} \cdot \frac{l}{v} \cdot r_0 \cdot \sum_{n_0=1}^{n_0} n_0^2 = k_{\min} \cdot I^2;$$

$$\sum_{n_0=1}^{n_0} n_0^2 = 1^2 + 2^2 = 5;$$

$$L_{cp} = \frac{l_1 + l_2 + l_3}{2};$$

де: l_1, l_2, l_3 – відстань до поїздів.

$$l_1 = 0 \text{ км};$$

$$l_3 = n_0 \cdot v \cdot \tau = 2 \cdot 35 \cdot 0.133 = 9.31 \text{ км};$$

$$l_2 = l_3 - v \cdot \tau = 9,31 - 35 \cdot 0.133 = 4,655 \text{ км};$$

$$L_{cp} = \frac{0 + 4,655 + 9,31}{2} = 6,9825 \text{ км.}$$

Підставивши ці значення отримаємо:

$$\Delta W_{\max} = I^2 \cdot 6,9825 \cdot \frac{9,31}{35} \cdot 0.094 \cdot 5 = 0,873 \cdot I^2.$$

Загальні втрати енергії на ділянці:

$$\Delta W_{II} = (k_{\min} \cdot 0.85 + k_{\max} \cdot 0.15) \cdot I^2 \cdot \frac{N}{n_0}$$

$$\Delta W_{II} = (0.873 \cdot 0.85 + 3.008 \cdot 0.15) \cdot I^2 \cdot \frac{48}{2.15} = 26.64 \cdot I^2$$

Витрата енергії поїздами:

$$W_{II} = I \cdot N \cdot \frac{l}{v} \cdot U_{II},$$

де:

I – струм поїзда, що проходить дільницею,

N – кількість пар поїздів,

l – довжина ділянки,

v – швидкість руху поїзда,

r_0 – питомий опір тягової мережі,

U_{II} – середня напруга на струмоприймачі поїзда.

$$W_{II} = I \cdot 48 \cdot \frac{10}{35} \cdot 3000 = 41142,86 \cdot I.$$

Підставимо ці значення у формулу витрати енергії на тягу:

$$W_{PM} = W_{II} + \Delta W_{II}$$

$$229000000 = I \cdot 41142,86 + I^2 \cdot 26,64.$$

Вирішивши це квадратне рівняння отримаємо сумарне значення струмів споживачів:

$$I = 2259,7, \text{ А}$$

Середній струм одного поїзда:

$$I_n = \frac{I}{n_0}.$$

$$I_n = \frac{2259,7}{2,15} = 1051, \text{ А}$$

В результаті отримано значення втрат енергії при максимальному навантаженні:

$$\Delta W_{II} = (26,64 \cdot 1051^2) \cdot 10^{-6} = 29,4 \text{ тис.кВт.год.}$$

Результати розрахунків тягової мережі постійного струму консольної схеми живлення наведені у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Результати розрахунків тягової мережі постійного струму консольної схеми живлення

Методика розрахунку	Існуюча методика	Запропонована методика	
		Мін. режим	Макс. режим
Втрати енергії, тис. кВт.год.	12,09	2,645	29,4

Висновок: на відміну від існуючого розрахунку, у запропонованому розрахунку враховується графік руху поїздів, порядок пропуску їх, а також значення струму споживачів та напруга на вході. В результаті запропонованого розрахунку отримано межі можливих втрат енергії залежно від режиму навантаження, а в існуючому розрахунку визначаються середні втрати, що не відповідають реальності. Тому слід удосконалити розрахункові формули для подальшого обліку цих додаткових факторів.

У реальних умовах робота, пов'язана з вивченням та дослідженням різних процесів у системі тягового електропостачання, є очевидними труднощами, так як це вимагає великих фінансових і тимчасових витрат для підготовки експериментів на ділянках електропостачання та їх окремих елементів, в умовах нормальних і аварійні режими. Тепер, з появою програми Electronics Workbench, з'явилася можливість проводити всі необхідні дослідження, не стикаючись з наведеними вище труднощами, що дозволить моделювати ділянки залізниці і вивчати стаціонарні і перехідні процеси, що відбуваються в них.

Система схемотехнічного моделювання Electronics Workbench призначена для моделювання та аналізу електричних схем.

Програма Electronics Workbench дозволяє моделювати аналогові, цифрові та цифро-аналогові схеми великого ступеня складності. Наявні в програмі бібліотеки включають великий набір широко поширених електронних компонентів. Параметри компонентів можна змінювати у широкому діапазоні значень.

Широкий набір приладів дозволяє проводити вимірювання різних величин, задавати вхідні дії, будувати графіки. Особливістю програми є те, що всі прилади зображуються у вигляді максимально наближеному до реального, тому працювати з ними просто і зручно.

Прості компоненти описуються набором параметрів, значення яких можна змінювати безпосередньо з клавіатури, активні елементи – моделлю, що є сукупністю параметрів та описує конкретний елемент або його ідеальне уявлення. Модель вибирається зі списку бібліотек компонентів.

Найбільш точним методом визначення втрат енергії є метод з використанням обчислювальної техніки за допомогою імітаційного моделювання ділянок тягової мережі як постійного так і змінного струму на ЕОМ. Такі моделі відображають практично всі процеси, що відбуваються на ділянці і враховують багато параметрів тягової мережі (струми поїздів, напруги на тягових підстанціях, опору рейки, несучого та контактного проводу, швидкість руху поїздів, інтервал між ними, режим пропуску, час руху, довжину ділянок). За допомогою такої моделі у будь-який момент часу імітації можна дуже швидко отримати значення падіння напруги, середню напругу, втрати напруги, втрати потужності, втрати енергії, витрати енергії на ділянці. Розрахунки на таких моделях є більш точними і не займають великого часу при імітуванні. Результат імітації програма виводить на монітор. Така імітаційна модель має зовнішній вигляд, який представлений на рисунку 2.2.

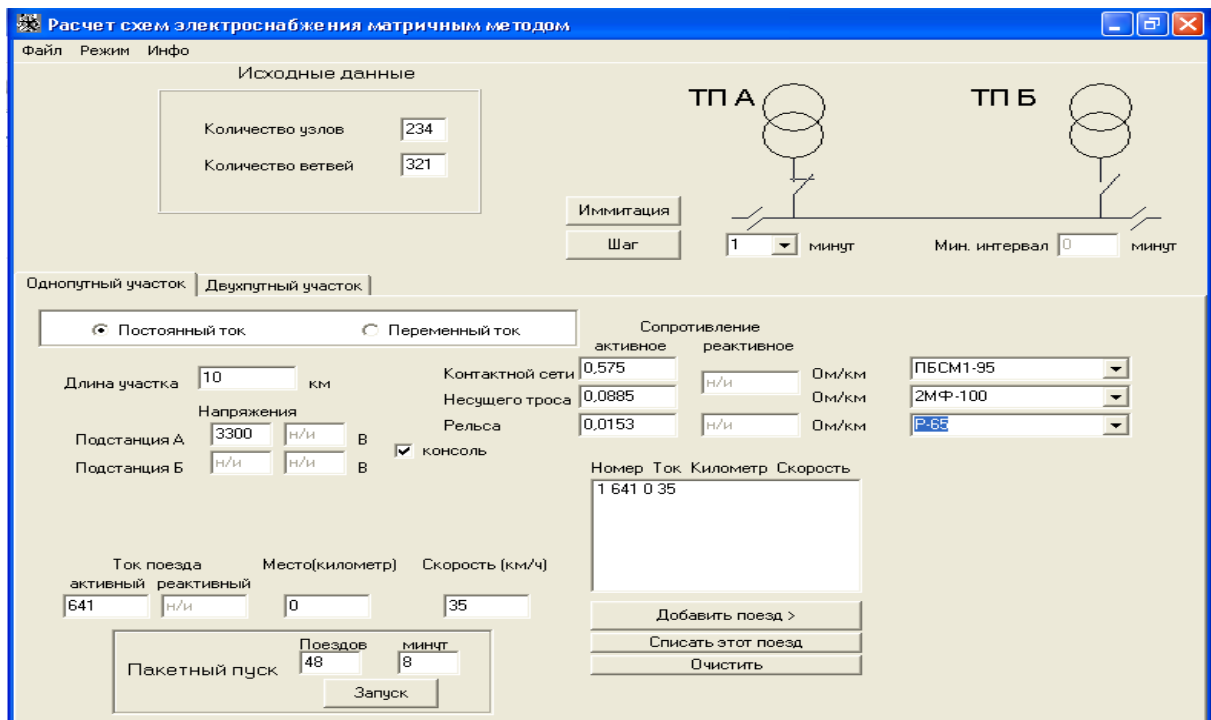


Рисунок 2.2 – Зовнішній вигляд імітаційної моделі

Результати імітації на такій моделі видаються у вигляді вікна, зображеного на рисунку 2.3.

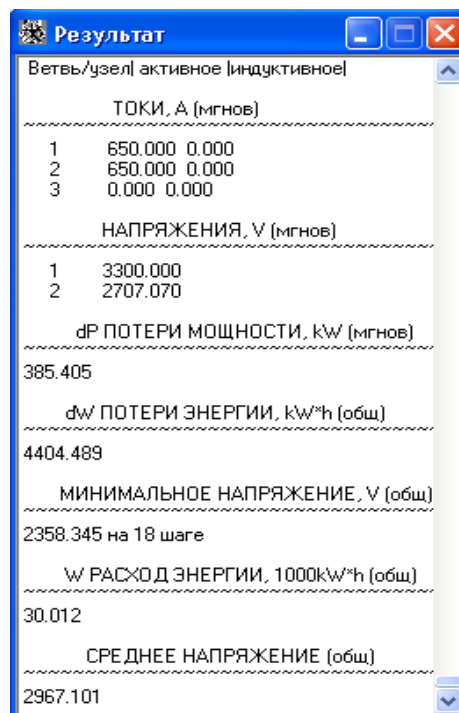


Рисунок 2.3 – Загальний вид виведення на екран результату дослідження мережі на імітаційній моделі

За допомогою такої моделі легко можна досліджувати ділянку постійного струму з консольною схемою живлення, використовуючи дані про величину струмів споживачів, що знаходяться на даній ділянці. Результати такого дослідження представлені у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Результати дослідження консольної ділянки

Струм поїзда	Досліджувані параметри			
	V, км/год.	τ , мін.	ΔW_{TC} , тис.кВт.год	$U_{\text{мін}}$, кВ
Мінімальний режим				
640,6	35	–	2,548	2,715
Максимальний режим				
1051	35	8	11,5	1,78

Використовуючи імітаційну модель, можна побачити, як залежать втрати енергії від різних факторів. Результати таких досліджень представлені у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Втрати енергії від різних факторів

Струм споживача	Досліджувані параметри				
	τ , мін.	ΔW_{TC} , тыс.кВт.год	$U_{\text{мін}}$, кВ	$U_{\text{ср}}$, кВ	N, пар
650	8	4,405	2,36	2,97	48
700	8	5,11	2,285	2,94	48
900	8	8,444	2,0	2,84	48
900	8	5,8	2,196	2,95	48
900	8	8,478	2,196	2,95	70
900	15	3,9	2,53	3,1	48
1300	8	17,62	1,42	2,634	48

Як видно з таблиці, зі збільшенням струму споживачів, а також при збільшенні пар споживачів зростають втрати енергії, при цьому зменшується напруга в живлячій мережі. Зі збільшенням швидкості руху поїздів відбувається зменшення втрат енергії, а також збільшується рівень напруги в тяговій мережі. При збільшенні інтервалу на ділянці знаходиться менша кількість споживачів, внаслідок чого зменшуються втрати енергії, і збільшується рівень напруги.

Зі сказаного вище очевидно, істотний вплив додаткових факторів на втрати енергії. У зв'язку з цим необхідно удосконалити методики розрахунків втрат енергії, впроваджуючи в них формул, які будуть враховувати ці фактори.

3 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ РЕМОНТУ ТА ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ

Розробка графіка планово - попереджувального ремонту електрообладнання

Сучасний стан розподільчих та живлячих електричних мереж України, потребує значних покращень основних техніко-економічних характеристик та виконання різних видів робіт (реконструкції, модернізації чи технічного переоснащення), що обумовлено наступними причинами:

- висока ступінь фізичного і морального старіння (зношення) електрообладнання (термін експлуатації якого сягає 45 років та більше);

- значні втрати електричної енергії (як чисто технічні, так і комерційні) до 15 %;

- низький рівень автоматизації об'єктів електричних мереж. Перераховані недоліки стану мережі 10(6) кВ знижують (погіршують) індекс середньої тривалості відключень (SAIDI) та індекс середньої частоти відключень у системі (SAIFI) міжнародних показників надійності електропостачання споживачів. Тому реальна тривалість перерв електропостачання в Україні сягає від 580 до 870 хвилин, тоді як у країнах ЄС – до 40 хвилин [25].

Технічний стан об'єктів електричних мереж створює передумови до аварійних відключень з тривалим знеструмленням споживачів та населених пунктів, що в свою чергу може призвести до надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру, загрози енергетичній безпеці держави, зростання соціальної напруги серед населення. На сьогодні розподільні електричні мережі напругою 10(6) кВ майже вичерпали резерв пропускної здатності, мають надзвичайно низький рівень автоматизації, дистанційне управління обмежене застосуванням застарілого обладнання в РП (ТП), мережі, як правило, дуже розгалужені, мають значну протяжність, секціонування їх практично всюди забезпечується лінійними роз'єднувачами, а застосування сучасних реклоузерів не поширене. Тобто, електричні мережі, їх схеми та обладнання у сучасному стані концептуально не адаптовані до вимог, які стоять перед сферою енергозабезпечення.

У процесі експлуатування устаткування зношується. Але цей знос повинен бути відшкодований шляхом зміни обладнання, яке вийшло з ладу, або шляхом часткового відшкодування зносу шляхом проведення ремонту. Організація ремонтного господарства і технічного обслуговування обладнання базується на системі планово-попереджувальних ремонтів (ППР), яка успішно використовується вітчизняною промисловістю.

Основні положення цієї системи встановлені стандартами України. Для виконання всіх робіт з організації обслуговування обладнання та інших

видів основних фондів на підприємстві створюється служба з ремонту відновлювальними базами, цехами, отримавши назву ремонтного господарства.

Системою ППР обладнання називається сукупність запланованих заходів з огляду обслуговування та ремонту обладнання. Основною ціллю цих заходів є запобігання прогресуючого зносу, попередження аварій, і як наслідок, підтримка обладнання у працездатному стані.

Система ППР охоплює наступні види ремонтів:

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

Технічне обслуговування – це комплекс операцій з підтримки працездатності обладнання.

Сюди входить ліквідування виникаючих дрібних зіпсувань, повсякденний огляд за станом обладнання та підтримки правил його експлуатування [24].

Періодичні огляди виконуються з ціллю виявлення дефектів в роботі обладнання. Вони охоплюють: промивку обладнання, заміну масла, перевірку точності роботи, контролю, випробування і т.д.

Планові ремонти поділяють на:

- поточні, середні і капітальні.

При поточному ремонті змінюються відновлюються швидкозношувальні вузли та деталі, і виконується регулювання обладнання.

При середньому ремонті виконується заміна деталей, термін служби яких не перевищує періоду між двома середніми ремонтами. Ці ремонти виконуються без знання обладнання з фундаменту. Простій агрегату дозволяється в межах 0,6 днів на одну ремонтну одиницю.

Капітальний ремонт передбачає заміну усіх зношених деталей, повний розбір, регулювання і промивку обладнання. Це самий складний вид

планових ремонтів. Усі види ремонтів виконуються спеціалізованим ремонтним персоналом.

Для визначення точного строку та виду ремонтних робіт планують графік ППР, який відображає:

- перелік всього встановленого на ділянці обладнання, його потужність та категорію ремонтної складності;
- календарні строки та вид ремонтних робіт, які виконуються на протязі календарного періоду;
- трудомісткість ремонтних робіт на ділянці.

Періодичність ремонту та трудомісткість обладнання визначаємо за довідниковими даними [21, 23] та нормативами трудомісткості однієї ремонтної одиниці. Нормативи періодичності, тривалості та трудомісткості поточного та капітального ремонту енергетичного обладнання по обладнанню ПС «Вузлова – 150 кВ» наведено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Нормативи періодичності, тривалості та трудомісткості поточного та капітального ремонту енергетичного обладнання

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

Загальна трудомісткість, враховуючи кількість обладнання, людино-годин:

$$T = (T_{pn} \cdot 8640 / \Pi_n + T_{pk} \cdot 8640 / \Pi_k) \cdot n, \quad (3.1)$$

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

Π_n, Π_k – періодичність поточного та капітального ремонту відповідно;

n – кількість одиниць електрообладнання.

Результати розрахунків наведено у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Загальна трудомісткість ремонту

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

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

Розрахунок приведено нижче у таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Загальна трудомісткість техоглядів

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

Сумарна трудомісткість ремонтів та техоглядів складає:

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

Розрахунок чисельності електроремонтного персоналу

Чисельність електроремонтного персоналу розраховується за нормами обслуговування та робочими місцями.

Спискова чисельність визначається за формулою:

$$R_{cn} = \frac{T_{заг}}{\Phi_k}, \quad (3.2)$$

де $T_{заг}$ – загальна трудомісткість ремонтних робіт по графіку ППР, нормо-год;
 Φ_k – корисний фонд часу одного робітника, год.

$$\Phi_k = P_{роб} \cdot t \cdot \left(1 - \frac{k}{100}\right), \quad (3.3)$$

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

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

t – тривалість робочої зміни, годин.

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

За формулою (3.2) визначаємо спискову чисельність:

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

Тобто для обслуговування підстанції достатньо 2 робітника. Для цілодобового обслуговування приймаємо графік роботи – «день-ніч-48». За таким графіком необхідно створити 2 бригади, тобто необхідна кількість робітників – 4 осіб.

Розрахуємо річний фонд заробітної плати електроремонтного персоналу.

Витрати на оплату праці включають:

- основний заробіток відповідно до кваліфікації виконавців та умов праці;

- додаткову зарплату, що враховує премії, доплати за нічний час та ін. У розрахунку величину додаткової зарплати приймаємо 70% від тарифного заробітку виконавців;

- єдиний соціальний внесок ЄСВ – відрахування на соціальні заходи, у пенсійний фонд, медичне страхування, фонд зайнятості. Розміри таких відрахувань регламентуються державою й можуть змінюватися згодом. Приймаємо дійсну величину на 2017 рік – 22% від суми основної та додаткової зарплати персоналу.

$$\Phi ЗП = 1,22 \cdot 1,7 \cdot \bar{c} \cdot 12 \cdot R \quad (3.4)$$

де \bar{c} - мінімальна заробітна плата, у 2017р. 3200 грн./місяць, в погодинному перерахунку 19,34 грн./годину.

$$\Phi ЗП = 1,22 \cdot 1,7 \cdot 3200 \cdot 12 \cdot 8 = 637132,8 \text{ грн.}$$

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

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

Потрібна кількість на рік основних матеріалів на ремонт і технічне обслуговування електричного обладнання та електричних мереж

розраховується на підставі трудомісткості річного плану ППР і норм витрат матеріалів на 100 люд·год. трудомісткості ремонту і технічного обслуговування, наведених в [23].

Річна потреба у матеріалах для кожного виду електричного обладнання та електричних мереж цеху визначається за формулою:

$$N^i = 0,01 \cdot H^i \cdot T, \quad (3.5)$$

де H^i – норма витрат матеріалів на 100 люд·год. трудомісткості ремонту і технічного обслуговування електричного обладнання та електричних мереж цеху;

T^i – річна планова трудомісткість ремонту чи технічного обслуговування електричного обладнання та електричних мереж цеху, люд · год.

Розрахунок потрібної на рік кількості основних матеріалів на ремонт і технічне обслуговування електричного обладнання та електричних мереж та вартості основних матеріалів, необхідних на рік для ремонту електричного обладнання та електричних мереж приведений в таблиці 3.4.

Вартість основних матеріалів, необхідних для ремонту технічного обслуговування електричного обладнання та електричних мереж визначається за формулою:

$$B^i = C^i \cdot N^i, \quad (3.6)$$

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

Кошторис затрат на ремонт електричного обладнання складається щорічно на кожен вид ремонтних робіт і включає в себе такі статті затрат:

1. Затрати на основні матеріали
2. Основна зарплата робітників
3. Додаткова зарплата робітників

4. Нарахування на зарплату (згідно законодавства)
5. Загальновиробничі витрати
6. Адміністративні витрати

Таблиця 3.4 – Розрахунок потрібної кількості і вартості основних матеріалів на ремонт трансформаторів

Найменування матеріалів	Один. виміру	Норма витрат матеріалів на 100 люд* годин трудомісткості			Річна потреба в матеріалах			Ціна за один. матеріалу, грн.	Вартість матеріалів, грн.		
		К	П	ТО	К	П	ТО		К	П	ТО
Силові трансформатори											
Чорні метали	кг.	15	15	1,5	36,0	36,0	4,3	10,5	378,0	378,0	45,4
Метизи	кг.	1,65	1,65	0,16	4,0	4,0	0,5	22,5	89,1	89,1	10,4
Кольорові метали і сплави	кг.	9,84	9,84	0,98	23,6	23,6	2,8	18,0	425,1	425,1	50,8
Кабельні вироби	кг.	36	36	3,6	86,4	86,4	10,4	18,0	1555,2	1555,2	186,6
	м.	1	1	0,1	2,4	2,4	0,3	4,0	9,6	9,6	1,2
Електро ізоляційні матеріали	кг.	5,89	5,89	0,59	14,1	14,1	1,7	9,0	127,2	127,2	15,3
	м.	37,15	37,15	3,72	89,2	89,2	10,7	7,0	624,1	624,1	75,0
Лакофарбові матеріали	кг.	2,8	2,8	0,28	6,7	6,7	0,8	18,0	121,0	121,0	14,5
Хімікати	кг.	5,02	5,02	0,5	12,0	12,0	1,4	9,0	108,4	108,4	13,0
Всього:									3437,7	3437,7	412,1
Не враховані матеріали									343,8	343,8	41,2
Підсумок									3781,5	3781,5	453,3

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

Розрахунок кошторису затрат на виконання ремонтних робіт і проведення технічного обслуговування електричного обладнання приведений в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Кошторис витрат на ремонт електрообладнання

Найменування статей витрат	Всього витрат, грн.
Основні витрати на матеріали	8016,3
Основна та додаткова заробітна плата з нарахуваннями	637132,8
Загальновиробничі витрати в розмірі 120 % від фонду основної заробітної плати	764560
Адміністративні витрати в розмірі 10 % від фонду основної заробітної плати	63713
Всього витрат	1473422
Прибуток (15%)	221013
Вартість ремонтних робіт за внутрішніми планово-розрахунковими цінами	1694435

Кошторис витрат на ремонт електрообладнання є одним з основних техніко-економічних показників ремонту та технічного обслуговування електричного обладнання.

ВИСНОВКИ

У роботі проведено аналіз навантаження трансформаторної підстанції.

Сьогодення змушує пришвидшувати розвиток і технічне переозброєння електричних мереж, вдосконалювати системи управління режимами обліку електроенергії, знаходити новітні технології для визначення втрат в мережах. Дійсно, застаріле обладнання, фізичний і моральний знос засобів обліку електроенергії, невідповідність встановленого обладнання переданої потужності негативно впливають на рівень втрат.

Тобто, на тлі змін господарського механізму в енергетиці, кризи економіки в країні проблема зниження втрат електроенергії в електричних мережах не тільки не втратила свою актуальність, а навпаки висунулася в одну з задач забезпечення фінансової стабільності енергопостачальних організацій.

У роботі показано загальну характеристику підстанції, показана її характеристика, загальне обладнання, а також представлено характеристику споживачів підстанції. Про ведено аналіз потенційних можливостей зменшення втрат енергії в магістральних електромережах. При цьому розглянуто втрати у трансформаторах, втрати енергії в мережі, лініях, а також проаналізовано існуючі методики розрахунку втрат енергії у мережі. Одним із пунктів було представлення удосконаленої методики розрахунку втрат енергії у мережі. Дана методика дозволяє більш точно враховувати втрати енергії, що у подальшому дозволить удосконалити систему нормування цих втрат.

У представлений роботі, крім того, проведено оцінку техніко-економічних показників ремонту та технічного обслуговування електричного обладнання.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Ермилов, А. А. Электроснабжение промышленных предприятий/ А. А. Ермилов. — М.: Энергоатомиздат, 1983. — 208.
2. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций: учебник/Л.Д. Рожкова, В.С.Козулин, Москва. Энергоатомиздат. 1987г.- 246с.
3. Правила улаштування електроустановок. Четверте видання, перероблене й доповнене — Х.: Вид-во «Форт», 2011.— 736 с.
4. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика. Гмурман В.Е. — М.: Высш. Школа, 2000. — 480 с.
5. Мілютіна, О.С. Статистичний аналіз графіків навантаження трансформаторної підстанції/ О.С. Мілютіна, С.А. Левченко // Вісник НТУ «ХП». Серія: Механіко – технологічні системи та комплекси. – Харків : НТУ «ХП», 2017.- № 16 (1238). – С. 48-53./ Бібліогр.: 10 назв.- ISSN 2079-5459
6. Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок М.: Высшая Школа, 1990. - 363 с
7. Воротницкий, В.Э. Нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях: результаты, проблемы, пути решения. ОАО «НТЦ электроэнергетики».; ВНИИЭ; 2007. – 256с
8. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов.Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – 4-е изд., перераб. и доп. – М.:Энергоатомиздат, 1989.- 608с.
9. Железко Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. - М.: НУ ЭНАС, 200-2. - 280с.
10. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов.- М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592с.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

23. Спиридонов В. В. Система планово-предупредительных ремонтов. – М. Л.: Стандартизация и рационализация 1934. — 86с.

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

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

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

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

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

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

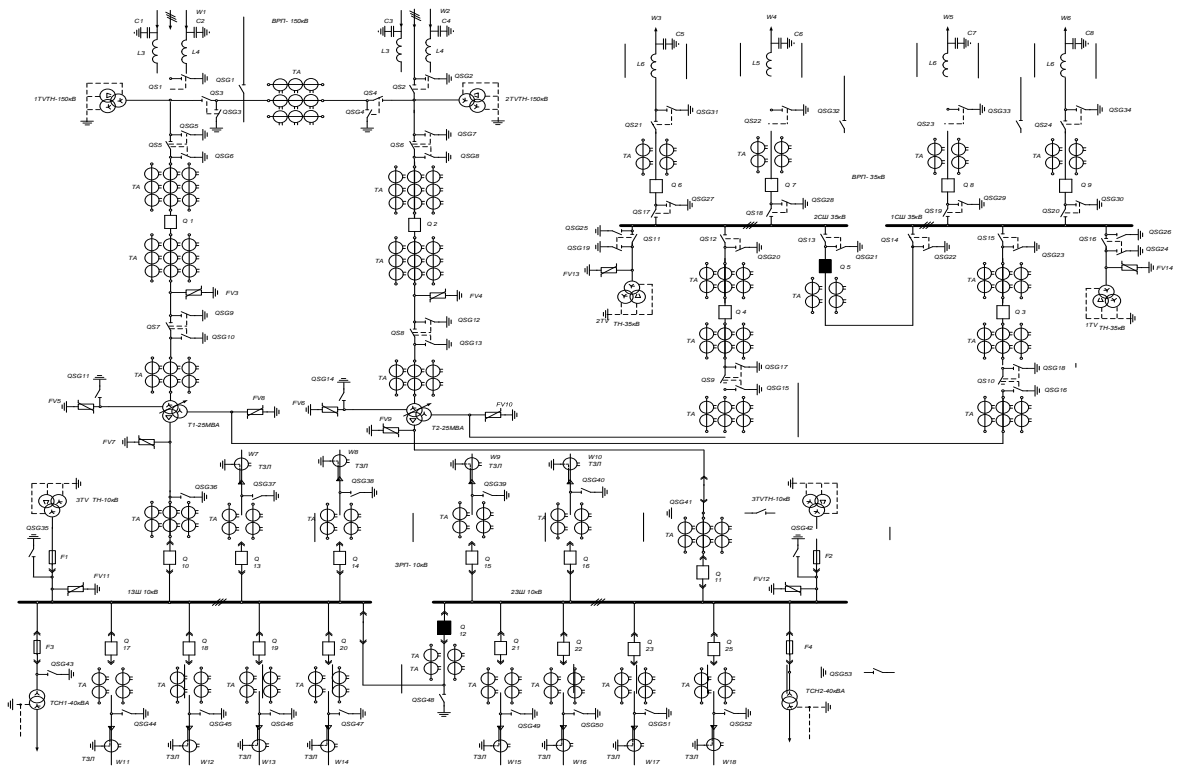
30. НПАОП 40.1-1.01-97 «Правила безпечної експлуатації електроустановок»

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

Додаток А

Демонстраційні матеріали до дипломної роботи

Однолінійна схема підстанції 150 кВ



Електричні апарати для ВРП-150 кВ

Найменування апарата	Умови вибору та перевірки	Каталожні дані
Вимикач ЛТВ-170DI	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$ $I_{ном} > I_{ном\ роз}$ $I_{відклном} \approx I'$ $I_{дин} > i_{y\delta}$ $I_m^2 \cdot t_m > B_k$	170 кВ 3150 А 31,5 А 85 кА $31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Роз'єднувач РНД 3.2-150/1000 У1 РНД 3.1-150/1000 У1	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$ $I_{ном} > I_{ном\ роз}$ $I_{дин} > i_{y\delta}$ $I_m^2 \cdot t_m > B_k$	150 кВ 1000 А 100 кА $40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформатор струму ТФЗМ-150-Б1	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$ $I_{ном} > I_{ном\ роз}$ $I_{дин} > i_{y\delta}$ $I_m^2 \cdot t_m > B_k$	150 кВ 600 А 63 кА $28^2 \cdot 3 = 2352 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформатор напруги 3хНКФ-150-58 У1	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$ $S_{ном2} > S_{2p}$	150 кВ 600 ВА клас точності 0,5
Розрядник ОПН - 150	$U_{ном} = U_{ном\ мереж}$	150 кВ

Електричні апарати напругою 35 кВ

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

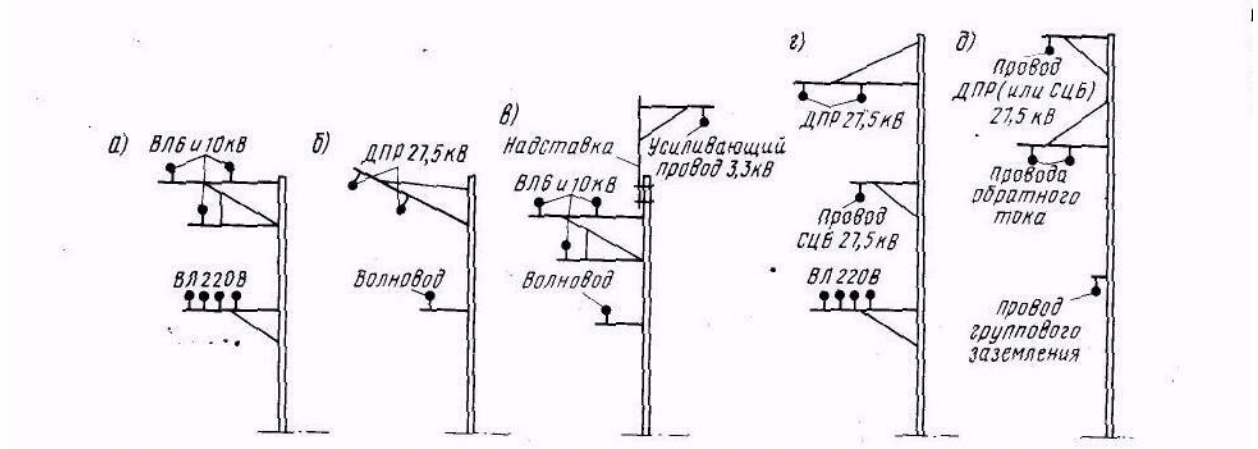
Споживачі та розрахункове навантаження на стороні 10 кВ

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

Розрахункове навантаження на стороні 35 кВ

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

Схеми розташування проводів різних повітряних ліній на консольних залізобетонних опорах мережі



Результати розрахунків двообмотувального ТРДП – 12500/35 ЖУ1 та триобмотувального ТДТНЖ-40000/110 трансформаторів

Тип трансформатора		ТДТНЖ - 40000/110	ТРДП – 12500/35 ЖУ1
Розраховані втрати	ΔW_P , тис.кВт.год	28,8	14,5
	ΔW_Q , тис.квар.год	311	94,9
Реальні втрати	ΔW_P^* , тис.кВт.год	31,6	15,8
	ΔW_Q^* , тис.квар.год	368,55	112,56
Відсоток не- врахованих втрат	$\Delta W_P\%$, %	8,86	15,69
	$\Delta W_Q\%$, %	15,6	8,23

Результати розрахунків тягової мережі постійного струму консольної схеми живлення

Методика розрахунку	Існуюча методика	Запропонована методика	
		Мін. режим	Макс. режим
Втрати енергії, тис. кВт.год.	12,09	2,645	29,4

Зовнішній вигляд імітаційної моделі

Расчет схем электроснабжения матричным методом

Файл Режим Инфо

Исходные данные

Количество узлов

Количество ветвей

Имитация

Шаг минут

ТПА

Мин. интервал минут

Однопутный участок | Двухпутный участок

Постоянный ток Переменный ток

Длина участка км

Напряжения Подстанция А В В

Подстанция Б В В

консоль

Ток поезда активный реактивный Место(километр) Скорость (км/ч)

Пакетный пуск поездов минут

Сопротивление активное реактивное Ом/км

Контактной сети Ом/км

Несущего троса Ом/км

Рельса Ом/км

ПБСМ1-95

2МФ-100

P-65

Номер Ток Километр Скорость

1 641 0 35

Загальний вид виведення на екран результату дослідження мережі на імітаційній моделі

Ветвь/узел активное индуктивное	
ТОКИ, А (мгнов)	
1	650.000 0.000
2	650.000 0.000
3	0.000 0.000
НАПРЯЖЕНИЯ, V (мгнов)	
1	3300.000
2	2707.070
ΔP ПОТЕРИ МОЩНОСТИ, kW (мгнов)	
385.405	
ΔW ПОТЕРИ ЭНЕРГИИ, kW*h (общ)	
4404.489	
МИНИМАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, V (общ)	
2358.345 на 18 шаге	
W РАСХОД ЭНЕРГИИ, 1000kW*h (общ)	
30.012	
СРЕДНЕЕ НАПРЯЖЕНИЕ (общ)	
2967.101	

Результати дослідження консольної ділянки

Струм поїзда	Досліджувані параметри			
	V, км/год.	τ, мін.	ΔWTC, тис.кВт.год	U _{мін} , кВ
Мінімальний режим				
640,6	35	–	2,548	2,715
Максимальний режим				
1051	35	8	11,5	1,78

Втрати енергії від різних факторів

Струм споживача	Досліджувані параметри				
	τ , мін.	ΔW_{TC} , тис.кВт.год	$U_{\text{мін}}$, кВ	$U_{\text{ср}}$, кВ	N, пар
650	8	4,405	2,36	2,97	48
700	8	5,11	2,285	2,94	48
900	8	8,444	2,0	2,84	48
900	8	5,8	2,196	2,95	48
900	8	8,478	2,196	2,95	70
900	15	3,9	2,53	3,1	48
1300	8	17,62	1,42	2,634	48