

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(інститут)

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИЙ

(факультет)

Кафедра ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

кваліфікаційної роботи ступеню магістра

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Бахова Євгенія Олександровича

академічної групи 141М-21-1

(шифр)

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(код і назва спеціальності)

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка

та електромеханіка

(офіційна назва)

на тему «Розробка заходів з підвищення енергоефективності режимів роботи розподільчих електричних мереж»

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинг овою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Луценко І.М.			
розділів:	Луценко І.М.			
Вступна частина	Луценко І.М.			
Основна частина:	Луценко І.М.			
Економічний	Тимошенко Л.В.			

Рецензент				
-----------	--	--	--	--

Нормоконтролер	Олішевський Г.С.			
----------------	------------------	--	--	--

Дніпро
2022

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

електроенергетики

(повна назва)

Папайка Ю.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

«_____» _____ 20__ року

ЗАВДАННЯ**на кваліфікаційну роботу ступеню магістра**

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Бахова Є.О. академічної групи 141М-21-1

(прізвище та ініціали)

(шифр)

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(офіційна назва)

на тему «Розробка заходів з підвищення енергоефективності режимів роботи розподільчих електричних мереж»

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від _____ № _____

Розділ	Зміст	Термін виконання
Вступна частина	Загальна характеристика підприємства АТ «ДТЕК «Дніпровські електромережі», характеристика району електричних мереж, аналіз технічного стану розподільчих мереж.	12.12.2022
Основна частина	Підвищення ефективності функціонування РЕМ за умов переходу на стимулююче тарифоутворення, основні заходи щодо зниження втрат електроенергії в РЕМ, аналіз характеристик та режимів роботи силових трансформаторів 35/10 кВ на ПС РЕМ, вибір оптимальної потужності силових трансформаторів, зниження втрат електроенергії у трансформаторах ПС 35/10 кВ шляхом їх заміни, визначення зниження втрат електроенергії у трансформаторах, компенсація реактивної потужності у мережах 10 кВ, модернізація мереж напряму збуту електроенергії.	12.12.2022
Економічний	Техніко-економічне обґрунтування розроблених заходів та оцінка показників проекту.	12.12.2022

Завдання видано

(підпис керівника)

Луценко І.М.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі 02.10.2022

Дата подання до екзаменаційної комісії

Прийнято до виконання

(підпис студента)

(прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота на тему «Розробка заходів з підвищення енергоефективності режимів роботи розподільчих електричних» включає в себе пояснювальну записку, яка складається із 3 розділів, 67 сторінок, 20 таблиць, 10 рисунків, 17 джерел та графічну частину в якості презентації, кількість слайдів 14.

Предмет дослідження: Обґрунтування заходів модернізації розподільних мереж напругою 35/10 кВ на прикладі типового РЕМ та типової ПС.

Мета роботи: Модернізація типової підстанції 35/10 кВ за рахунок встановлення системи ЛУЗОД, та заміни силових трансформаторів для підвищення надійності електропостачання споживачів.

У технологічному розділі було виконана характеристика АТ «ДТЕК «Дніпровські електромережі»» аналіз стану району електричних мереж типового РЕМ. Були розроблені та запропоновані варіанти модернізації підстанції та обрано найбільш обґрунтовано-доцільний варіант.

В основній частині виконано вибір оптимальної потужності трансформаторів, вибір силових трансформаторів, розрахунок втрат потужності в трансформаторах, виконано аналіз характеристик режимів роботи силових трансформаторів, розраховано технологічні втрати в мережі, розробка показників економічної ефективності проекту.

Економічне обґрунтування кваліфікаційної роботи виконано шляхом розрахунків капітальних і експлуатаційних витрат на реалізацію проекту, а також термін окупності.

Практичне значення проекту полягає в підвищенні надійності електропостачання споживачів даних розподільних мереж.

Ключові слова : Втрати електроенергії, ЛУЗОД, підстанція, трансформатор, розподільні мережі.

Зміст

Технологічний розділ	7
1.1 Загальна характеристика підприємства АТ «ДТЕК «Дніпровські електромережі»».....	7
1.2 Характеристика типового району електричних мереж.....	7
1.3 Аналіз технічного стану розподільчих мереж РЕМ.....	9
Висновки та постановка завдань проекту.....	13
Спеціальний розділ	14
2.1 Підвищення ефективності функціонування РЕМ за умови переходу на стимулююче тарифоутворення.....	14
2.2 Основні заходи щодо зниження втрат електроенергії в РЕМ.....	16
2.3 Аналіз характеристик та режимів роботи силових трансформаторів 35/10 кВ на ПС.....	17
2.4 Вибір оптимальної потужності силових трансформаторів РЕМ.....	18
2.5 Зниження втрат електроенергії в трансформаторах ПС 35/10 кВ шляхом їх заміни.....	24
2.6 Визначення зниження втрат електроенергії у трансформаторах (схема нормального режиму).....	29
2.7 Визначення зниження втрат електроенергії в трансформаторах (схема післяаварійного режиму роботи).....	30
2.8 Компенсація реактивної потужності в мережах 10 кВ.....	31
2.9 Збільшення частки мереж 35 кВ РЕМ.....	32
2.10 Розрахунок інших технологічних втрат електричної енергії.....	33
2.10.1 Розрахунок втрат електроенергії від струму витoku через ізоляцію ПЛ.....	33
2.10.2 Розрахунок втрат електроенергії від струму витoku через ізоляцію КЛ.....	36
2.10.3 Розрахунок умовно-постійних витрат електроенергії в інших елементах мереж РЕМ.....	37

2.11 Заходи щодо зниження комерційних втрат електроенергії у розподільчих мережах РЕМ.....	38
2.11.1 Реконструкція ліній 0,4 кВ.....	39
2.11.2 Заміна лічильників електроенергії за МПШ.....	40
2.11.3 Контроль показань лічильників електроенергії за допомогою струмовимірювальних кліщів.....	40
2.12 Модернізація мереж напряму збуту електроенергії.....	43
2.12.1 Установка загальнопід'їзних шаф обліку.....	43
2.12.2 Впровадження обліку споживання електроенергії населенням.....	44
2.12.3 Застосування автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії споживачів.....	45
2.13 Встановлення локального обладнання збору та обробки даних (ЛУЗОД) на ПС РЕМ.....	48
2.14 Пошук втрат електричної енергії по стороні 0,4 кВ для РЕМ.....	49
Економічний розділ.....	51
3. Техніко-економічне обґрунтування.....	51
3.1 Ціль та задачі.....	51
3.2 Розрахунок капітальних витрат.....	51
3.3 Розрахунок експлуатаційних витрат.....	55
3.3.1 Розрахунок амортизаційних витрат.....	55
3.3.2 Розрахунок річного фонду заробітної плати.....	58
3.4 Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт.....	58
3.4.1 Розрахунок річної економії від впровадження науково-технічного рішення....	59
3.5 Визначення та аналіз показників економічної ефективності.....	61
Висновок для підрозділу.....	62
Висновки.....	63
Перелік посилань.....	64

Технологічний розділ

1.1 Загальна характеристика підприємства АТ «ДТЕК «Дніпровські електромережі»»

АТ «ДТЕК «Дніпровські електромережі»» - найбільша оператор систем розподілу (ОСР) в Україні. ОСР – аббревіатура від «оператор системи розподілу». Після реформи ринку електроенергії так називають звичні нам обленерго. З 1 січня 2019 року, відповідно до закону «Про ринок електричної енергії», функції оператора системи розподілу в Дніпрі виконує ДТЕК Дніпровські електромережі. Підприємство обслуговує регіон площею майже 32 тисячі кв. кілометрів, забезпечуючи електроенергією понад 40 тис. юридичних осіб, а також 1,5 мільйона побутових абонентів. Загальний обсяг передачі електроенергії становить 27% від усього споживання в Україні та перевищує 23 млрд кВт/год.

Компанія експлуатує 49,7 тисячі кілометрів ліній електропередач усіх класів напруги. До складу АТ «ДТЕК «Дніпровські електромережі»» входять Високовольтні електричні мережі, Дніпропетровські міські мережі, Криворізькі міські електричні мережі та 21 район електричних мереж. На підприємстві працює близько 8 тисяч кваліфікованих спеціалістів.

1.2 Характеристика типового району електричних мереж

В нашій кваліфікаційній роботі саме типовий РЕМ буде структурним підрозділом АТ «ДТЕК «Дніпровські електромережі»», який діє на підставі «Положення про район електричних мереж», чинного законодавства України, зокрема Законів України «Про підприємництво», «Про енергетику» тощо.

Даний район розташований у центральній частині Дніпропетровської області. Район є хвилястою рівниною з висотою поверхні над рівнем моря 130 м. Клімат: атлантично-континентальний, недостатньо вологий, теплий, з жарким і

сухим літом і слабоморозною малосніжною зимою. Середня глибина промерзання ґрунту досягає 70 см, максимально до 1 м.п. Центральне місце у структурі енергетичних об'єктів, що знаходяться на обслуговуванні РЕМ займають підстанції 10(6)/0,4 кВ та присутні ПС 35/10.

Таблиця 1.1

Умовно-постійна інформація на 01.01.2021 р.

Назва показника	Одиниця вимірювання	Номінальна напруга		
	кВ	10	6	0,38
Довжина ПЛ	км.	61,89	108,69	1778,76
Кількість ПЛ	шт.	74	84	732
Кількість трансформаторних підстанцій, що живляться від ПЛ	шт.	57	22	-
Довжина КЛ	км.	513,09	1122,68	872,88
Кількість КЛ	шт.	947	2706	7489
Кількість трансформаторних підстанцій, що живляться від КЛ	шт.	490	731	-
Кількість трансформаторів струму	комплект	136	98	1289
Кількість трансформаторів напруги	комплект	13	6	-

Беручи до уваги договірні відносини зі споживачами, основні завдання РЕМ і загалом компанії, район електричних мереж зобов'язаний підтримувати своє електрогосподарство в належному стані, а для цього необхідно виконувати низку заходів, до яких входять роботи з ремонту та експлуатації електричних мереж.

Основним завданням району електричних мереж є надійне та якісне електропостачання споживачів, контроль за електроспоживанням, забезпечення експлуатації енергетичного обладнання, проведення своєчасного та якісного його ремонту, технічне переозброєння та реконструкція енергетичних об'єктів, забезпечення працездатності електричних мереж, отримання максимального прибутку для задоволення економічних та соціальних потреб рахунків передачі електроенергії споживачам регіону.

Виконання планових робіт з ремонту та експлуатаційного обслуговування електроустановок, підтримка мереж у нормальному стані здійснюється бригадами з обслуговування ПЛ, бригадами з обслуговування ТП, бригадами з обслуговування КЛ.

Оперативно-диспетчерська група забезпечує оперативне обслуговування енергооб'єктів, виконує роботи щодо швидкого відновлення схеми нормального режиму та оперативно ліквідує пошкодження аварійного характеру.

Електромонтери з експлуатації приладів обліку забезпечують виконання заявок енергонагляду на відключення та підключення споживачів електроенергії, а також винесення приладів обліку на фасади житлових будинків та у внутрішньопід'їзні шафи.

Служба енергонагляду контролює енергоспоживання району.

Обслуговування релейного захисту та автоматики на ПС-35/10 кВ покладено на інженера та електромонтера з обслуговування РЗА зональної релейної лабораторії. Розробка план-графіків ремонтних та експлуатаційних робіт мереж, ведення щомісячної звітності про виконані роботи та різну технічну документацію, виробниче навчання персоналу виконується працівниками планово-технічної групи.

1.3 Аналіз технічного стану розподільчих мереж РЕМ

Для виявлення «вузьких» місць у функціонуванні розподільчих мереж та розробки подальшого напрямку заходів, що проводяться, виконаємо аналіз їх поточного технічного стану.

Трансформаторні підстанції 35 кВ. З усіх підстанцій, що розглядаються, 35/10 кВ, яких в обслуговуванні типового РЕМ знаходиться 13 одиниць, відповідно до даних АТ «ДТЕК «Дніпровські електромережі»».

Силові трансформатори 35 кВ. Загалом на підприємстві понад 70 % силових трансформаторів з вищою напругою 35 кВ відпрацювали нормативний термін служби

(25 років), але й надалі продовжують перебувати в експлуатації. Деякі силові трансформатори з вищою напругою 35 кВ (33 із 506) вимагають заміни з метою зниження технічних втрат електричної енергії. Тенденції стану електроустаткування на підприємстві правомірно вважати справедливими для структурних підрозділів (РЕМ). Перевищення регламентованого терміну експлуатації підлягає аналізу та виявлення причин, та відповідно вимагає розробки заходів щодо підвищення ефективності використання трансформаторного обладнання.

Врахування електричної енергії у побутових споживачів. Із загальної кількості встановлених лічильників електричної енергії у побутових споживачів близько 15 % досі оснащені електронними лічильниками електричної енергії з класом точності 2,0 що є неприйнятним щодо вимог точності обліку електроенергії. Близько 14% загальної кількості приладів обліку мають термін служби приблизно 30 років. Для аналізованих ПС 35/10 кВ РЕМ для ЛЕП, що живлять напругою 0,4 кВ клас точності лічильників, в деяких випадках становить 2,0 і не відповідає Інструкції про порядок комерційного обліку електричної енергії, положення якої вимагають установки приладів обліку з класом точності не нижче 1,0.

Скористаємось даними, що отримали від Компанії.

Технологічна витрата електроенергії в електричних мережах - обсяг електроенергії, що витрачається на фізичний процес її передачі, розподілу та постачання, що складається із суми витрат електроенергії в елементах електричних мереж, витрат електроенергії на власні потреби підстанцій та витрат електроенергії на плавлення ожеледиці.

Таблиця 1.2

Структура втрат ЕЕ в елементах мережі

Січень						
U ном	НАВАНТАЖУВАЛЬНІ ВТРАТИ В ЛІНІЯХ	ПОСТІЙНІ ВТРАТИ В ТРАНСФ-Х	НАВАНТАЖУВАЛЬНІ ВТРАТИ В ТРАНСФ-Х	ВИТРАТИ НА ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ПІДСТАНЦІЙ	ВТРАТИ В ТН,ТС ТА ІНШЕ	УСЬОГО ЗА СТУПЕНЕМ НАПРУГИ
кВ	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г
10.00	179,36	234,36	56,569	0	54,591	524,88

Продовження таблиці 1.2						
0.38	673,254	0	0	0	71,745	744,999
Лютий						
U ном	НАВАНТАЖУВАЛЬНІ ВТРАТИ В ЛІНІЯХ	ПОСТІЙНІ ВТРАТИ В ТРАНСФ-Х	НАВАНТАЖУВАЛЬНІ ВТРАТИ В ТРАНСФ-Х	ВИТРАТИ НА ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ПІДСТАНЦІЇ	ВТРАТИ В ТН,ТС ТА ІНШЕ	УСЬОГО ЗА СТУПЕНЕМ НАПРУГИ
кВ	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г
10.00	147,862	211,68	46,675	0	49,308	455,525
0.38	552,603	0	0	0	64,802	617,405
Березень						
U ном	НАВАНТАЖУВАЛЬНІ ВТРАТИ В ЛІНІЯХ	ПОСТІЙНІ ВТРАТИ В ТРАНСФ-Х	НАВАНТАЖУВАЛЬНІ ВТРАТИ В ТРАНСФ-Х	ВИТРАТИ НА ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ПІДСТАНЦІЇ	ВТРАТИ В ТН,ТС ТА ІНШЕ	УСЬОГО ЗА СТУПЕНЕМ НАПРУГИ
кВ	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г
10.00	133,21	234,36	43,855	0	54,591	466,016
0.38	526,042	0	0	0	71,745	597,787
Квітень						
U ном	НАВАНТАЖУВАЛЬНІ ВТРАТИ В ЛІНІЯХ	ПОСТІЙНІ ВТРАТИ В ТРАНСФ-Х	НАВАНТАЖУВАЛЬНІ ВТРАТИ В ТРАНСФ-Х	ВИТРАТИ НА ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ПІДСТАНЦІЇ	ВТРАТИ В ТН,ТС ТА ІНШЕ	УСЬОГО ЗА СТУПЕНЕМ НАПРУГИ
кВ	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г
10.00	107,221	226,8	34,347	0	52,83	421,198
0.38	408,573	0	0	0	69,431	478,004
Травень						
U ном	НАВАНТАЖУВАЛЬНІ ВТРАТИ В ЛІНІЯХ	ПОСТІЙНІ ВТРАТИ В ТРАНСФ-Х	НАВАНТАЖУВАЛЬНІ ВТРАТИ В ТРАНСФ-Х	ВИТРАТИ НА ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ПІДСТАНЦІЇ	ВТРАТИ В ТН,ТС ТА ІНШЕ	УСЬОГО ЗА СТУПЕНЕМ НАПРУГИ
кВ	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г
10.00	100,997	234,36	31,698	0	54,591	421,646
0.38	380,667	0	0	0	71,745	452,412
Червень						
U ном	НАВАНТАЖУВАЛЬНІ ВТРАТИ В ЛІНІЯХ	ПОСТІЙНІ ВТРАТИ В ТРАНСФ-Х	НАВАНТАЖУВАЛЬНІ ВТРАТИ В ТРАНСФ-Х	ВИТРАТИ НА ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ПІДСТАНЦІЇ	ВТРАТИ В ТН,ТС ТА ІНШЕ	УСЬОГО ЗА СТУПЕНЕМ НАПРУГИ
кВ	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г
10.00	117,723	226,8	35,049	0	52,83	432,402
0.38	425,682	0	0	0	69,431	495,113
Липень						
U ном	НАВАНТАЖУВАЛЬНІ ВТРАТИ В ЛІНІЯХ	ПОСТІЙНІ ВТРАТИ В ТРАНСФ-Х	НАВАНТАЖУВАЛЬНІ ВТРАТИ В ТРАНСФ-Х	ВИТРАТИ НА ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ПІДСТАНЦІЇ	ВТРАТИ В ТН,ТС ТА ІНШЕ	УСЬОГО ЗА СТУПЕНЕМ НАПРУГИ
кВ	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г
10.00	119,714	234,36	35,591	0	54,591	444,256
0.38	437,823	0	0	0	71,745	509,568
Серпень						

Кінець таблиці 1.2						
U ном	НАВАНТАЖУВАЛЬНІ ВТРАТИ В ЛІНІЯХ	ПОСТІЙНІ ВТРАТИ В ТРАНСФ-Х	НАВАНТАЖУВАЛЬНІ ВТРАТИ В ТРАНСФ-Х	ВИТРАТИ НА ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ПІДСТАНЦІЇ	ВТРАТИ В ТН,ТС ТА ІНШЕ	УСЬОГО ЗА СТУПЕНЕМ НАПРУГИ
кВ	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г
10.00	110,815	234,36	32,958	0	54,591	432,724
0.38	399,93	0	0	0	71,745	471,675
Вересень						
U ном	НАВАНТАЖУВАЛЬНІ ВТРАТИ В ЛІНІЯХ	ПОСТІЙНІ ВТРАТИ В ТРАНСФ-Х	НАВАНТАЖУВАЛЬНІ ВТРАТИ В ТРАНСФ-Х	ВИТРАТИ НА ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ПІДСТАНЦІЇ	ВТРАТИ В ТН,ТС ТА ІНШЕ	УСЬОГО ЗА СТУПЕНЕМ НАПРУГИ
кВ	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г
10.00	92,865	226,8	28,315	0	52,83	400,81
0.38	337,223	0	0	0	69,431	406,654
Жовтень						
U ном	НАВАНТАЖУВАЛЬНІ ВТРАТИ В ЛІНІЯХ	ПОСТІЙНІ ВТРАТИ В ТРАНСФ-Х	НАВАНТАЖУВАЛЬНІ ВТРАТИ В ТРАНСФ-Х	ВИТРАТИ НА ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ПІДСТАНЦІЇ	ВТРАТИ В ТН,ТС ТА ІНШЕ	УСЬОГО ЗА СТУПЕНЕМ НАПРУГИ
кВ	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г
10.00	135,104	234,36	42,482	0	54,591	466,537
0.38	508,991	0	0	0	71,745	580,736
Листопад						
U ном	НАВАНТАЖУВАЛЬНІ ВТРАТИ В ЛІНІЯХ	ПОСТІЙНІ ВТРАТИ В ТРАНСФ-Х	НАВАНТАЖУВАЛЬНІ ВТРАТИ В ТРАНСФ-Х	ВИТРАТИ НА ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ПІДСТАНЦІЇ	ВТРАТИ В ТН,ТС ТА ІНШЕ	УСЬОГО ЗА СТУПЕНЕМ НАПРУГИ
кВ	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г
10.00	152,97	226,8	48,467	0	52,83	481,067
0.38	566,155	0	0	0	69,431	635,586
Грудень						
U ном	НАВАНТАЖУВАЛЬНІ ВТРАТИ В ЛІНІЯХ	ПОСТІЙНІ ВТРАТИ В ТРАНСФ-Х	НАВАНТАЖУВАЛЬНІ ВТРАТИ В ТРАНСФ-Х	ВИТРАТИ НА ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ПІДСТАНЦІЇ	ВТРАТИ В ТН,ТС ТА ІНШЕ	УСЬОГО ЗА СТУПЕНЕМ НАПРУГИ
кВ	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г
10.00	174,002	234,36	55,92	0	54,591	518,873
0.38	656,841	0	0	0	71,745	728,586
За рік						
U ном	НАВАНТАЖУВАЛЬНІ ВТРАТИ В ЛІНІЯХ	ПОСТІЙНІ ВТРАТИ В ТРАНСФ-Х	НАВАНТАЖУВАЛЬНІ ВТРАТИ В ТРАНСФ-Х	ВИТРАТИ НА ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ПІДСТАНЦІЇ	ВТРАТИ В ТН,ТС ТА ІНШЕ	УСЬОГО ЗА СТУПЕНЕМ НАПРУГИ
кВ	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г	тис. кВт*г
10.00	1571,843	2759,4	491,926	0	642,765	5465,934
0.38	5873,784	0	0	0	844,741	6718,525

Висновки та постановка завдань проекту

Проведений аналіз показників функціонування розподільчих мереж типового РЕМ дозволив встановити основні проблемні місця, характерні для даного підрозділу.

У рамках кваліфікаційної роботи доцільно вирішити завдання підвищення ефективності функціонування розподільчих мереж типового РЕМ шляхом розробки заходів щодо зниження втрат електроенергії в елементах мережі та вдосконалення обліку електричної енергії споживачів, які отримують живлення від РЕМ. Основні позиції полягають у забезпеченні якісної електроенергією споживачів, покращення технічного стану електричних мереж, удосконалення обліку електричної енергії, зниження технологічних та наднормативних втрат електричної енергії. Значну частину коштів Компанія має намір направити на заходи щодо зниження та недопущення наднормативних втрат електроенергії. Насамперед йдеться про впровадження комерційного обліку електроенергії на межі структурних підрозділів; організації ЛУЗОД (Локальне Устаткування Збору та Обробки Даних) на підстанціях 35-150кВ; встановлення лічильників із реєстрацією даних; встановлення електронних лічильників у побутових споживачів.

2. Спеціальний розділ

2.1 Підвищення ефективності функціонування РЕМ за умови переходу на стимулююче тарифоутворення

Одним із напрямків оптимізація роботи розподільчих мереж РЕМ є підвищення ефективності використання та надійності основного електрообладнання, такого як трансформатори розподільних підстанцій та основні живлячі лінії 0,4-10 кВ. Доцільним вважається запровадження нового, більш економічного, електрообладнання зі зменшеними активними та реактивними втратами холостого ходу, заміна перевантажених та недовантажених силових трансформаторів, відключення трансформаторів на двотрансформаторних підстанціях у режимі малих навантажень.

Компанія ДТЕК «Дніпровські електромережі» перейшла на методику стимулюючого тарифоутворення. Ця методика – один із кроків реформування енергетичного ринку України.

Ціни на електроенергію для неботових споживачів:

1. Ціна на універсальні послуги для малих непобутових споживачів 1-ї групи 1 класу напруги становить 444,611 коп/кВт·год, з ПДВ
2. Ціна на універсальні послуги для малих непобутових споживачів 1-ї групи 2 класу напруги становить 524,821 коп/кВт·год, з ПДВ
3. Для побутових споживачів 144 коп/кВт·год, з ПДВ (при споживанні до 250 кВт)
4. Для побутових споживачів 168 коп/кВт·год, з ПДВ (при споживанні більше ніж 250 кВт)
5. Для колективних побутових споживачів та гуртожитків 168 коп/кВт·год, (незалежно від споживання)

Тарифи які зараз використовуються для побутових споживачів

1. Двобонний: тарифний коефіцієнт за нічний тариф – 0,5; за денний тариф – 1.

2. Тризонний: Тарифний коефіцієнт при:

2.1 пікове навантаження – 1,5

2.2 напівпікове навантаження - 1

2.3 нічний тариф – 0,4

Вигоди стимулюючого тарифоутворення для споживачів:

-модернізація підстанцій та ліній електропередачі дозволить забезпечити споживачів необхідними потужностями, підвищити надійність електропостачання;

-поліпшення якості послуг;

-додаткові інвестиції в центри обслуговування клієнтів, контакт-центр;

-запровадження нових клієнтоорієнтованих сервісів дозволить зробити співпрацю з енергокомпанією комфортнішою.

Вигоди стимулюючого тарифоутворення для держави:

-зниження рівня неплатежів в енергетичній галузі – однією з умов переходу на стимулююче тарифоутворення є 100% розрахунки з «Енергоринком»;

-підвищення інвестиційної привабливості галузі за рахунок прозорих механізмів тарифоутворення;

-збільшення рівня енергобезпеки держави – залучення інвестицій дозволить модернізувати енергетичну мережу, знос якої зараз становить понад 50%.

Вигоди стимулюючого тарифоутворення для енергопостачальної компанії:

-залучення зовнішніх інвестицій;

-можливість модернізувати не лише енергооб'єкти, затверджені НКРЕКП, а й ті, яких особливо потребують споживачі;

-отримання структури витрат виходячи з фактичних цін.

-можливість самостійно диверсифікувати вектор витрат.

У рамках переходу до стимулюючого регулювання «ДТЕК «Дніпровські електромережі»» затверджено План роботи з переходу на стимулююче тарифне регулювання. Метою розробки та впровадження заходів згідно із затвердженим Планом роботи є забезпечення підвищення якості обслуговування споживачів

електроенергії, поінформованості споживачів електроенергії та громадськості про результати роботи АТ «ДТЕК «Дніпровські електромережі»», надійності постачання електроенергії в умовах переходу до стимулюючого регулювання.

Таким чином, у рамках Плану зі стимулюючого тарифоутворення слід вирішити задачу забезпечення надійності послуг, що постачаються, зниження перерв в електропостачанні споживачів, поліпшення його якості, а також забезпечення 100% оплати послуг, що постачаються, і впровадження заходів щодо боротьби з розкраданнями електроенергії в умовах РЕМ як структурної одиниці підприємства. Обґрунтовані заходи доцільно розповсюдити на аналогічні об'єкти енергетики.

2.2 Основні заходи щодо зниження втрат електроенергії в РЕМ

Основними заходами, що сприяють зниженню витрати електроенергії в РЕМ є:

- відключення трансформаторів на двотрансформаторних підстанціях у режимі малих навантажень;

- відключення трансформаторів КТП 10/0,4 кВ із сезонним навантаженням;

- заміна перевантажених та недовантажених силових трансформаторів;

- оптимізація завантаження та режимів роботи розподільчих електричних мереж.

Крім того, серед організаційних заходів з енергозбереження, можна виділити:

- скорочення тривалості технічного обслуговування та ремонту основного обладнання підстанцій та мереж;

- проведення контрольних знімів показань з розрахункових приладів обліку;

- виявлення порушень у системі обліку;

- проведення інструментальних перевірок комплексів обліку електричної енергії;

Зниження втрат електроенергії повинне здійснюватися у зв'язку з оптимізацією перспективного інноваційного розвитку електричних мереж, з їх модернізацією та технічним переозброєнням, із застосуванням найсучасніших техніки та технологій управління електромережним комплексом, тому до робіт з енергозбереження та

підвищення енергетичної ефективності в електричних мережах повинні активно залучатись. науково-дослідні та підрядні організації, постачальники сучасного енергозберігаючого обладнання.

Практика передових електромережових компаній промислово розвинених країн показує, що зниження втрат як основна частина енергозбереження в електричних мережах – це не лише технологічний процес впровадження відповідних організаційних та технічних заходів, а й найважливіший елемент культури виробничого процесу компанії, організації цього процесу, чіткості розподілу обов'язків виконавців програми енергозбереження та їх відповідальності за своєчасне та повне виконання цільових показників. Людський фактор в енергозбереженні має вирішальне значення, тому дуже важливим є оптимальне співвідношення застосування економічних стимулів активізації діяльності персоналу, моніторингу ефективності цієї діяльності та нормативного примусу до цієї роботи через розробку чітких корпоративних регламентів та службових інструкцій, а також інформаційної системи контролю ефективності виконання програм з енергозбереження.

Зниження втрат електроенергії в електричних мережах – це безперервний процес удосконалення техніки та технологій передачі та розподілу електроенергії, що вимагає постійної уваги, відповідальності та неформального ставлення до справи.

2.3 Аналіз характеристик та режимів роботи силових трансформаторів на ПС 35/10 кВ РЕМ.

Одним із напрямів зниження втрат електроенергії в розподільчих мережах РЕМ є заміна істотно недовантажених трансформаторів застарілої конструкції зі збільшеними втратами холостого ходу та короткого замикання, або переведення двотрансформаторних підстанцій на схему роботи в післяаварійному режимі з відключенням одного з трансформаторів від мережі в режимі.

Аналіз даних отриманих у РЕМ, дозволяє зробити наступні висновки:

1) всі підстанції працюють за схемою нормального режиму, що потребує виконання розрахунків щодо доцільності такого режиму, т.к. більшість трансформаторів мають низьке завантаження;

2) низьке завантаження свідчить про неефективність використання трансформаторів по здатності навантаження, що викликає необхідність оцінити доцільність установки трансформаторів меншої потужності.

3) трансформатори на деяких підстанціях мають різну потужність, що ускладнює уніфікацію обладнання, що застосовується.

2.4 Вибір оптимальної потужності силових трансформаторів

При виборі до встановлення нових трансформаторів відповідно до Норм технологічного проектування для масляних трансформаторів 6-750 кВ необхідно враховувати їх перевантажувальну спроможність і проводити розрахунки за вибором номінальної потужності за вимогами ГОСТ 14209-97 роботи (графіка електричних навантажень). Виконаємо розрахунок та вибір потужності трансформаторів РЕМ з урахуванням їх фактичного режиму роботи (ГЕН) на прикладі типової ПС. Для цього за даними режимних вимірів збудуємо графіки електричних навантажень трансформаторів за повною потужністю.

На підстанції встановлено два трансформатори потужністю по 4000 кВА, максимальне повне навантаження ПС становить 2188 кВА, максимальний коефіцієнт завантаження кожного трансформатора – $K_{з.макс} = 0,274$.

Таблиця 2.1

Режимні виміри навантаження на типовій ПС 35/10 кВ РЕМ

Час виміру	Напруга на шинах, кВ		Зимовий період		Літній період	
	1СШ 10кВ	2СШ 10кВ	ТМН -4000 №1	ТМН -4000 №2	ТМН -4000 №1	ТМН -4000 №2
			А	А	А	А
0:00-1:00	10,3	10,3	11,0	11,0	8,8	8,8
1:00-2:00	10,3	10,3	11,0	11,0	8,8	8,8

Продовження таблиці 2.1						
2:00-3:00	10,3	10,3	11,0	11,0	8,8	8,8
3:00-4:00	10,3	10,3	11,0	11,0	8,8	8,8
4:00-5:00	10,3	10,3	11,0	11,0	8,8	8,8
5:00-6:00	10,3	10,3	11,0	11,0	8,8	8,8
6:00-7:00	10,3	10,3	18,3	18,3	14,6	14,6
7:00-8:00	10,3	10,3	18,3	18,3	14,6	14,6
8:00-9:00	10,3	10,3	30,5	30,5	24,4	24,4
9:00-10:00	10,3	10,3	30,5	30,5	24,4	24,4
10:00-11:00	10,3	10,3	18,3	18,3	14,6	14,6
11:00-12:00	10,3	10,3	18,3	18,3	14,6	14,6
12:00-13:00	10,3	10,3	15,3	15,3	12,2	12,2
13:00-14:00	10,3	10,3	15,3	15,3	12,2	12,2
14:00-15:00	10,3	10,3	18,3	18,3	14,6	14,6
15:00-16:00	10,3	10,3	18,3	18,3	14,6	14,6
16:00-17:00	10,3	10,3	18,3	18,3	14,6	14,6
17:00-18:00	10,3	10,3	24,4	24,4	19,5	19,5
18:00-19:00	10,3	10,3	61,0	61,0	48,8	48,8
19:00-20:00	10,3	10,3	61,0	61,0	48,8	48,8
20:00-21:00	10,3	10,3	48,8	48,8	39,0	39,0
21:00-22:00	10,3	10,3	48,8	48,8	39,0	39,0
22:00-23:00	10,3	10,3	11,0	11,0	8,8	8,8
23:00-24:00	10,3	10,3	11,0	11,0	8,8	8,8

Таблиця 2.2

Навантаження та завантаження трансформаторів на типовій ПС35/10кВ РЕМ

Час виміру	Зимовий період			Літній період			Зимовий період			Літній період		
	ТМН -4000 №1	ТМН -4000 №2	ПА- режим	ТМН -4000 №1	ТМН -4000 №2	ПА- режим	ТМН -4000 №1	ТМН -4000 №2	ПА- режим	ТМН -4000 №1	ТМН -4000 №2	ПА- режим
	кВА	кВА	Ква	кВА	кВА	кВА	K_3	K_3	$K_{ав}$	K_3	K_3	$K_{ав}$
0:00-1:00	195,9	195,9	391,8	156,7	156,7	313,4	0,049	0,049	0,10	0,039	0,039	0,078
1:00-2:00	195,9	195,9	391,8	156,7	156,7	313,4	0,049	0,049	0,04	0,039	0,039	0,078
2:00-3:00	195,9	195,9	391,8	156,7	156,7	313,4	0,049	0,049	0,04	0,039	0,039	0,078
3:00-4:00	195,9	195,9	391,8	156,7	156,7	313,4	0,049	0,049	0,04	0,039	0,039	0,078
4:00-5:00	195,9	195,9	391,8	156,7	156,7	313,4	0,049	0,049	0,04	0,039	0,039	0,078
5:00-6:00	195,9	195,9	391,8	156,7	156,7	313,4	0,049	0,049	0,04	0,039	0,039	0,078
6:00-7:00	326,5	326,5	652,9	261,2	261,2	522,4	0,082	0,082	0,07	0,065	0,065	0,131

Продовження таблиці 2.2

7:00-8:00	326,5	326,5	652,9	261,2	261,2	522,4	0,082	0,082	0,07	0,065	0,065	0,131
8:00-9:00	544,1	544,1	1088,2	435,3	435,3	870,6	0,136	0,136	0,11	0,109	0,109	0,218
9:00-10:00	544,1	544,1	1088,2	435,3	435,3	870,6	0,136	0,136	0,11	0,109	0,109	0,218
10:00-11:00	326,5	326,5	652,9	261,2	261,2	522,4	0,082	0,082	0,07	0,065	0,065	0,131
11:00-12:00	326,5	326,5	652,9	261,2	261,2	522,4	0,082	0,082	0,07	0,065	0,065	0,131
12:00-13:00	272,1	272,1	544,1	217,6	217,6	435,3	0,068	0,068	0,05	0,054	0,054	0,109
13:00-14:00	272,1	272,1	544,1	217,6	217,6	435,3	0,068	0,068	0,05	0,054	0,054	0,109
14:00-15:00	326,5	326,5	652,9	261,2	261,2	522,4	0,082	0,082	0,07	0,065	0,065	0,131
15:00-16:00	326,5	326,5	652,9	261,2	261,2	522,4	0,082	0,082	0,07	0,065	0,065	0,131
16:00-17:00	326,5	326,5	652,9	261,2	261,2	522,4	0,082	0,082	0,07	0,065	0,065	0,131
17:00-18:00	435,3	435,3	870,6	348,2	348,2	696,5	0,109	0,109	0,09	0,087	0,087	0,174
18:00-19:00	1088,2	1088,2	2176,5	870,6	870,6	1741,2	0,272	0,272	0,22	0,218	0,218	0,435
19:00-20:00	1088,2	1088,2	2176,5	870,6	870,6	1741,2	0,272	0,272	0,22	0,218	0,218	0,435
20:00-21:00	870,6	870,6	1741,2	696,5	696,5	1393,0	0,218	0,218	0,17	0,174	0,174	0,348
21:00-22:00	870,6	870,6	1741,2	696,5	696,5	1393,0	0,218	0,218	0,17	0,174	0,174	0,348
22:00-23:00	195,9	195,9	391,8	156,7	156,7	313,4	0,049	0,049	0,04	0,039	0,039	0,078
23:00-24:00	195,9	195,9	391,8	156,7	156,7	313,4	0,049	0,049	0,04	0,039	0,039	0,078

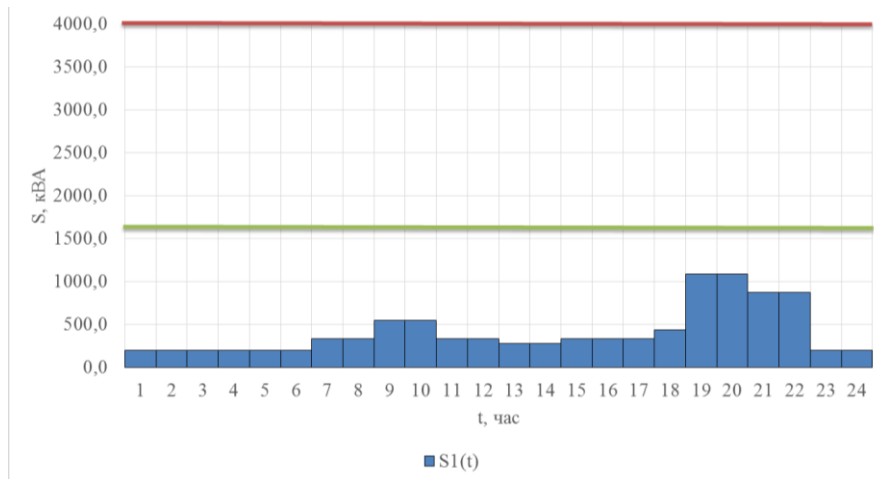


Рис. 2.1. Добовий ГЕН трансформатора 1Т-4000 кВА (зимовий режимний замір)

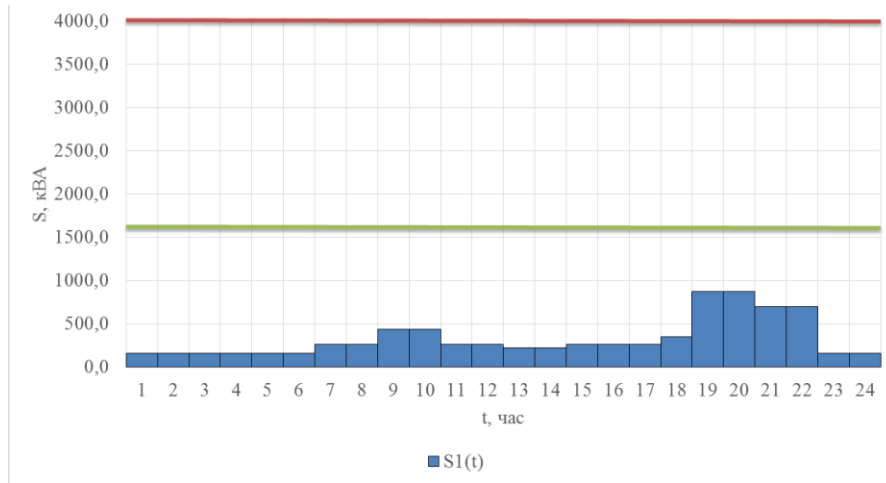


Рис. 2.2. Добовий ГЕН трансформатора 1Т-4000 кВА (літній режимний замір)

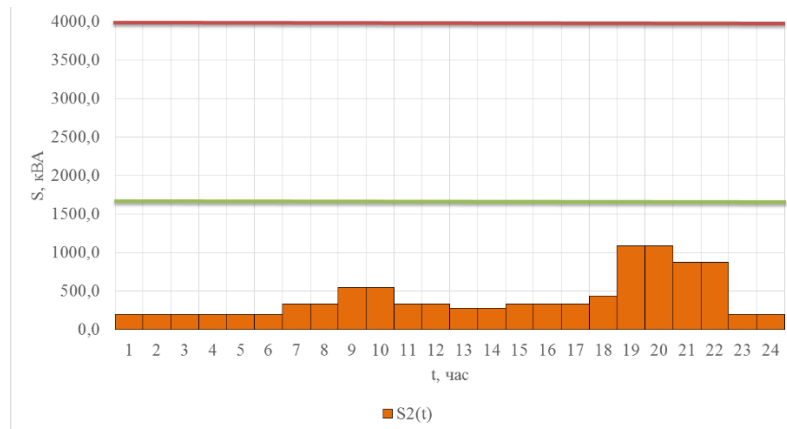


Рис. 2.3 Добовий ГЕН трансформатора 2Т-4000 кВА (зимовий режимний замір)

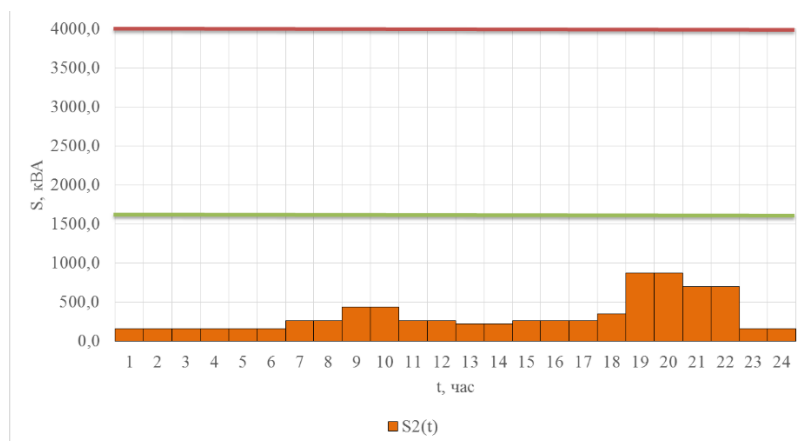


Рис. 2.4. Добовий ГЕН трансформатора 2Т-4000 кВА (літній режимний замір)

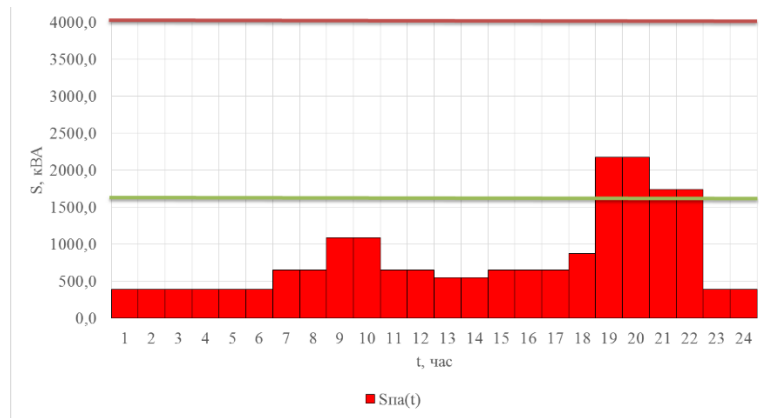


Рис. 2.5. Добова ГЕН післяварійного режиму роботи (зимовий режимний замір)

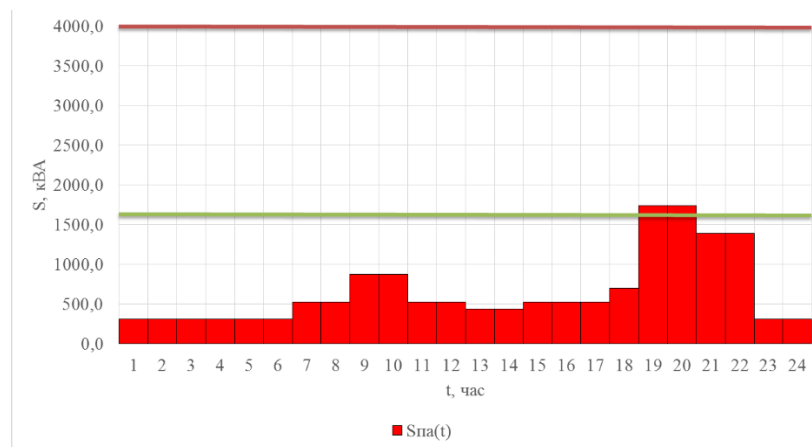


Рис. 2.6. Добова ГЕН післяварійного режиму роботи (літній режимний замір)

Розглядаємо режим роботи трансформатора 1Т за зимову добу (див. рис. 2.1).

Виконаємо вибір потужності трансформатора з урахуванням його здатності до перевантаження. До розгляду приймаємо трансформатори потужністю 1600 кВА. Ухвалення трансформаторів потужністю 1600 кВА вимагає відповідного обґрунтування роботи в післяварійному режимі.

Таблиця 2.3

Вибір трансформаторів на типовій ПС 35/10 кВ РЕМ

Час виміру	Зимовий період			Літній період		
	ТМ -1600 №1	ТМ -1600 №2	ПА-режим	ТМ -1600 №1	ТМ -1600 №2	ПА-режим
	K_3	K_3	$K_{з.ав}$	K_3	K_3	$K_{з.ав}$

Продовження таблиці 2.3						
0:00-1:00	0,122	0,122	0,245	0,098	0,098	0,196
1:00-2:00	0,122	0,122	0,245	0,098	0,098	0,196
2:00-3:00	0,122	0,122	0,245	0,098	0,098	0,196
3:00-4:00	0,122	0,122	0,245	0,098	0,098	0,196
4:00-5:00	0,122	0,122	0,245	0,098	0,098	0,196
5:00-6:00	0,122	0,122	0,245	0,098	0,098	0,196
6:00-7:00	0,204	0,204	0,408	0,163	0,163	0,326
7:00-8:00	0,204	0,204	0,408	0,163	0,163	0,326
8:00-9:00	0,340	0,340	0,680	0,272	0,272	0,544
9:00-10:00	0,340	0,340	0,680	0,272	0,272	0,544
10:00-11:00	0,204	0,204	0,408	0,163	0,163	0,326
11:00-12:00	0,204	0,204	0,408	0,163	0,163	0,326
12:00-13:00	0,170	0,170	0,340	0,136	0,136	0,272
13:00-14:00	0,170	0,170	0,340	0,136	0,136	0,272
14:00-15:00	0,204	0,204	0,408	0,163	0,163	0,326
15:00-16:00	0,204	0,204	0,408	0,163	0,163	0,326
16:00-17:00	0,204	0,204	0,408	0,163	0,163	0,326
17:00-18:00	0,272	0,272	0,544	0,218	0,218	0,435
18:00-19:00	0,680	0,680	1,360	0,544	0,544	1,088
19:00-20:00	0,680	0,680	1,360	0,544	0,544	1,088
20:00-21:00	0,544	0,544	1,088	0,435	0,435	0,871
21:00-22:00	0,544	0,544	1,088	0,435	0,435	0,871
22:00-23:00	0,122	0,122	0,245	0,098	0,098	0,196
23:00-24:00	0,122	0,122	0,245	0,098	0,098	0,196

Виконаємо перетворення вихідного графіка навантаження (рис. 2.1) трансформатора на добовий, еквівалентний за втратами, двоступінчастий прямокутний графік з поданням навантаження у частках номінальної потужності. Перетворення здійсимо для післяаварійного режиму роботи, т.к. у нормальному завантаженні трансформатора не перевищує номінальну.

1. На графіку післяаварійного режиму навантаження трансформатора проводимо лінію номінальної потужності (1600 кВА, див. рис. 2.1), вона ж лінія відносного номінального навантаження $K_3 = 1$.

2. У точках перетину номінальної лінії з кривою вихідного графіка навантаження виділяємо на ньому ділянку навантаження тривалістю $h' = 4$ ч.

3. Частина вихідного графіка, що залишилася, з меншим навантаженням складається з 20 інтервалів тривалістю $\Delta t = 1$ год кожен.

4. Ділянка перевантаження h' на початковому графіку навантаження складається з $p=18$ інтервалів тривалістю $\Delta t = 1$ год.

5. Розраховуємо попереднє перевищення перевантаження еквівалентного графіка навантаження:

$$K'_2 = \frac{1}{S_h} \sqrt{\frac{\Delta t(S_{19}^2 + S_{20}^2 + S_{21}^2 + S_{22}^2)}{p\Delta t}} = \frac{1}{1600} \sqrt{\frac{1 \cdot (2176,5^2 + 2176,5^2 + 1741,2 + 1741,2^2)}{4 \cdot 1}} = 1,23.$$

7. Порівнюємо значення K'_2 с K_{max} вихідного графіка навантаження:

$$0,9K_{max} = 0,9 \cdot 1,36 = 1,224$$

Так як $K'_2 > 0,9K_{max}$, приймаємо $K_2 = K_{max} = 1,36$, а тривалість h перевантаження еквівалентного графіка навантаження розрахуємо за формулою:

$$h = \frac{(K'_2)^2 h'}{(0,9K_{max})^2} = \frac{(1,23)^2 \cdot 4}{(0,9 \cdot 1,36)^2} = 4,04 \text{ ч}$$

Відповідно до ПУЕ, максимально допустиме перевантаження масляних трансформаторів у післяаварійному режимі становить 40 % тривалістю не більше 6 годин за добу протягом 5 діб.

$$S_{ав} = 1,4S_{ном.т} = 1,4 \cdot 1600 = 2240 \text{ кВА}$$

У післяаварійному режимі навантаження не перевищує 40%. У такому разі робота трансформатора буде допустима за збереження живлення всіх споживачів.

Потужності трансформаторів завищені на 2-3 ступені, що потребує перевірки доцільності їх заміни з погляду зниження технологічних втрат електроенергії та експлуатаційних витрат.

2.5 Зниження втрат електроенергії в трансформаторах ПС 35/10 кВ шляхом їх заміни

У табл. 2.4 наведено паспортні параметри втрат у встановлених та рекомендованих до встановлення трансформаторів.

Для всіх трансформаторів прийнято нормальний режим роботи схеми і всі коефіцієнти завантаження визначені для даного режиму.

Таблиця 2.4

Порівняння паспортних втрат потужності у трансформаторах

ПС 35/10 кВ	Паспортні втрати потужності в сталі та обмотках встановлених трансформаторів				Паспортні втрати потужності в сталі та обмотках пропонувананих трансформаторів			
	ΔP_{xx1} , кВт	$\Delta P_{kз1}$, кВт	ΔP_{xx2} , кВт	$\Delta P_{kз2}$, кВт	$\Delta P'_{xx1}$, кВт	$\Delta P'_{kз1}$, кВт	$\Delta P'_{xx2}$, кВт	$\Delta P'_{kз2}$, кВт
Типова	6,7	33,5	6,7	33,5	2,9	16,5	2,9	16,5

Таблиця 2.5

Порівняння коефіцієнтів завантаження трансформаторів при їх заміні на типорозміри, що рекомендуються.

ПС 35/10 кВ	Коефіцієнт завантаження пропонувананих трансформаторів				Коефіцієнт завантаження встановлених трансформаторів			
	$K'_{з.т1.м}$	$K'_{з.т1.ср}$	$K'_{з.т2.м}$	$K'_{з.т2.ср}$	$K_{з.т1.м}$	$K_{з.т1.ср}$	$K_{з.т2.м}$	$K_{з.т2.ср}$
Типова	0,68	0,306	0,68	0,306	0,27	0,122	0,27	0,122

У певних умовах експлуатація схеми нормального режиму з двома працюючими трансформаторами може бути недоцільною з погляду втрат, що виникають у трансформаторі при суттєвому недовантаженні.

Порівняємо втрати потужності, що виникають в одному та двох трансформаторах залежно від величини загального навантаження.

$$\Delta P_T = n\Delta P_{xx} + (1/n)R_T(S/U_H)^2 = n\Delta P_{xx} + (1/n)\Delta P_{kз}(S/S_H)^2$$

Результати розрахунку наводимо в таблиці 2.6 для типорозмірів трансформаторів: 1000 кВА, 1600 кВА, 2500 кВА, 4000 кВА.

З табл. 2.5 і видно, що при сумарному навантаженні, яке менше ніж 60 % від одиничної потужності трансформатора, доцільно залишати в роботі один трансформатор, а другий відключати від мережі з метою зниження втрат електроенергії.

Таблиця 2.6

Результати розрахунку втрат потужності у трансформаторах залежно від їх кількості та поточного навантаження

Коефіцієнт завантаження	$S_{нт} = 1000$ кВА			$S_{нт} = 1600$ кВА			$S_{нт} = 2500$ кВА			$S_{нт} = 4000$ кВА		
	$S_{нав}$ кВА	$\Delta P_{T\Sigma}$, кВт		$S_{нав}$ кВА	$\Delta P_{T\Sigma}$, кВт		$S_{нав}$ кВА	$\Delta P_{T\Sigma}$, кВт		$S_{нав}$ кВА	$\Delta P_{T\Sigma}$, кВт	
Кз=		n=1	n=2		n=1	n=2		n=1	n=2		n=1	n=2
0	0	2,1	4,2	0	2,9	5,8	0	4,1	8,2	0	5,6	11,2
0,1	100	2,2	4,3	160	3,1	5,9	250	4,3	8,3	400	5,9	11,4
0,2	200	2,6	4,4	320	3,6	6,1	500	5,0	8,7	800	6,9	11,9
0,3	300	3,1	4,7	480	4,4	6,5	750	6,2	9,3	1200	8,6	12,7
0,4	400	4,0	5,1	640	5,5	7,1	1000	7,9	10,1	1600	11,0	13,9
0,5	500	5,0	5,7	800	7,0	7,9	1250	10,0	11,1	2000	14,0	15,4
0,6	600	6,3	6,3	960	8,8	8,8	1500	12,6	12,4	2400	17,7	17,2
0,7	700	7,8	7,0	1120	11,0	9,8	1750	15,6	14,0	2800	22,0	19,4
0,8	800	9,5	7,9	1280	13,5	11,1	2000	19,1	15,7	3200	27,0	21,9
0,9	900	11,5	8,9	1440	16,3	12,5	2250	23,1	17,7	3600	32,7	24,8
1	1000	13,7	10,0	1600	19,4	14,1	2500	27,6	20,0	4000	39,1	28,0
1,1	1100	16,1	11,2	1760	22,9	15,8	2750	32,5	22,4	4400	46,1	31,5
1,2	1200	18,8	12,6	1920	26,7	17,7	3000	37,9	25,1	4800	53,8	35,3
1,3	1300	21,7	14,0	2080	30,8	19,7	3250	43,8	28,1	5200	62,2	39,5
1,4	1400	24,8	15,6	2240	35,2	22,0	3500	50,2	31,2	5600	71,3	44,0

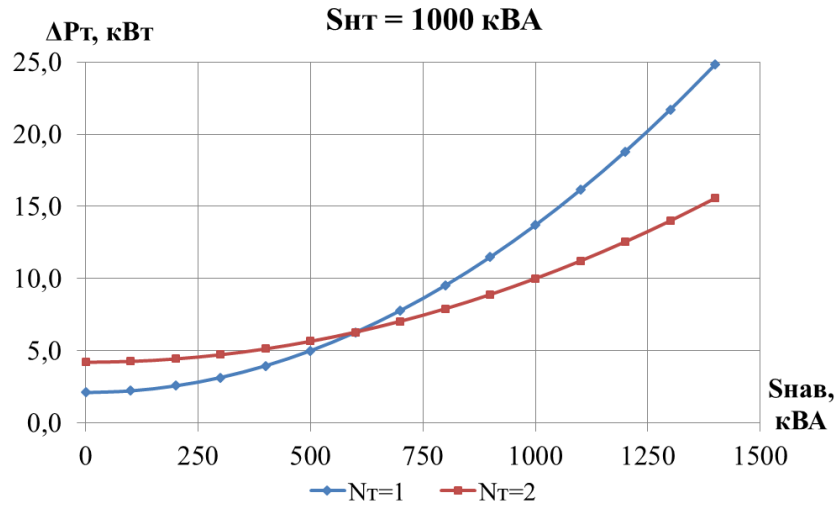


Рис. 2.7. Оцінка мінімуму втрат електроенергії у трансформаторах типу ТМН-1000/35

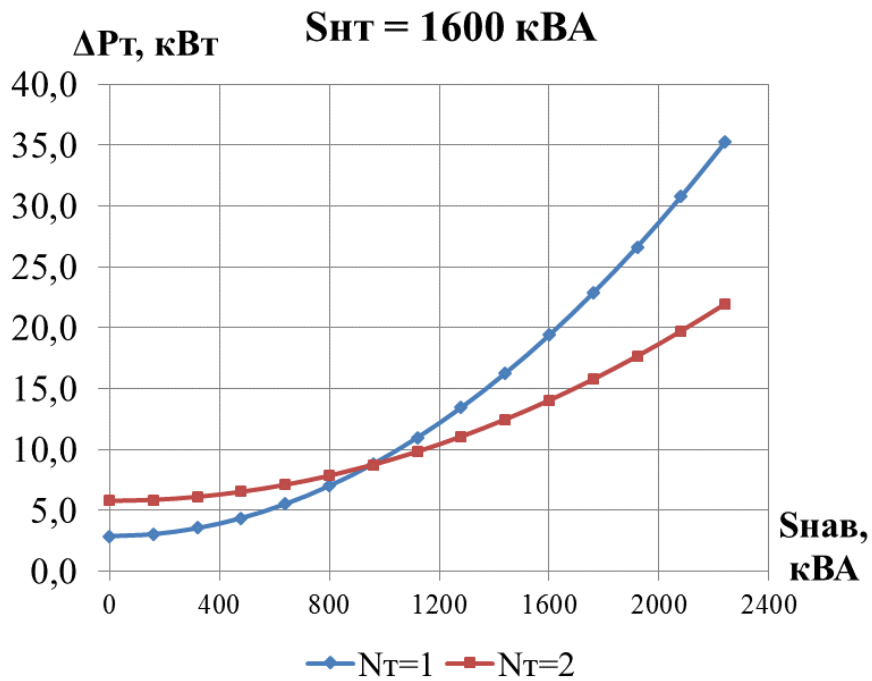


Рис. 2.8. Оцінка мінімуму втрат електроенергії у трансформаторах типу ТМН-1600/35

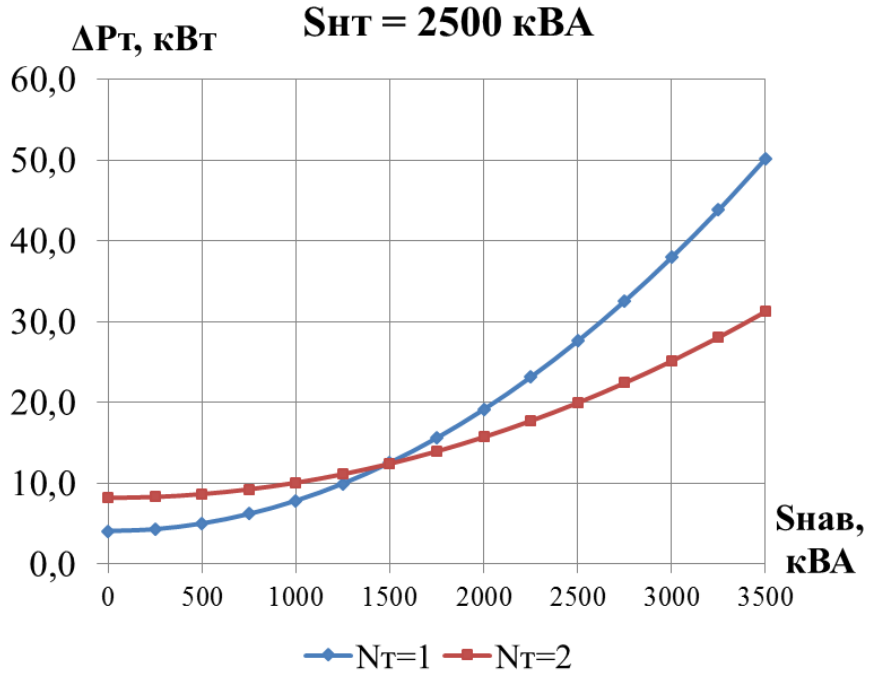


Рис. 2.9. Оцінка мінімуму втрат електроенергії в трансформаторах типу ТМН-2500/35

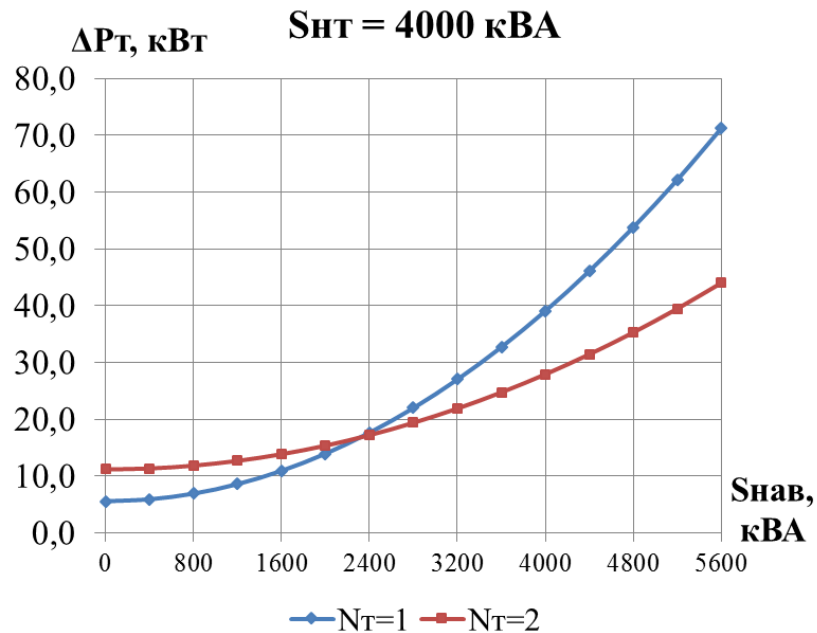


Рис. 2.10. Оцінка мінімуму втрат електроенергії в трансформаторах типу ТМН-4000/35

2.6 Визначення зниження втрат електроенергії у трансформаторах (схема нормального режиму)

Виконаємо оцінку зниження втрат електричної енергії в трансформаторах у разі застосування запропонованого варіанта оптимізації.

І тому скористаємося даними таблиць 2.4-2.5. Приймаємо час використання максимального навантаження споживачам РЕМ рівним 3300 год.

Тоді час найбільших втрат становитиме:

$$\tau_{нб} = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{3000}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 1805 \text{ год}$$

Втрати енергії у трансформаторах визначаються:

- постійні (холостого ходу):

$$\Delta A_{ст} = \Delta P_{xx} T_{год}$$

- навантажувальні (в обмотках):

$$\Delta A_{обм} = \Delta P_{кз} K_z^2 \tau_{нб},$$

де $T_{год} = 8760$ ч – кількість годин роботи трансформатора протягом року.

Наприклад:

1) для трансформаторів, встановлених на нашій ПС сумарні втрати в трансформаторах становитимуть:

$$\Delta A_{ст1} = n_T \Delta P_{xx} T_{год} = 2 \cdot 6,7 \cdot 8760 = 117384 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

$$\Delta A_{обм1} = (\Delta P_{кз1} K_{з1}^2 + \Delta P_{кз2} K_{з2}^2) \tau_{нб} = (33,5 \cdot 0,124^2 + 33,5 \cdot 0,124^2) \cdot 1805 = 1859 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

- сумарні втрати для вихідного варіанта:

$$\Delta A_{В1} = \Delta A_{ст1} + \Delta A_{обм1} = 117384 + 1859 = 119243 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

2) для трансформаторів, які пропонуються до встановлення на ПС сумарні втрати в трансформаторах складуть:

$$\Delta A_{ст2} = n_T \Delta P_{xx} T_{год} = 2 \cdot 2,9 \cdot 8760 = 50808 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

$$\Delta A_{обм1} = (\Delta P_{кз1} K_{з1}^2 + \Delta P_{кз2} K_{з2}^2) \tau_{нб} = (16,5 \cdot 0,31^2 + 16,5 \cdot 0,31^2) \cdot 1805 = 5724 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

- сумарні втрати для вихідного варіант:

$$\Delta A_{B2} = \Delta A_{ст2} + \Delta A_{обм2} = 50808 + 5724 = 56532 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

Різниця річних втрат електроенергії:

$$\Delta A_{B1-2} = \Delta A_{B1} - \Delta A_{B2} = 119243 - 56532 = 62711 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

Розрахунок інших ПС виробляємо аналогічно, результати зводимо в табл. 2.7.

Таблиця 2.7

Порівняння втрат електроенергії в трансформаторах для вихідного та рекомендованого варіантів (нормальний режим роботи)

ПС 35/10 кВ	Варіант 1 (вихідний)		Варіант 2 (рекомендований)		Сумарні втрати енергії		Значення зниження втрат ЕЕ
	$\Delta A_{ст1}$, кВт·год	$\Delta A_{обм1}$, кВт·год	$\Delta A_{ст2}$, кВт·год	$\Delta A_{обм2}$, кВт·год	ΔA_{B1} , кВт·год	ΔA_{B2} , кВт·год	
Типова	117384	1785	50808	5577	119169	56385	62711

2.7 Визначення зниження втрат електроенергії в трансформаторах (схема післяаварійного режиму роботи)

Для РЕМ працювати з одним трансформатором, з результатів, отриманих у пункті 2.3, для вихідного режиму доцільно всім підстанцій. У разі застосування рекомендованих трансформаторів обидва трансформатори доцільно залишити у роботі на ПС, а решту експлуатувати за схемою ПА-режиму. Це викликано тим, що немає можливості відповідно до технічних умов застосувати типорозміри трансформаторів менше 1000 кВА через їхню відсутність.

Розрахунок для ПС проводимо аналогічно наведеним у пункті 2.4 викладкам з урахуванням роботи лише одного трансформатора, а другого – «холодного» резерву. Результати зводимо в табл. 2.8.

Таблиця 2.8

Порівняння втрат електроенергії у трансформаторах для існуючого варіанта
(схема ПА-режиму роботи)

ПС 35/10 кВ	Один трансформатор		Два трансформатори		Сумарні втрати енергії		Значення зниження втрат ЕЕ
	$\Delta A_{ст.1г}$, кВт·год	$\Delta A_{обм.1г}$, кВт·год	$\Delta A_{ст.2г}$, кВт·год	$\Delta A_{обм.2г}$, кВт·год	$\Delta A_{сущ.1г}$, кВт·год	$\Delta A_{сущ.2г}$, кВт·год	$\Delta A_{сущ.2г-1г}$, кВт·год
Типова	58692	3571	117384	1785	62263	119169	56907

Таблиця 2.9

Порівняння втрат електроенергії в трансформаторах для варіанта, що рекомендується (схема ПА-режиму роботи)

ПС 35/10 кВ	Один трансформатор		Два трансформатора		Сумарні втрати енергії		Значення зниження втрат ЕЕ
	$\Delta A_{ст.1г}$, кВт·год	$\Delta A_{обм.1г}$, кВт·год	$\Delta A_{ст.2г}$, кВт·год	$\Delta A_{обм.2г}$, кВт·год	$\Delta A_{рек.1г}$, кВт·год	$\Delta A_{рек.2г}$, кВт·год	$\Delta A_{рек.2г-1г}$, кВт·год
Типова	25404	11155	50808	5577	36559	56385	19827

2.8 Компенсація реактивної потужності в мережах 10 кВ

Встановлення і введення в роботу пристроїв компенсації реактивної потужності в мережах 10 кВ дозволить знизити втрати в лініях живлення і трансформаторах і підвищити їх пропускну здатність або уникнути завищення потужності на етапі вибору, або заміни. Оцінку доцільності установки компенсуючих пристроїв та значення їхньої номінальної потужності виконаємо для ПС, на яких необхідні розрахункові потужності трансформаторів трохи перевищують стандартні номенклатурні. Обмежуючим фактором є активне навантаження споживачів ПС, яке трансформатори однозначно повинні реалізувати в нормальному та ПА-режимі.

Для інших ПС компенсація вирішує питання зниження потужності трансформаторів, а збільшення їх пропускної спроможності не потрібно, т.к. фактичне завантаження залишається невисоким навіть після рекомендації до застосування більш адекватних мінімальних за технічними умовами типорозмірів.

Компенсація реактивної потужності є доцільним заходом до ухвалення зменшеного типорозміру трансформатора, т.к. питома вартість 1 квар реактивної потужності орієнтовно в 2 рази нижче 1 кВА трансформаторної. До того ж, менші типорозміри трансформаторів мають нижчі втрати активної та реактивної потужності, що є додатковим аргументом на користь застосування адекватних типорозмірів силових трансформаторів на ПС.

2.9 Збільшення частки мереж 35 кВ РЕМ

Передача електричної енергії на вищому рівні напруги дозволяє покращити режим за даним показником у кінцевого споживача, а також знизити втрати електричної енергії у розподільчих мережах. Аналіз розподільчих мереж РЕМ показує, що основною напругою, яка використовується при передачі ЕЕ від живильної підстанції до споживчих ТП, є напруга 10 кВ та 0,4 кВ. Виходячи з можливих шляхів виконання оптимізації розподільчих мереж необхідно також розглянути захід зі збільшення частки мереж напругою 35 кВ. Цей захід доцільний у випадках:

- Суттєвого збільшення електричних навантажень;
- Приєднання потужного віддаленого споживача;
- Будівництва нового житлового району, який істотно віддалений від підстанцій живлення;
- Навантаження трансформаторів на існуючих підстанціях.

Тільки в такому випадку слід розглядати варіант спорудження додаткової ПС 35 кВ, оскільки без трансформації збільшення частки ліній 35 кВ немає необхідності.

На сьогоднішній день для РЕМ неактуальні наведені вище фактори, тому захід щодо збільшення частки мереж 35 кВ є недоцільним.

2.10 Розрахунок інших технологічних втрат електричної енергії

2.10.1 Розрахунок втрат електроенергії від струму витoku через ізоляцію ПЛ

Розрахунок витрати електроенергії від струму витoku через ізоляцію ПЛ та КЛ 6-10 кВ виконується відповідно до ГНД 34.09.104-2003 «Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38-150 кВ» та положень нормативного документа Міненерго визначення технологічних витрат електричної енергії у трансформаторах та лініях електропередачі».

У даних Методичних рекомендаціях до технологічних витрат електроенергії відносять втрати енергії, зумовлені електромагнітними процесами в струмопровідних частинах електричної мережі та осердя апаратів при її передачі, а також кліматичні втрати та втрати енергії в ізоляції елементів мережі (далі - втрати електричної енергії).

Втрати електроенергії в ізоляції ПЛ обчислюють згідно з розділом Д.6 ГНД 34.09.104-2003 або з урахуванням ступеня забруднення атмосфери (СЗА) у кВт·год за формулою:

$$\Delta W_{\text{Киз}}^{(P)} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{3 \cdot R_{\text{из}} \cdot N_{\text{из}}} T_{\text{вл}} \cdot N_{\text{гир}},$$

де $U_{\text{НОМ}}$ – номінальна напруга ПЛ, кВ;

$R_{\text{из}} = 1345 - 215(N_{\text{рив}} - 1)$ – електричний опір одного ізолятора, кОм, ($N_{\text{рив}}$ – номер рівня СЗА, визначений відповідно до ГНД 34.51.101);

$N_{\text{из}}$ – кількість ізоляторів у фазі ПЛ, яку приймають за проектом ПЛ, ГКД 34.51.101 або середня кількість ізоляторів у гірляндах на лініях відповідно до таблиці 7.6 Методики;

$N_{\text{гир}}$ – кількість гірлянд ізоляторів, яку приймають за проектом ПЛ;

$T_{\text{вл}}$ – тривалість у розрахунковому періоді вологої погоди (туман, роса, дощ, мокрий сніг, мряка), годин.

Таблиця 2.10

Середня кількість ізоляторів на опорах повітряних ліній із різним ступенем забрудненості атмосфери

Рівень СЗА	Середня кількість ізоляторів у гірляндах на лініях напругою, кВ									
	6	10	20	35	110	150	220	330	500	750
I	1	1	2	3	6	9	12	18	25	39
II	1	1	2	3	7	10	15	19	27	42
III	1	1	2	3	8	11	16	20	30	48
IV	1	1	3	4	10	13	20	25	35	60
V	2	2	3	4	10	14	20	28	40	60
VI	2	2	4	5	12	17	24	34	49	72
VII	2	2	4	6	15	20	29	40	59	87

Дозволено визначати кількість гірлянд ізоляторів на ПЛ за формулою $N_{гир} = n_{гир} \cdot l$,

де $n_{гир}$ – питома кількість гірлянд ПЛ відповідно до таблиці 7.7, од./км;

l – довжина ПЛ, км.

Таблиця 2.11

Середня кількість гірлянд ізоляторів на опорах повітряних ліній

Напруга ПЛ, кВ	6-20	35	110	150	220	330	500	750
Питома кількість гірлянд $n_{гир}$, од./км	46,8	23,4	12,9	11,4	9,8	8,6	8,0	7,1

Перехід від ступеня забрудненості атмосфери (СЗА) по ГНД 34.51.101 ступеня забрудненості (СЗ) відповідно до Глави 1.9 ПУЕ: 2020 та навпаки виконують за таблицею 7.8.

Таблиця 2.12

Порівняльна таблиця ступенів забрудненості

Ступінь забрудненості (СЗ) відповідно до глави 1.9 ПУЕ: 2020	1	2	3	4	5
Ступінь забрудненості атмосфери (СЗА) відповідно до ГНД 34.51.101	I та II	III	IV та V	VI	VII

У нашому випадку дані про тривалість груп погоди у розрахункових періодах відсутні, тому втрати електроенергії в ізоляції ПЛ і-го класу напруги у кВт•год

обчислюють з використанням питомих середньорічних втрат електроенергії, наведених у таблиці 7.9, за формулою:

$$\Delta W_{\text{Киз}}^{(P)} = \Delta W_{\text{из.сп.і.г}} \cdot l_i \cdot T_H \cdot 10^3 / 8760,$$

$\Delta W_{\text{из.сп.і.г}}$ – питомі середньорічні втрати електроенергії в ізоляції ПЛ i -го класу напруги у r -том регіоні, тис.кВт·год/км;

l_i – довжина ПЛ i -го ступеню напруги, км.

Таблиця 2.13

Питомі середньорічні втрати електроенергії в ізоляції ПЛ, тис.кВт·год/км

Номер регіону	Напруга ПЛ, кВ									
	6	10	20	35	110	150	220	330	500	750
Перший	0,31	0,51	1,00	1,07	1,68	1,93	2,10	3,14	4,75	7,13
Другий	0,27	0,44	0,87	0,92	1,46	1,68	1,82	2,72	4,11	6,18

До першого регіону належать області: Харківська, Полтавська, Сумська, Чернігівська, Житомирська, Київська, Черкаська, Вінницька, Хмельницька, Тернопільська, Рівненська, Львівська, Волинська, Івано-Франківська, Закарпатська, Чернівецька; до другого Донецька, Луганська, Дніпропетровська, Кіровоградська, Одеська, Миколаївська, Херсонська, Запорізька, Автономна Республіка Крим.

Таким чином, для другого регіону (Дніпропетровська область) та рівня напруги 10 кВ, сумарної довжини ПЛ РЕМ 807,36 км та знаходження ПЛ під напругою протягом усього розрахункового періоду втрати ЕЕ від струму витоку становитимуть:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{Киз}}^{(P)} &= \Delta W_{\text{из.сп.і.г}} \cdot l_i \cdot T_H \cdot 10^3 / 8760 = \\ &= 0,44 \cdot 807,36 \cdot 8760 \cdot 10^3 / 8760 = 355238 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \end{aligned}$$

Середні втрати активної потужності:

$$\Delta P_{\text{Киз}} = \Delta W_{\text{Киз}}^{(P)} / T_H = 355238 / 8760 = 40,6 \text{ кВт}$$

2.10.2 Розрахунок втрат електроенергії від струму витоку через ізоляцію КЛ

Втрати електроенергії в ізоляції КЛ обчислюють згідно з розділом Д.6 ГНД 34.09.104-2003 у кВт • год за формулою:

$$\Delta W_{\text{ИЗк}}^{(P)} = \sum_1^j (\Delta Q_{0j} \cdot l_{kj}) \cdot \text{tg} \delta \cdot T_H$$

де ΔQ_{0j} - питома зарядна потужність кабелю j -го поперечного перерізу, кВАр/км;

l_{kj} – сумарна довжина ділянок ЛЕП, виконаних кабелем j -го поперечного перерізу, км;

$\text{tg} \delta$ – тангенс кута діелектричних втрат;

T_H – час знаходження КЛ під напругою за розрахунковий період, годин.

Значення ΔQ_{0j} приймаємо за ТУ для кабелю.

Значення тангенсу кута діелектричних втрат $\text{tg} \delta$. Залежно від терміну експлуатації кабелів лежить у межах від 0,016 до 0,022. Перше значення відповідає усередненому терміну експлуатації КЛ до 20 років, друге – понад 40 років. При терміні експлуатації від 20 до 40 років значення тангенсу кута діелектричних втрат приймається рівним 0,019.

Зазначимо, що для РЕМ характерним є термін експлуатації КЛ понад 40 років, що вказує на суттєво застарілу мережу, в якій, крім збільшених втрат, зростає ймовірність відмов обладнання.

Склад КЛ-10 кВ РЕМ наступний:

Переріз кабелю, мм ²	g ₀ , кВАр/км	tgδ	L _{кл} , км
35	10,7	0,022	7,290
50	11,7	0,022	0,910

$$\Delta W_{\text{ИЗк}}^{(P)} = \sum_1^j (\Delta Q_{0j} \cdot l_{kj}) \cdot \text{tg} \delta \cdot T_H = (10,7 \cdot 7,29 + 11,7 \cdot 0,91) \cdot 0,022 \cdot 8760 = 17085 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Середні втрати активної потужності:

$$\Delta P_{\text{ИЗк}} = \Delta W_{\text{ИЗк}}^{(P)} / T_H = 17085 / 8760 = 1,95 \text{ кВт}$$

2.10.3 Розрахунок умовно-постійних витрат електроенергії в інших елементах мереж РЕМ

До елементів мережі, в яких також слід враховувати втрати електричної енергії, відносяться лічильники електричної енергії.

Таблиця 2.14

Розрахунок умовно-постійних витрат електроенергії в елементах мереж

Розрахунок умовно-постійних витрат електроенергії у лічильниках споживачів згідно Д.4 ГНД 34.09.104-2003						
Клас точності лічильника	Номинальну напруга, кВ	Кількість, од	Втрати потужності, МВт/од	Втрати електроенергії, тис.кВт*год	Розрахунковий період, ч.	Втрати потужності, МВт
Статичні						
Трьохфазні						
0,5(0,2)	0,38	1	0,0000063	0,055	8760	0,00000630
1,0	0,38	4 592	0,0000072	289,627	8760	0,03306240
2,0	0,38	4	0,00000675	0,237	8760	0,00002700
Однофазні						
1,0	0,38	20 984	0,0000024	441,168	8760	0,0503616
2,0	0,38	3 904	0,00000225	69,564	8760	0,0079410
			Усього	881,901		0,10067

2.11 Заходи щодо зниження комерційних втрат електроенергії у розподільчих мережах РЕМ

Технологічна витрата електроенергії в електричних мережах енергосистем складається із суми технічних втрат (втрат від перебігу струму та втрат холостого ходу в трансформаторах) та комерційних втрат, що характеризують похибки вимірювальної системи та обсяг розкрадань електроенергії. При спаді виробництва, яке спостерігається останніми роками в нашій країні і, як наслідок, зниження енергоспоживання збільшення втрат електроенергії в електричних мережах пов'язане здебільшого зі збільшенням їхньої комерційної складової. Це пояснюється насамперед неплатежами за спожиту електроенергію та різким зростанням кількості розкрадань електроенергії. Цілком природно, що при суттєвому збільшенні вартості електроенергії та загальної несприятливої економічної ситуації країни багато споживачів прагнуть занизити показники оплати за спожиту ними електроенергію. Основною причиною розкрадання електроенергії є недосконалість існуючої системи її обліку.

Одним із основних факторів, що впливають на збільшення звітних втрат енергії в електричних мережах енергосистем, є те, що у зв'язку зі спадом промислового виробництва істотно збільшилося у відсотковому відношенні споживання електроенергії побутовими споживачами, на які припадає основний обсяг розкрадань електроенергії. Крім того, випадки розкрадання електроенергії промисловими споживачами трапляються значно рідше, ніж побутовими. Тому найбільш істотно зростають звітні втрати у мережі напругою 0,4 кВ, від яких отримують харчування переважна більшість побутових споживачів. Розкрадання електроенергії завдають електроенергетичній галузі досить відчутних збитків. Недостатня увага до проблем ефективної боротьби з розкраданнями електроенергії та вдосконалення існуючих систем обліку веде до подальшого наростання комерційних втрат. Заходи, що сприяють удосконаленню обліку електроенергії та підвищенню ефективності боротьби з розкраданнями, здатні окупити себе в досить короткий термін.

2.11.1 Реконструкція ліній 0,4 кВ

Складна конфігурація та велика розгалуженість мереж 10 і 0,4 кВ РЕМ створюють значні труднощі щодо виявлення місць розкрадання електроенергії.

Лінії 0,4 кВ які мають значну протяжність, велику кількість приєднаних споживачів доцільно реконструювати зі збільшенням частки ПЛ-10 кВ та використанням розвантажувальних щоглових ТП-10/0,4 з їх наближенням до споживачів.

Захід з розділення перевантаженої протяжної лінії на дві частини та встановлення додаткової ТП дозволяє підвищити пропускну здатність і може забезпечити зниження втрат потужності та напруги, а також скоротити величину недовідпущеної електроенергії.

Цей захід слід розглядати для ліній 0,4 кВ у разі:

- скарг від споживачів щодо рівня напруги у мережі (низьке значення);
- незадовільний стан самої лінії: опори мають множинні відколи, тріщини, оголення арматури; провід має численні скручування, фізично зношений; незадовільний стан контактних з'єднань і.т.д.

Наведені фактори призводять до неможливості нормальної експлуатації лінії, у таких випадках має бути розглянуте питання щодо її реконструкції. При реконструкції повинні одночасно враховуватись заходи щодо зниження комерційних втрат електроенергії, що викликаються розкраданнями.

У селищах і сільській місцевості для розкрадання електроенергії поширене підключення потужних електроприймачів, минаючи розрахунковий лічильник. Більшість повітряних ліній електропередач напругою 0,4 кВ виконуються неізолюваними проводами. При цьому досить часто трапляються випадки, коли нульовий провід виконується меншого перерізу, ніж фазні, або лінія взагалі виконується двопровідною. Все це дозволяє легко підключитися до цих ліній, чим користуються розкрадачі електроенергії. Для того щоб уникнути подібних випадків

лінія, що реконструюється, повинна виконуватися за допомогою самонесучих ізольованих проводів (СП) у трифазному виконанні по всій довжині. Застосування СП значно ускладнює несанкціоноване підключення до ПЛ 0,4 кВ та сприятиме зниженню комерційних втрат електроенергії, а також підвищенню електробезпеки повітряних ЛЕП у житлових районах. Виконання лінії у трифазному виконанні дозволить збільшити навантаження побутових споживачів, що підключаються, 0,22 кВ втричі. При цьому для споживачів третього рівня електрифікації з підвищеним рівнем комфортності (будинки котеджного типу) при приєднаній потужності більше 11 кВт доцільно виконувати трифазне введення.

2.11.2 Заміна лічильників електроенергії за МП

Загальна кількість споживачів, які мають прилади обліку з закінчившимся МП, становить близько 15 % від загальної кількості. Згідно з Кодексом систем обліку електричної енергії, прилади обліку повинні стояти у споживачів з класи точності не менше 1. Виконаний аналіз основних недоліків системи обліку електроенергії побутових споживачів диктує необхідність застосування заходів щодо її вдосконалення з метою зниження комерційних втрат електроенергії.

2.11.3 Контроль показань лічильників електроенергії за допомогою струмовимірювальних кліщів

Одним з найбільш вдалих застосувань безконтактних методів вимірювання стала розробка амперметрів, що використовують для вимірювань струму, що протікає, трансформатор з роз'ємним магнітопроводом. Це дозволяє підключити вимірювальний пристрій до ланцюга без розриву останнього. Такий метод надзвичайно зручний при оперативній зміні змінних струмів досить великої величини. Переваги даного методу виміру очевидні також під час проведення великої кількості вимірів, у своїй час одного виміру вбирається у кількох секунд. Останнім часом різними виробниками було розроблено велику кількість таких приладів, які отримали

назву «струмові кліщі» або «клампметри». Даним методом можливі вимірювання не тільки струму, що протікає, але і частоти, активної і реактивної потужності, кута зсуву фази і навіть спостереження форми сигналу. Величезна кількість вироблених моделей клампметрів охоплює весь діапазон вимірюваних параметрів.

Група найпростіших клампметрів найчисленніша. Ці прилади вимірюють значення змінного струму, крім того, за допомогою звичайних щупів здатні вимірювати напругу і опір. Ці прилади досить прості, надійні, дешеві та безпечні. Похибка вимірювання струму вбирається у 2,5 %. Характерні представники цієї групи приладів ЕСТ, БМР, СМТ, АТК, ДМ, ДТ та ін.

Всі перераховані вище переваги клампметрів дозволяють використовувати їх як засіб виявлення розкрадань електроенергії. Наприклад, використовувати струмові кліщі для контролю правильності показань лічильників електроенергії або дотримання споживачем договірної потужності з енергопостачальною організацією. У період добового максимуму навантаження за допомогою клампметра заміряється струм або потужність в залежності від можливостей клампметра лінії електропередач, що проходять через відпаювання, що йде до споживача. Якщо виміряний струм, знаючи напругу мережі і легко можна отримати значення потужності для однофазної мережі:

$$P = \frac{U_{л}}{\sqrt{3}} \cdot I \cdot \cos \varphi,$$

де $U_{л}$ - лінійна напруга мережі, кВ;

$\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності;

I - виміряне значення струму, А.

Отримане таким чином значення споживаної потужності в період добового максимуму – максимальне навантаження. Знаючи кількість годин використання

максимуму навантаження T_{\max} , можна визначити значення середньої споживаної потужності для даного споживача P_{CP} за формулою:

$$P_{CP} = \frac{P_{\max} T_{\max}}{8760},$$

де P_{\max} - максимальне навантаження споживача;

T_{\max} - кількість годин використання максимуму навантаження;

8760 ч –кількість годин у році.

Визначивши середню споживану потужність для даного споживача, легко розрахувати кількість електроенергії, спожитої їм за розрахунковий період W , за формулою:

$$W = P_{CP} t$$

де t – розрахунковий період.

Потім порівнюється розраховане за формулою значення кількості електроенергії, спожитої за розрахунковий період, зі свідченнями лічильника електроенергії, встановленого у споживача. Якщо спостерігається значне розходження між показаннями лічильника та отриманим шляхом вимірювання та розрахунку кількістю спожитої електроенергії, слід приділити особливу увагу огляду приладу обліку та електропроводки у споживача. Можлива поломка лічильника, зміна схеми його підключення з метою зниження показань, обладнання прихованого проведення та інші причини виникнення розбіжностей.

Вимірювання поточного навантаження споживача працівником електромережі за допомогою струмових кліщів також допомагає виявити порушення щодо приєднаної договірної потужності споживача та реального навантаження, яке

створюється ним на мережу. Розбіжності можливі у разі встановлення автоматичного вимикача більшого типорозміру з хибними наклейками, що відповідають струмовому навантаженню та договірній потужності.

Описані заходи не вимагають значних матеріальних витрат, але є добрим захистом від несанкціонованого відбору електроенергії.

2.12 Модернізація мереж напряму збуту електроенергії

2.12.1 Установка загальнопід'їзних шаф обліку

Для запобігання розкраданню електроенергії побутовими споживачами, які мешкають у багатоквартирних будинках, пропонується встановлення загальнопід'їзних шаф обліку. У під'їзді житлового будинку розміщується шафа, де встановлюються усі прилади обліку електроенергії мешканців під'їзду. Від пристроїв обліку в кожній квартирі прокладається окрема електропроводка. Прилади обліку замикаються на замок та доступ до них мають лише представники енергопостачальника. Для забезпечення контролю споживачами щодо споживання електроенергії та своєчасної оплати її в повному обсязі у шафі виконуються оглядові вікна та складається графік знімання показань представниками енергопостачальника, які відвідують прилади обліку згідно з графіком. Місце встановлення приладів обліку правилами користування електроенергією для населення (ПКЕЕН) не визначається. Відповідно до п.10 "Прилади обліку встановлюються відповідно до вимог правил улаштування електроустановок". Пункт 1.5.6. ПУЕ визначає наступне: "Лічильники для розрахунку електропостачальної організації із споживачами електроенергії рекомендується встановлювати на межі поділу мережі (за балансовою належністю) електропостачальної організації та споживача". А відповідно до п.2.5. правил користування електроенергією (ПКЕЕ) "Може бути встановлена інша обґрунтована межа експлуатаційної відповідальності, яка обумовлена особливостями експлуатації електроустановок або пристроїв релейного захисту та автоматики (РЗА) та зв'язку". Крім того, п.21 ПКЕЕН визначається: "За власним рішенням енергопостачальник має

право самостійно знімати показання приладів обліку у споживача".

Враховуючи вищесказане, а також те, що споживачі можуть зняти показання лічильників, оглянути прилад обліку у присутності представника енергопостачальника у визначений термін – встановлення загальнопід'їзних шаф обліку не суперечить чинному законодавству.

При впровадженні заходу внутрішньобудинкові електромережі від введення в будинок до розподільних квартирних щитків монтуються за рахунок компанії, є власністю компанії та надалі обслуговуються за рахунок компанії. По ряду проблемних будинків цей захід єдиний, який запобігає розкраданню електроенергії.

Установка загальнопід'їзних шаф обліку планується насамперед у районах з проблемами опалення та постачання гарячої води, а також у будинках з виявленим підвищеним рівнем втрат електроенергії на підставі показань загальнобудинкових приладів обліку або проведення балансу електроенергії за 0,4 кВ у будинках, де відсутня організація, відповідальна обслуговування внутрішньодомових електромереж.

Внаслідок впровадження цього заходу повністю виключається розкрадання електроенергії побутовими споживачами у багатоквартирних будинках.

2.12.2 Впровадження обліку споживання електроенергії населенням.

У побутових споживачів, які мешкають у багатоквартирних будинках, впроваджується система АСКОЕ-Побут.

Цей захід пропонується в багатоквартирних будинках, де фактично неможливий доступ до приладів обліку. Прилади обліку знаходяться у квартирах, прохід у квартири замикається – двома-трьома дверима тамбурів. Лічильники електроенергії встановлюються у всіх квартирах або будинках, загальний облік на багатоквартирний будинок, на освітлення та облік ліфтів та юридичних споживачів, підключення від ТП та житлових будинків. У ТП 6-10/0,4 кВ встановлюється маршрутизатор для збору інформації від усіх лічильників, встановлених на лініях, що відходять 0,4 кВ. Зняття

показань лічильників, аналіз споживання, підрахунок балансу електроенергії з ТП, відключення споживачів проводиться дистанційно. Як лінії зв'язку маршрутизатора з лічильником використовується радіозв'язок. Загалом по ТП весь час проводиться підрахунок балансу електроенергії, у разі неврахованого споживання на екран у "центрі" відображається інформація з визначенням ПЛ-0,4 кВ, в якій є витік електроенергії та на місце спрямовується оперативна бригада з виявлення крадіжок електроенергії.

Таким чином, впровадження заходу спрощує процедури контрольного знімання показань лічильників, відключення споживачів, викриття споживачів - порушників ПКЕЕ, а зрештою призведе до мінімуму втрат на ділянці.

2.12.3 Застосування автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії споживачів

Електроенергія в Україні відноситься до одного з видів послуг, що постачаються енергосистемою, і тому розкрадання електроенергії не вважається крадіжкою власності, а викрадач електроенергії при виявленні факту розкрадання може понести лише адміністративне покарання, а сам факт такого розкрадання досить складно доводити.

Основною метою систем дистанційного контролю та обліку споживання електроенергії є покращення оплати за електроенергію.

Основна спрямованість даних систем – це:

- Зменшення комерційних та технічних втрат електроенергії;
- Зменшення експлуатаційних витрат;
- Розрахунок балансу отриманої та спожитої електроенергії.

При цьому побутовий сектор споживання електроенергії можна розділити на два підсектори, це приватний (одноквартирні будинки, котеджі), комунальний (багатоквартирні будинки). Виходячи з цього, розробка приладів обліку електроенергії велася, враховуючи специфіку споживання електроенергії в цих

підсекторах. Для приватного сектора житла характерні такі основні особливості: великий рівень комерційних втрат електроенергії, до 60% і великі складності доступу до лічильника для звіряння показань або перевірки його технічного стану.

Для комунального сектора житла характерні такі особливості: - заниження показань лічильників при оплаті за електроенергію споживачами, комерційні втрати можуть сягати 20%; енергозбутові організації не мають можливості оперативного контролю спожитої та оплаченої електроенергії; складності доступу до лічильника для звіряння показань або перевірки його технічного стану. Такий стан справ задовго дозволив відпрацювати механізми розкрадання електроенергії в дуже великих кількостях. Так, за оцінкою енергозбутових організацій у приватному секторі, розкрадання електроенергії в середньому по Україні становить до 25% від усієї споживаної побутовими споживачами електроенергії. Тому без нових технічних засобів обліку споживання електроенергії одними організаційними заходами цієї проблеми не впоратися.

АСКОЕ – автоматизована система комерційного обліку електроенергії.

Система АСКОЕ дозволяє дистанційно знімати та передавати показання від підключених лічильників по вибраним зашифрованим каналам зв'язку на комп'ютер із встановленим програмним забезпеченням для обліку споживаної електроенергії та віддаленого адміністрування лічильників.

Система АСКОЕ затребувана скрізь, де є територіально розподілена мережа споживачів електроенергії, з необхідністю отримання звітів щодо кожного споживача окремо: індивідуальні домогосподарства у містах та селах, котеджне селище, дачні ділянки, гаражі, великі багатоквартирні будинки. Використання АСКОЕ гарантує миттєве та точне отримання показань про споживану електроенергію з кожного приладу обліку, виключає помилки у списуванні показань з лічильників вручну, робить непотрібним штат обхідників, які контролюють правильність подання відомостей із лічильників. Крім того, система АСКОЕ проінформує про

несанкціоноване розкриття корпусу і пломбовану клемну коробку приладу обліку і моментально виявить лічильник електроенергії, що вийшов з ладу.

Функції та переваги системи АСКОЕ:

- автоматичне збирання показань комерційного обліку споживання електроенергії.
- зберігання та надання інформації щодо споживання електричної енергії та потужності у зручному для аналізу вигляді у загальній базі даних.
- забезпечення багатотарифного обліку споживання електроенергії за однією системою часу.
- самостійний та примусовий контроль лімітів енергоспоживання за години максимального навантаження енергосистеми для кожного споживача окремо.
- аналіз споживання електроенергії та прогнозування витрат.

Для розрахунків за електроенергію можна використовувати будь-які засоби обліку, внесені до Державного реєстру засобів вимірювальної техніки.

Досвід показує, що для АСКОЕ краще використовувати наступні лічильники:

- лічильники електроенергії EMH LZQJ-XC із модемами VARIOMOD (виробник EMH metering GmbH & Co.);
- лічильники електроенергії A1140, A1805 (виробник Альфа Метронік);
- лічильники електроенергії EPQS, LZQM (виробник Елгاما Електроніка);
- лічильники електроенергії Меркурій 230 (виробник Інкоткекс);
- лічильники електроенергії НІК 2301, НІК 2303, НІК 2305 (виробник НІК);
- лічильники електроенергії ACE 6000, SL 7000 (виробник Actris Itron);

Будь-яка система АСКОЕ розробляється проектом і встановлюється за кількома типовими схемами, виходячи з бюджету та способу передачі даних:

- передача даних АСКОЕ за допомогою інтернету, телефонних ліній та окремих провідників;
- передача даних АСКОЕ за допомогою мобільного зв'язку (GPRS, GSM, 2G, 3G) та технологій wi-fi;

- передача даних АСКОЕ по високочастотному каналу через силові та високовольтні лінії;
- комбінована передача даних АСКОЕ для збільшення надійності системи.

Система АСКОЕ буває багаторівнева: зазвичай два чи три рівні. Це спрощує облік електроенергії на розгалужених об'єктах та підприємствах/

2.13 Встановлення локального обладнання збору та обробки даних (ЛУЗОД) на ПС РЕМ.

Для визначення районів з підвищеними втратами електроенергії на всіх фідерах підстанції, що відходять, встановлюються лічильники для підрахунку балансу електроенергії. Для автоматизованої обробки інформації з лічильників пропонується на об'єктах впровадити локальне обладнання збору та обробки даних (ЛУЗОД).

Організація ЛУЗОД на ПС є заходом, який дозволить:

1. Зменшити транспортні витрати та втрати людських ресурсів на зняття показань із лічильників.
2. Виконати вимоги ПКЕЕ (пункт 3.35) щодо забезпечення ЛУЗОД майданчиків вимірювання у комерційних точках обліку, власниками яких є ДТЕК.
3. Оперативно стежити за електроспоживанням великих споживачів та контролювати обсяги надходження електроенергії.
4. Отримати точну та достовірну інформацію про обсяги надходження, розподілу, генерації, відпустки та споживання електроенергії шляхом автоматизації процесів вимірювання, збирання, обробки, зберігання, документування вимірних параметрів електроенергії.
5. Формування достовірного балансу надходження, розподілу, генерації, відпустки та споживання електроенергії для перевірки даних лічильників та оперативного виявлення та усунення наднормативних втрат в електричних мережах. Крім того, як показала практика, внаслідок підрахунків балансу електроенергії виявляються випадки крадіжок електроенергії.

Так, наприклад: у 2013 році для 1РЕМ ДГЕС завдяки впровадженню ЛУЗОД на РП 58 усунуено недооблік електроенергії в обсязі 600 тис.кВт·год.

Для забезпечення повного використання системи ЛУЗОД необхідно встановити для фідерів на підстанціях лічильники, які мають можливість роботи у ЛУЗОД.

Складання шаф ЛУЗОД та монтаж обладнання безпосередньо на підстанціях виконується господарським способом силами центральної служби з експлуатації приладів обліку АТ «ДТЕК «Дніпровські електромережі»».

Після встановлення ЛУЗОД на підстанціях відповідні запити за даними лічильників виконуються за допомогою сервісного програмного забезпечення, встановленого на центральному сервері, з подальшим конвертуванням даних у «Систему збору інформації про електроспоживання».

Для впровадження локальної системи збирання та обробки даних (ЛУЗОД) на підстанціях РЕМ закуповуються комплекти ЛУЗОД. Все обладнання та матеріали змонтовані постачальником в окремі шафи, комплект кабелів для підключення обладнання до системи входить до комплекту ЛУЗОД.

Витрати на обладнання та матеріали однієї шафи становлять приблизно 41,3 тис. грн. без ПДВ.

Встановлення лічильників. Для забезпечення точок обліку на ПС, де планується встановити ЛУЗОД, необхідно застосувати сумісні з системою лічильники. Даним вимогам відповідають лічильники типу НІК 2107 (або аналогічні) з реєстрацією даних та інтерфейсом RS-485 для можливості підключення їх до ЛУЗОД. Лічильники встановлюються на кожну точку обліку.

2.14 Пошук втрат електричної енергії по стороні 0,4 кВ для РЕМ

На прикладі свого досвіду розповім про пошук втрат електроенергії.

Є багато причин, через що у мережах є втрати, одні з таких – несвоєчасне зняття показів з лічильників, особливо це стосується тих, які знаходяться в ТП, відсутність лічильників (бували такі випадки, коли багатоповерховий будинок знаходився без

лічильника на ТП, тому що була аварія на цій тп, обладнання прибрали, будинок підключили на резервну лінію, а з часом навпаки переключили на це ТП та обладнання не встановили). В основному такі втрати виникнуть просто за відсутності або не своєчасному знятті балансів.

В іншому випадку, втрати виникають через те, що є невідповідність обладнання, наприклад на ТС вказали невірний коефіцієнт, також є вимоги на встановленні лічильники у споживачів, щоб клас точності не був менше за 1.

Результатом роботи лічильника є імпульси, котрі виникають з якоюсь періодичністю, яка залежить від споживання (навантаження) споживача.

Отже, при відсутності інтелектуальних систем, обладнання, за рахунок якого ми зможемо контролювати споживання електроенергії – нам потрібен зразковий лічильник (ПВС, Zera або щось аналогічне) і максимальна інформація по цій точці комерційного обліку, починаючи з «голови» (лічильник секціоний та обладнання ТС секціонні, вимір навантаження по кожній фазі та нулю), перерка правильності схеми ТП, відповідності споживача до РБ. А згодом треба розпочинати перевірку всіх лічильників, знаходящихся на ТП, починаючи з підприємств та компаній, в яких є велика договірна потужність. Потім, після вимір, перевірки треба фіксувати час, та зробити візуальний обхід споживачів. Якщо це багатоквартирні будинки, треба звернути увагу на лічильники освітлення, підключення інтернет обладнання, якщо приватний сектор, подивитися на лінії (голий чи СПП), підключення абонентів від ліній.

Наступним кроком є перевірка всіх інших доступних приладів обліку, та точок комерційного обліку з фіксацією часу.

Якщо після цього нічого не змінилось в базі балансистів, треба прийти і зробити ще раз зняття показів та проаналізувати роботу. Пошук втрат на ТП – це та робота, коли відповідальна особа та балансист РЕМу стають одним цілим.

Економічний розділ

3. Техніко-економічне обґрунтування

3.1 Ціль та задачі

У спеціальній частині обґрунтовано заходи щодо оптимізації функціонування розподільчих мереж типового району електричних мереж (РЕМ). Були розроблені та запропоновані до реалізації такі заходи:

- типорозмірна оптимізація силових трансформаторів 35/10 кВ;
- удосконалення системи обліку електричної енергії за рахунок застосування сучасних приладів, що мають захист від розкрадань електроенергії та покращені метрологічні характеристики;
- впровадження автоматизованої системи збору та обробки даних з електроспоживання (ЛУЗОД) на лініях, що відходять від ПС 10 кВ.

Наведені заходи дозволять знизити технічні та комерційні втрати електроенергії у мережі РЕМ. Прийняті рішення щодо оптимізації вимагають оцінки економічних показників.

3.2 Розрахунок капітальних витрат

Капітальні інвестиції – це кошти, призначені для створення і придбання основних фондів і нематеріальних активів, що підлягають амортизації.

Капітальні інвестиції з реалізації проектного технічного рішення в кваліфікаційній роботі включають:

- витрати на придбання обладнання;
- витрати, пов'язані з виконанням будівельно-монтажних робіт;

- витрати, пов'язані з виконанням монтажних-налагоджувальних робіт;

Проектні капітальні витрати в устаткування і будівельно-монтажні роботи визначаються на основі цін, наведених у відкритих інформаційних джерелах оптового продажу обладнання та за фактичними витратами підприємства.

Величину проектних капіталовкладень ($K_{пр}$) можна визначити за формулою (3.2.1):

$$K_{пр} = K_{об} (\sum_{i=1}^k \Pi_i) + Z_{тзс} + Z_{м} + Z_{н} + Z_{пр} \quad (3.2.1)$$

де $(\sum_{i=1}^k \Pi_i)$ - (сумарна вартість комплектуючих елементів і - го виду, необхідних для реалізації прийнятого технічного рішення);

K - кількість необхідних комплектуючих елементів;

$Z_{тзс}$ – транспортно-заготівельні і складські витрати;

$Z_{м}$ – витрати на монтажні роботи;

$Z_{н}$ - витрати на налагоджувальні роботи;

$Z_{пр}$ – інші одноразові вкладення грошових коштів

Розрахунок капітальних витрат на оптимізацію розподільчих мереж виконаємо на прикладі типової підстанції 35/10 кВ РЕМ за показниками вартості елементів, що підлягають придбанню та заміні:

- силових трансформаторів 35/10 кВ;
- обладнання системи ЛУЗОД;
- лічильників електричної енергії типу EPQS, сумісних із ЛУЗОД.

Так на ПС рекомендується замінити 2 силові трансформатори типу ТМН-4000 кВА на ТМН-1600 кВА, встановити на кожне приєднання та вступні осередки лічильники комерційного обліку електроенергії типу EPQS (9 од.), встановити

комплектну шафу системи ЛУЗОД з обладнанням (1 од.), встановити трансформатори струму та трансформатори напруги для 10 кВ.

Розрахунок капітальних витрат наведено у табл. 3.1 за даними заводів-виробників та представників ринку електрообладнання:

- силові трансформатори 35 кВ, (<https://elektroprom.com.ua>);
- ліильники електроенергії типу НІК, обладнання системи ЛУЗОД – компанія «НИК» (<https://nik.net.ua>);

Таблиця 3.1

Розрахунок капітальних витрат

Найменування	Тип	Ціна тис.грн/од	Кількість, од.	Загальна вартість обладнання, тис. грн
Трансформатори силові 35/10 кВ	ТМ-1600	1200,0 [10]	2	2400,0
Прилади комерційного обліку електричної енергії	НІК 2307АРТТ з GSM модемом	8,8 [11]	9	79,2
Система устаткування та обробки даних	ЛУЗОД	41,3 [12]	1	41,3
Всього:				2520,5

Ліквідаційна вартість старих трансформаторів становить 10 % вартості аналогічних нових і становить сумарно $L_{об} = 240$ тис. грн.

В даному проекті вартість транспортно-заготівельних і складських витрат ($Z_{тзс}$) визначена з урахуванням маршруту доставки, габаритів, загальної ваги обладнання та загального обсягу обладнання. Усі розрахунки проводились згідно тарифів перевезення компанії Delivery Group (<https://www.delivery-auto.com/uk-UA/CalculateCost>).

$$K_{\text{тр}} = 627,48 \text{ тис.грн}$$

Витрати на монтажні ($Z_{\text{м}}$) і на налагоджувальні роботи ($Z_{\text{н}}$) можна визначити за формулою (3.2.2):

$$Z_{\text{м(н)}} = \sum (Ч_i \cdot a_i \cdot t_i) \cdot K_{\text{д}} \cdot K_{\text{см}} \cdot K_{\text{пр}}, \quad (3.2.2)$$

де $Ч_i$ – чисельність працівників i -го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), чел.;

a_i – годинна тарифна ставка працівника i -го розряду, грн.;

t_i – час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), год.;

$K_{\text{д}}$ – коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

$K_{\text{см}}$ – коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

$K_{\text{пр}}$ – коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних (налагоджувальних) робіт.

$$Z_{\text{м}} = (10 \cdot 80 \cdot 60) \cdot 1,2 \cdot 0,22 \cdot 1,1 = 13,939 \text{ тис.грн.} \quad (3.2.3)$$

Витрати на налагоджувальні роботи ($Z_{\text{н}}$)

$$Z_{\text{н}} = (4 \cdot 105 \cdot 16) \cdot 1,2 \cdot 0,22 \cdot 1,1 = 1,951 \text{ тис.грн} \quad (3.2.4)$$

Прийнято до уваги, що пусконалагоджувальними роботами є комплекс робіт, що включає перевірку, налаштування і випробування електрообладнання з метою забезпечення електричних параметрів і режимів, заданих проектом. При виконанні ПНР були враховані вимоги нормативно-технічної документації (НТД), проекту, та експлуатаційна документація підприємств-виробників

$$K_{\text{пр}} = 2520,5 + 627,48 + 13,939 + 1,951 = 3163,87 \text{ тис.грн} \quad (3.2.5)$$

3.3 Розрахунок експлуатаційних витрат

Експлуатаційні витрати - це поточні витрати на експлуатацію та обслуговування об'єкта проектування за певний період (рік), виражені в грошовій формі.

До основних статей експлуатаційних витрат електротехнічного устаткування відносяться:

- амортизаційні відрахування (C_a);
- заробітна плата обслуговуючого персоналу (C_z);
- єдиний соціальний внесок (C_c);
- витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж (C_t);
- вартість електроенергії, що буде споживана об'єктом проектування або втрачена електроенергії (C_e);
- інші експлуатаційні витрати ($C_{пр}$).

Таким чином, річні експлуатаційні витрати складуть:

$$C = C_a + C_z + C_c + C_t + C_e + C_{пр}, \text{ грн} \quad (3.3.1)$$

Базові експлуатаційні витрати

$$C^b = C_a^b + C_{тр}^b + C_{пр}^b, \text{ грн}$$

3.3.1 Розрахунок амортизаційних витрат

Амортизація об'єкта основних засобів нараховується виходячи з терміну його корисного використання. Строк корисного використання (експлуатації) об'єктів основних засобів і нематеріальних активів визначається підприємством самостійно, виходячи з очікуваних економічних вигод, технічних і якісних характеристик основного засобу, морального і фізичного зносу, а також інших факторів, які можуть вплинути на можливість використання.

Податковим кодексом України дозволено використовувати прямолінійний (пропорційний) метод амортизації, при якому річна сума амортизації визначається діленням вартості, яка амортизується, на строк корисного використання об'єкта основних засобів. Вартістю основних засобів і нематеріальних активів, що амортизується, є первісна або переоцінена вартість основних засобів і нематеріальних активів за вирахуванням їх ліквідаційної вартості, яка розраховується за формулою (3.3.1 – 1):

$$\Phi_a = \Phi_n - Л, \quad (3.3.2)$$

де Φ_n – первісна (або переоцінена) вартість об'єкта основних засобів; $Л$ – розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів (до 10% від первісної вартості).

Якщо визначити очікувану ліквідаційну вартість об'єкта основних засобів складно, то при прямолінійному методі амортизації дозволяється вважати її рівною нулю. Норма амортизації при прямолінійному методі постійна протягом усього амортизаційного періоду і дорівнює:

$$H_a = \frac{\Phi_n - Л}{\Phi_n * T_n} * 100\% \quad (3.2.8)$$

де T_n – термін корисного використання (амортизаційний період).

Термін корисного використання об'єктів основних засобів для нарахування амортизації, який приймається у даній роботі, відповідає мінімально допустимому терміну корисного використання для інших основних засобів (четверта група машини та обладнання) і становить 5 років.

У розрахунку приймаємо первісну вартість об'єктів основних засобів рівною витратам на придбання основних засобів.

Ліквідаційну вартість приймаємо рівною 10% від початкової

вартості основних засобів, що підлягають амортизації. Тоді норма амортизації становитиме:

$$H_a = \frac{(2520,5 - 0,1 * 2520,5) * 100\%}{(2520,5 * 5)} = 18\% \quad (3.3.3)$$

Тоді річні амортизаційні відрахування АО за прямолінійним методом:

$$AO = \frac{\Phi_n * H_a}{100} \quad (3.3.4)$$

$$AO = \frac{2520,5 * 18\%}{100\%} = 453,69 \text{ тис. грн} \quad (3.3.5)$$

Річний фонд амортизаційних відрахувань визначається за видами основних фондів та нематеріальних активів за розділами зведення капітальних витрат для проектного варіанту і за даними підприємства про балансову вартість замінного устаткування для базового варіанту.

Табл.3.2

Розрахунок амортизаційних відрахувань

№	Найменування	Капітальні інвестиції, тис. грн	Норма амортизації, %	Сума амортизації, тис. грн.
1	Трансформатори силові 35/10 кВ ТМ-1600/35/10	2400	18	432
2	НІК 2307АРТТ з GSM модемом	79,2	18	14,256
3	ЛУЗОД	41,3	18	7,434
				453,69

3.3.2 Розрахунок річного фонду заробітної плати

Розрахунок річного фонду заробітної плати здійснюється за категоріями персоналу (робітники, КСС), що обслуговує об'єкт проектування, відповідно до їхньої чисельності, режиму роботи, за погодинними тарифними ставками, посадовими окладами, формами і системами оплати праці і преміювання, що застосовують на підприємстві.

Основна заробітна плата працівників – це винагороди за виконану роботу відповідно до встановлених норм праці (норми часу, виробітку, обслуговування, посадові обов'язки). Вона визначається тарифними ставками і відрядними розцінками для робітників, посадовими окладами для спеціалістів, службовців і керівників.

Додаткова заробітна плата – це винагорода за роботу понад встановлених норм, за особливі умови праці. До додаткової заробітної плати належать премії, пов'язані з виконанням виробничих завдань і функцій, доплати і надбавки, гарантійні і компенсаційні виплати, передбачені чинним законодавством.

Згідно з методичними вказівками, оскільки для обслуговування потрібна певна кількість якісного та кількісного складу обслуговуючого персоналу і вона **не змінюється** протягом експлуатації даної станції, розрахунок річного фонду заробітної плати проводити недоцільно.

3.4 Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного обладнання включають витрати на матеріали, запасні частини, заробітну плату ремонтним робітникам і можуть визначатися за фактичними даними підприємства.

В нашому випадку ремонтні роботи та заміна обладнання виконуються силами чергового персоналу, який постійно знаходиться на

території об'єкту. Тому залучення сторонніх організацій до виконання ремонтних робіт не планується.

Витрати на поточний ремонт апаратури автоматики і систем автоматизації можна розрахувати за формулою:

$$Z_{m.p.} = \sum_{i=1}^n \left(R_i \cdot t_i \cdot m_i \cdot R_{\Sigma i} + \frac{S_i \cdot \Pi_i}{T_i} \cdot T_{\phi} \right) \quad (3.3.6)$$

де n – число пристроїв автоматики, що підлягають ремонту;

R_i – годинна ставка робітників, що виконують ремонт, грн;

t_i – трудомісткість одного ремонту при категорії складності ремонту в одну ремонтну одиницю залежно від виду ремонту год./ од;

m_i – число ремонтів за рік (наприклад, для закритих електромашин число малих ремонтів - 2, середніх - 1, капітальних - 0,1);

R_{Σ} – сумарна категорія складності ремонту в залежності від виду електрообладнання

S_i - вартість однотипних замінних елементів, грн.;

Π – кількість однотипних замінних елементів;

T – середній термін служби деталей даного типу, год.;

$$Z_{т.р.пр.} = 85,56 \text{ тис. грн}$$

$$Z_{т.р.баз.} = 402,25 \text{ тис. грн}$$

3.4. Розрахунок річної економії від впровадження науково-технічного рішення

Річна економія від впровадження прийнятого науково-технічного рішення ($E_{кp}$) може полягати в наступному:

- безпосередній економії ресурсів (електроенергії), зниженні собівартості і збільшенні прибутку від реалізації продукції (за інших рівних умов);
- економією платежів за спожиту електроенергію за рахунок: застосування диференційованих (багатозонних) тарифів на електроенергію та упорядкування графіка навантажень або підвищення класу точності приладів обліку;
- збільшенні випуску продукції за рахунок скорочення часу простоїв основного технологічного обладнання і поліпшення якості продукції. Це також призводить до збільшення прибутку підприємства в результаті збільшення обсягу реалізації і продажної ціни (за інших рівних умов);
- скорочення екологічних платежів, що обумовлено зменшенням шкідливих викидів підприємства у навколишнє природне середовище.

Розрахунки повної річної економії виконуються по кожному з проектних варіантів, що розглядаються в кваліфікаційній роботі.

Якщо річну економію передбачається отримувати тільки при впровадженні даного проектного варіанту, а саме внаслідок заміни застарілого обладнання, то розрахунок повної річної економії може здійснюватися за формулою:

$$E_{кп} = E_{кр} \pm \Delta C, \text{ грн.} \quad (3.4.1)$$

де ΔC – економія (перевитрата) на експлуатаційних витратах.

Далі розглянемо базові амортизаційні витрати підприємства.

Згідно з технічною документацією підприємства амортизаційні витрати при старому обладнанні, включаючи силові трансформатори, прилади обліку та інше, складають:

$$C^{\circ} = 380,15 + 275,6 + 22,1 = 677,85 \text{ тис.грн}$$

Також при модернізації обладнання, упровадження конденсаторних установок, підстанція почне отримувати, перетворювати та передавати більш якісну енергію споживачам на всіх рівнях напруги з меншими втратами. Це запровадили заходи щодо попередження збитків від перерв в електропостачанні. Це призводить до значної економії коштів:

$$E_{к.р.} = 512,139 \text{ тис.грн.}$$

Розраховуючи річну економію беремо до уваги те, що будемо її мати зарахунок зменшення втрат електричної енергії в мережі, отже:

$$E_{к.п.} = E_{к.р.} \pm \Delta C, \quad (3.4.2)$$

$$E_{к.п.} = 512,139 + 138,6 = 650,739 \text{ тис.грн} \quad (3.4.3)$$

3.5 Визначення та аналіз показників економічної ефективності

Коефіцієнт ефективності (прибутковості) капітальних витрат E_p показує, скільки гривень додаткового прибутку (економії) приносить одна гривня капітальних витрат:

$$E_p = E_{к.п.}/K_{пр}, \quad (3.5.1)$$

$$E_p = 650,739/3163,87 = 0,2 \quad (3.5.2)$$

Термін окупності капітальних витрат T_p показує, за скільки років вони окупляться за допомогою оптимізації функціонування розподільних мереж:

$$T_p = K_{пр}/E_{к.п.} \quad (3.5.3)$$

$$T_p = 3163,87/650,739 = 4,86 \text{ років} \quad (3.5.4)$$

Результати техніко-економічного обґрунтування очікуваної ефективності впровадження результатів кваліфікаційної роботи приведені в таблиці 3.5.1

Таблиця 3.3

Техніко-економічні показники проекту

Найменування показника	Одиниця виміру	Проектний варіант
Капітальні витрати	тис.грн	3163,87
Експлуатаційні витрати:	тис.грн	539,25
- в т.ч. амортизаційні витрати	тис.грн	453,69
- в т.ч. витрати на технічне обслуговування та поточний ремонт	тис.грн	85,56
Розрахунковий коефіцієнт ефективності	-	0,2
Розрахунковий термін окупності	років	4,86

Висновок для підрозділу

Результати економічної оцінки запропонованих заходів щодо оптимізації функціонування розподільчих мереж РЕМ показують, що проект є доцільним до виконання, оскільки його термін окупності становить приблизно 5 років.

ВИСНОВКИ

В даній кваліфікаційній роботі були обґрунтовані питання щодо модернізації електрообладнання підстанції 35/10 кВ. По результатам розрахунку електричних навантажень був проведений вибір та перевірка вибраних силових. Були наведені рекомендації щодо встановлення системи ЛУЗОД та АСКОЕ-побут, для того щоб зменшити втрати електричної енергії.

В ході модернізації було прийнято рішення замінити силові трансформатори на нові, потужність трансформаторів змінили на меншу. Також прийняли рішення встановити розумні прилади комерційного обліку електричної енергії з підтримкою GSM-модулей. Також було прийнято рішення щодо заміни неізолюваного дроту в приватному секторі на провід типу СП в результаті чого підвищилася надійність енергосистеми, та задовольняються сучасні вимоги до безпеки та надійності.

В економічній частині проекту був виконаний розрахунок економічного ефекту від впровадження заходу по заміні силових трансформаторів та системи ЛУЗОД з лічильниками типу НК 2307. Також був вирахований термін окупності всіх заходів з модернізації.

Перелік посилань

1. Правила улаштування електроустановок: [арх. 15 березня 2020] / Міненерговугілля України. — Київ: [б. в.], 2017. — 617 с. URL: <https://ua.energy/wpcontent/uploads/2018/06/%D0%9F%D0%A3%D0%95.pdf>
2. Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму с вищою напругою 6-750 кВ. ГКД 341.004.001-94. / Міненерговугілля України — Х.: Видавництво «Індустрія», 2011. — 76 с.
3. Бондаренко Р.В., Довгалюк О.М., Омеляненко Г.В., Піротті О.Є., Сиромятнікова Т.В. Підвищення надійності функціонування розподільних електричних мереж. Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України. Вип. № 195 (2018) С. 69-71
4. Методичні вказівки до виконання економічної частини дипломної роботи для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Укладачі: Л.В. Тимошенко, Н.В. Дементьєва - Дніпро: НГУ, 2018. - 15 с.”
5. <https://www.dtek-dnem.com.ua/ua> Офіційний сайт ДТЕК «Дніпровські електромережі»
6. <https://axiomplus.com.ua/transformatornyie-podstantsii/>
7. <https://res.ua/transformatori-1936/trifazni-1940/>
8. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів
Наказ Міністерства палива та енергетики 25.07.2006 № 258
(у редакції наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості 13.02.2012 № 91)

9. Правила користування електричною енергією для населення (ПКЕЕН)
ЗАТВЕРДЖЕНО постановою Кабінету Міністрів України від 26 липня
1999 р. № 1357
10. <https://ital-tecno.com.ua/transformator-maslyaniy> Трансформатор
масяний ТМ1600 кВА 35/10кВ
11. <https://nik.net.ua/product-category/oblik-elektroenergii> Лічильники
електричної енергії з підтримкою GSM НІК 2307 АРТТ
12. <https://energosys.com.ua/services> Обладнання ЛУЗОД
13. Правила роздрібного ринку електричної енергії (ПРРЕЕ)
ПОСТАНОВА від 14.03.2018 № 312
14. Кодексу систем розподілу (ЗАТВЕРДЖЕНО Постанова НКРЕКП від
14.03.2018 № 310)
15. Рожкова Л.Д. Електрообладнання електричних станцій і підстанцій /
Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. - 4-е изд. - М.: Видавничий
центр «Академія», 2004. - 448 с.
16. ГНД 34.09.104-2003 «Методика складання структури балансу
електроенергії в електричних мережах 0,38-150 кВ» та положень
нормативного документа Міненерго визначення технологічних витрат
електричної енергії у трансформаторах та лініях електропередачі».
17. ГОСТ 14209-97. Керівництво по навантаженню силових масляних
трансформаторів.

Додаток А

		Позначення	Найменування	К-ть	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4			Пояснювальна записка		
5					
6			Графічні матеріали		
7					
8					
9					
10					
11					
12					

