

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ТАВРІЙСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ АГРОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ДМИТРА МОТОРНОГО
Факультет енергетики і комп'ютерних технологій

«На правах рукопису»
УДК 621.3

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри електроенергетики
та електротехнологій

к.т.н., доц. _____

« 12 » _____ 02 2026 року

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи
здобувача другого (магістерського) рівня вищої освіти

на тему: «Підвищення ефективності транспортування електроенергії
магістральними електричними мережами»

21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ

Виконала: студентка М2 курсу, 21 МБ ЕЕ групи
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка

Освітня програма : Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка

_____ А. А. Кот
(підпис)

Керівник, к.т.н, доцент _____ Л. Р. Коваленко
(підпис)

Консультант, к.е.н., доцент _____
(підпис)

Нормоконтролер, к.т.н., доц. _____
(підпис)

Рецензент _____
(підпис)

Запоріжжя, 2026 р.

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ТАВРІЙСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ АГРОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ДМИТРА МОТОРНОГО

Факультет енергетики і комп'ютерних технологій
Кафедра електроенергетики і електротехнологій
Рівень вищої освіти: другий (магістерський)
Спеціальність: 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
електроенергетики і
електротехнологій к.т.н.,
доц. _____ « 27 » грудня
2025 року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧУ

Кот Анастасії Андріївни

1. Тема роботи: Підвищення ефективності транспортування електроенергії магістральними електричними мережами.

керівник роботи: Коваленко Л. Р., к.т.н., доцент.

затверджені наказом ректора університету від 29 вересня 2025 року № 521-С.

2. Строк подання здобувачем роботи: 11 лютого 2026 року.

3. Вихідні дані до роботи: статистичні дані електроенергетичної системи, технічне завдання на кваліфікаційну роботу, матеріали виробничих та переддипломних практик, нормативні документи, науково-технічна література, електронні ресурси та ін.

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

Вступ.

1. Характеристика магістральних мереж ВП «Дніпровська електроенергетична система» ДП «НЕК «Укренерго».

2. Аналіз втрат електричної енергії та методів їх розрахунку.

3. Дослідження залежності втрат активної потужності на корону від напруги у магістральних мережах.

4. Система моніторингу і оптимізації втрат на корону.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслеників):

1. Магістральні мережі ВП «Дніпровська ЕС». Розташування мереж. Плакат навчально-технічний.
2. Магістральні мережі ВП «Дніпровська ЕС». Обсяги передачі та втрат електроенергії. Плакат навчально-технічний.
3. Магістральні мережі ВП «Дніпровська ЕС». Структура втрат електричної енергії в магістральних мережах. Плакат навчально-технічний.
4. Магістральні мережі ВП «Дніпровська ЕС». Залежність втрат активної потужності на корону на проводах ПЛ від напруги. Плакат навчально-технічний.
5. Магістральні мережі ВП «Дніпровська ЕС». Інформаційно-діагностичний комплекс. Плакат навчально-технічний.
6. Магістральні мережі ВП «Дніпровська ЕС». Програмно-технічний комплекс збирання та обробки інформації. Плакат навчально-технічний.
7. Магістральні мережі ВП «Дніпровська ЕС». Економічна ефективність запропонованих заходів. Таблиця.

6. Консультанти розділів (підрозділів) роботи

Розділ (підрозділ)	П.І.Б, посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
3.4			

7. Дата видачі завдання: 27 грудня 2025 року.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1. Характеристика магістральних мереж ВП «Дніпровська електроенергетична система» ДП «НЕК «Укренерго».	12.01.2026 р.	
2. Аналіз втрат електричної енергії та методів їх розрахунку.	21.01.2026 р.	
3. Дослідження залежності втрат активної потужності на корону від напруги у магістральних мереж.	02.02.2026 р.	
4. Система моніторингу і оптимізації втрат на корону	10.02.2026 р.	
5. Підпис керівником роботи.	11.02.2026 р.	
6. Підпис завідувачем кафедри.	12.02.2026р.	

Здобувач вищої освіти _____

(підпис)

А. А. Кот

Керівник роботи, к.т.н., доцент _____

(підпис)

Л. Р. Коваленко

№ рядка	Формат	Позначення	Найменування	Кільк. арк.	№ примір.	Примітка
1	A4	21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Підвищення ефективності			
2			транспортування			
3			електроенергії магістральними			
4			електричними мережами.			
5			Пояснювальна записка.	100	–	
6	A1	21ЕЕД.11960563.02.26.110000УП	Магістральні мережі ВП			
7			«Дніпровська ЕС».			
8			Розташування мереж. Плакат			
9			навчально-технічний.	1	–	
10	A1	21ЕЕД.11960563.02.26.120000УП	Магістральні мережі ВП			
11			«Дніпровська ЕС». Обсяги			
12			передачі та втрат			
13			електроенергії. Плакат			
14			навчально-технічний.	1	–	
15	A1	21ЕЕД.11960563.02.26.210000УП	Магістральні мережі ВП			
16			«Дніпровська ЕС». Структура			
17			втрат електричної енергії в			
18			магістральних мережах.			
19			Плакат			
20			навчально-технічний.	1	–	
21	A1	21ЕЕД.11960563.02.26.310000УП	Магістральні мережі ВП			
22			«Дніпровська ЕС». Залежність			
23			втрат активної потужності на			
24			корону на проводах ПЛ від			
25			напруги. Плакат			
				21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ		
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		
Розроб.		Кот А. А.		10.02.26	Літ.	Аркуш
Перев.		Коваленко Л.Р.		11.02.26		Аркушів
Н.контр.				11.02.26		
Затв.				12.02.26		
Відомість технічного проєкту					1	2
					ТДАТУ, 2026	

№ рядка	Формат	Позначення	Найменування	Кільк. арк.	№ примір.	Примітка	
1			навчально-технічний.	1	–		
2	A1	21ЕЕД.11960563.02.26.320000УП	Магістральні мережі ВП				
3			«Дніпровська ЕС».				
4			Інформаційно-діагностичний				
5			комплекс. Плакат				
6			навчально-технічний.	1	–		
7	A1	21ЕЕД.11960563.02.26.410000УП	Магістральні мережі ВП				
8			«Дніпровська ЕС».				
9			Програмо-технічний				
10			комплекс збирання та				
11			обробки інформації. Плакат				
12			навчально-технічний.	1	–		
13	A1	21ЕЕД.11960563.02.26.420000ТБ	Магістральні мережі ВП				
14			Дніпровська ЕС».				
15			Економічна ефективність				
16			запропонованих заходів.				
17			Таблиця.	1	–		
18							
19							
20							
21							
22							
23							
24							
25							
26							
27							
28							
				21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ			Арк.
							2
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата			

РЕФЕРАТ

Кот А. А. Підвищення ефективності транспортування електроенергії магістральними електричними мережами : кваліфікаційна робота. Запоріжжя : ТДАТУ, 2026. 100 с.

Обсяг кваліфікаційної роботи – 100 аркушів, кількість рисунків – 15, кількість таблиць – 35.

У кваліфікаційній роботі запропоновано заходи з підвищення ефективності передачі електричної енергії в магістральних мережах напругою 330 та 750 кВ.

В першому розділі кваліфікаційної роботи наведено дані про підприємство та його діяльність, проведено аналіз магістральних мереж та ефективність передачі ними електричної енергії.

В другому розділі кваліфікаційної роботи проаналізовано втрати електричної енергії в електричних мережах та методи їх розрахунку. Розглянуто структуру втрат електроенергії в магістральних мережах. Проаналізовано втрати активної потужності на корону в проводах повітряних ліній, їх залежність від погодних факторів та методи їх визначення.

У третьому розділі розглянуто методи оперативного визначення залежності втрат активної потужності на корону від напруги у високовольтних лініях.

У четвертому розділі Запропоновано використовувати інформаційно-діагностичний комплекс в складі програмно-технічних комплексів енергопостачальних компаній для оперативного визначення втрат на корону. Запропоновано зменшення втрат активної потужності на корону шляхом регулювання рівня напруги в мережі на основі отриманих даних від інформаційно-діагностичного комплексу.

В роботі проведено техніко-економічні розрахунки. Запропоновані заходи дозволять скоротити втрати електричної енергії в магістральних мережах і отримати економічний ефект у розмірі 55,1 тис. грн. на одну магістральну лінію напругою 330 кВ. Термін окупності капіталовкладень становить 4,4 роки.

Ключові слова: МАГІСТРАЛЬНА МЕРЕЖА, ЕФЕКТИВНІСТЬ ПЕРЕДАЧІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, ВТАТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕНЕРГІЇ НА КОРОНУ.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTRACT

Kot A. A. Improving the Efficiency of Electric Power Transmission by Main Electrical Networks: qualification thesis. Zaporizhzhia : TSATU, 2026. 100 p.

The qualification thesis consists of 100 pages; the number of figures is 15; the number of tables is 35.

The qualification's thesis proposes measures to improve the efficiency of electric power transmission in main networks with voltage levels of 330 and 750 kV.

The first chapter of the qualification thesis presents information about the enterprise and its activities, and analyzes main power networks and the efficiency of electric power transmission through them.

The second chapter analyzes electric energy losses in power networks and methods for their calculation. The structure of power losses in main networks is considered. Losses of active power due to corona in overhead line conductors, their dependence on weather factors, and methods for their determination are analyzed.

The third chapter considers methods for the operational determination of the dependence of active power losses due to corona on voltage in high-voltage lines.

The fourth chapter proposes to use an information and diagnostic complex as part of the hardware–software systems of power supply companies for the operational determination of corona losses. A reduction of active power losses due to corona is proposed by regulating the voltage level in the network based on data obtained from the information and diagnostic complex.

Technical and economic calculations were performed in the thesis. The proposed measures will reduce electric energy losses in main networks and provide an economic effect of UAH 55.1 thousand per one 330 kV main transmission line. The payback period of capital investments is 4.4 years.

Keywords: MAIN NETWORK, EFFICIENCY OF ELECTRIC POWER TRANSMISSION, CORONA LOSSES OF ELECTRIC POWER AND ENERGY.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ВСТУП	9
1 ХАРАКТЕРИСТИКА МАГІСТРАЛЬНИХ МЕРЕЖ ВП «ДНІПРОВСЬКА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНА СИСТЕМА» ДП «НЕК «УКРЕНЕРГО».....	13
1.1 Загальна інформація про компанію ДП «НЕК «Укренерго».....	13
1.2 Аналіз ефективності передачі електроенергії магістральними мережами ВП «Дніпровська ЕС»	20
Висновки до розділу 1.....	30
2 АНАЛІЗ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ТА МЕТОДІВ ЇХ РОЗРАХУНКУ.....	31
2.1 Втрати електричної енергії в електричних мережах та їх структура..	31
2.2 Аналіз методів розрахунку втрат електричної потужності та енергії на корону	39
2.3 Аналіз методів вимірювання втрат активної потужності на корону.	52
2.4 Методика оперативного визначення втрат потужності на корону..	60
Висновки до розділу 2	66
3 ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАЛЕЖНОСТІ ВТРАТ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ НА КОРОНУ ВІД НАПРУГИ У МАГІСТРАЛЬНИХ МЕРЕЖАХ.....	67
3.1 Обґрунтування методу оперативного визначення залежностей втрат потужності на корону від напруги	67
3.2 Ідентифікація залежності втрат активної потужності на корону від напруги	70
Висновки до розділу 3	79
4 СИСТЕМА МОНІТОРИНГУ І ОПТИМІЗАЦІЇ ВТРАТ НА КОРОНУ..	80
4.1 Інформаційний зв'язок інформаційно-діагностичного комплексу із програмно-обчислювальним комплексом	80
4.2 Техніко-економічне обґрунтування заходів з підвищення ефективності передачі електричної енергії.....	89
Висновки до розділу 4	93
ВИСНОВКИ.....	94
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	96

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Безперервне і ефективне забезпечення споживачів якісною електричною енергією можна одержати тільки від великих районних електростанцій, що об'єднані між собою в енергетичні системи (ЕС) [1-3].

Виробництво, розподіл, передача та застосування електроенергії у всіх галузях народного господарства і побуту – один із важливих факторів науково-технічного прогресу. Передача електроенергії на великі відстані пов'язана із значними втратами. В ситуації, що склалась в Україні, актуальною є передача електроенергії на значні відстані та мінімізація її втрат в елементах системи.

У розвитку електроенергетики в Україні визначальними є принципи: концентрації виробництва електроенергії шляхом будівництва великих електростанцій, які використовують дешеве паливо й гідроенергоресурси; комбінування виробництва електроенергії і тепла з метою теплопостачання міст; широкого освоєння гідроенергоресурсів з урахуванням комплексного розв'язання завдань електроенергетики, транспорту, водопостачання та іригації; випереджального розвитку атомної енергетики [2, 3].

Значного значення в даний час набули атомні електростанції. Собівартість виробництва електроенергії на таких електростанціях є найменшою. Атомні електростанції в порівнянні із тепловими, а тим паче в порівнянні із гідроелектростанціями, мають значно більшу встановлену потужність – до 6000 МВт. У зв'язку із цим виникає необхідність передачі електроенергії до віддалених районів, що позбавлені інших джерел електроенергії, із найменшими втратами.

Для забезпечення передачі енергії використовуються електричні мережі. Дана інфраструктура являє собою комплекс електроустановок, що реалізують трансляцію і розподіл енергоресурсу від електростанції до кінцевого споживача. Залежно від призначення передача електроенергії може виконуватися по різних мережах. Зокрема, виділяються такі різновиди [1-3]:

- мережі загального призначення: як правило, забезпечують побутові, транспортні, промислові і сільськогосподарські потреби;
- магістральні мережі для постачання районів і технологічних об'єктів;
- контактні мережі, їх можна виділити в окрему групу, яка обслуговує транспортні засоби, які живляться енергією в процесі руху (трамваї, потяги та ін.);

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Щоб передача електричної енергії була економічно вигідною, необхідно втрати на нагрівання проводів зробити якомога меншими. Це досягається тим, що передача електроенергії на великі відстані ведеться на високій напрузі. При транспортуванні енергії користуються напругою 110, 150, 220, 330 (400), 500 та 750 кВ. Чим довша лінія, тим більш високу напругу використовується в ній [2, 3].

ДП «НЕК «Укренерго» відповідає за забезпечення ефективної роботи і розвитку магістральних та міждержавних електромереж напругою 220 кВ і вище, як складової частини інфраструктури Оптового ринку електроенергії (ОРЕ) України у забезпеченні передачі електроенергії [4].

Електрична енергія є єдиним видом продукції, для переміщення якої від місць виробництва до місць споживання не використовуються інші ресурси. Для цього витрачається частина самої переданої електроенергії, тому її втрати неминучі, завдання полягає у визначенні їх економічно обґрунтованого рівня.

Актуальність теми. Проблема втрат електроенергії при її передачі є досить гострою для електроенергетики. В магістральних мережах напругою 330 та 750 кВ щорічно фактичні втрати становлять до 2% від надходження електроенергії з електростанцій, що істотно впливає на тарифи на електроенергію.

Методологія визначення нормативів втрат ще не встановилася. Не визначені навіть принципи їх нормування. Підходи до нормування втрат лежать в широкому діапазоні – від бажання мати встановлений твердий норматив у вигляді відсотка втрат до контролю за «нормальними» втратами за допомогою постійно проведених розрахунків за схемами мереж з використанням відповідного програмного забезпечення. За отриманими нормами втрат електроенергії встановлюються тарифи на електроенергію [2-6].

У передвоєнні роки вартість передачі електричної енергії магістральними лініями становила 6,93 коп/кВт·год. Постійно ставляться плани зменшити вартість передачі. Одним із дієвих шляхів зниження вартості передачі електроенергії є зменшення її втрат і їх ефективне прогнозування [5].

В магістральних мережах з напругою 330 кВ і вище суттєвим видом втрат є втрати електричної активної потужності на нагрів проводів і на корону в ПЛ.

Протягом тривалого часу в Україні і за кордоном, провадяться дослідження, спрямовані на розробку ефективних методів виміру, розрахунку і оцінки втрат активної потужності на корону у високовольтних повітряних лініях електропередавання змінного струму [2, 3].

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У результаті проведених досліджень, узагальнення експериментального матеріалу була створена теорія корони змінного струму, отримані характеристики корони, запропоновані формули для розрахунків втрат потужності на корону, розроблені методи і прилади їхнього виміру.

Однак, існуючі методики для визначення втрат активної потужності на корону побудовані на ряді припущень і спрощень, пов'язаних з детермінованим представленням чинників, що впливають на корону – конструктивних, метеорологічних, режимних, а також незмінності пасивних параметрів лінії, що вносить похибки в результати розрахунків при плануванні режимів електроенергетичних систем і їхньому оперативному керуванні.

У той же час відомо, що для ефективного оперативного керування електроенергетичною системою (ЕЕС) необхідно враховувати реальні втрати активної потужності на корону, а при оперативній оптимізації режимів використовувати реальні залежності втрат активної потужності на корону від напруги [7, 8].

Одержання реальних величин втрат активної потужності на корону шляхом їхніх прямих вимірів на високовольтних полігонах і діючих високовольтних лініях вимагає застосування спеціалізованого устаткування і вимірювальних пристроїв, пов'язане з великими витратами матеріальних ресурсів і організаційних зусиль. Але і ці, окремо виконані виміри втрат на корону, виконуються за умов фіксованих значень чинників, що впливають, і свідчать лише про порядок величини втрат і можуть бути використані тільки як наближені оцінки.

Однією з важливих і актуальних задач для зниження загальних втрат потужності в ЕЕС України, є вирішення задачі оперативного визначення і мінімізації втрат активної потужності на корону. Використання сучасних засобів одержання і обробки оперативної інформації про параметри режиму високовольтної повітряної лінії (ВПЛ) створює реальні передумови для вирішення цієї задачі.

Стосовно діючих ВПЛ об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України актуальність вирішення задач оперативних розрахунків і мінімізації втрат активної потужності на корону визначається такими основними чинниками [7, 8]:

а) великою протяжністю ВПЛ із робочою напругою 330-750 кВ, у яких втрати активної потужності на корону у деяких випадках порівнянні і навіть при певних умовах перевищують навантажувальні втрати;

б) різноманітністю метеорологічних умов регіонів України, через які проходять траси ВПЛ та різноманітністю метеорологічних умов у різні періоди року.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Мета і задачі дослідження. Метою кваліфікаційної роботи є підвищення ефективності передачі електроенергії шляхом розробки і застосування методики оперативного визначення втрат активної потужності на корону у високовольтних повітряних лініях і мінімізація цих втрат.

Досягнення поставленої мети вимагає вирішення наступних задач:

- проаналізувати ефективність передачі електроенергії магістральними електричними мережами напругою 330 та 750 кВ;
- проаналізувати втрати електроенергії в магістральних мережах та їх структуру;
- проаналізувати шляхи зниження втрат електроенергії і підвищення ефективності її передачі в магістральних високовольтних мережах;
- виконати аналіз методів визначення втрат активної потужності на корону у ВПЛ і функціональних можливостей сучасних засобів одержання інформації про параметри мережі.
- обґрунтувати методику оперативного визначення втрат активної потужності на корону у ВПЛ із використанням оперативно-вимірювальних комплексів (ОВК) та мікропроцесорних систем реєстрації інформації автоматизованої системи диспетчерського управління (АСДУ).
- запропонувати методику і алгоритми визначення втрат активної потужності (навантажувальних і на корону) в процесі експлуатації.
- обґрунтувати ефективність запропонованих заходів щодо підвищення ефективності передавання електроенергії в магістральних мережах.

Об'єкт дослідження – магістральні високовольтні лінії електропередавання змінного струму.

Предмет дослідження – втрати активної потужності на корону в магістральних високовольтних мережах.

Методи досліджень. При виконанні роботи використовувалось теоретичні і експериментальні методи, зокрема, методи аналізу режимів роботи магістральних мереж напругою 330 та 750 кВ; методи визначення втрат електричної потужності та структурний аналіз електричних мереж для їх визначення. Використані методи розрахунку втрат електричної потужності на корону.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

1 ХАРАКТЕРИСТИКА МАГІСТРАЛЬНИХ МЕРЕЖ ВП «ДНІПРОВСЬКА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНА СИСТЕМА» ДП «НЕК «УКРЕНЕРГО»

1.1 Загальна характеристика компанії ДП «НЕК «Укренерго»

ДП «НЕК «Укренерго» є державним підприємством електроенергетичної галузі і діє як державне комерційне підприємство, що засноване на державній власності, підпорядковане Міністерству енергетики України [4, 5].

Мета: забезпечення надійного функціонування ОЕС України, паралельної роботи ОЕС України з енергосистемами суміжних країн, передача електроенергії магістральними та міждержавними електричними мережами [4, 5].

Основні напрями діяльності [4, 5]:

- здійснення централізованого оперативно-технологічного управління ОЕС України із забезпеченням балансу виробництва і споживання електроенергії в країні, запобігання порушенням режимів і аваріям системного значення та ліквідації можливих аварій з найменшими втратами для країни;
- здійснення передачі електроенергії магістральними та міждержавними електричними мережами;
- забезпечення ефективної роботи і розвитку магістральних та міждержавних електромереж як складової частини інфраструктури Оптового ринку електроенергії (ОРЕ) України; інформаційно-технологічне забезпечення функціонування ОРЕ;
- експлуатація і розвиток систем протиаварійної автоматики, оперативно-технологічного управління, обліку електроенергії, засобів зв'язку, релейного захисту, телемеханіки і обчислювальної техніки;
- участь у розробці концепції вдосконалення і розвитку ОРЕ України та планів перспективного розвитку ОЕС України;
- реалізація програм капітального будівництва, модернізації магістральних та міждержавних електромереж, участь у розробці та реалізації відповідних технологій і нормативно-технічної документації;
- координація оперативно-технічної експлуатації, розробка і впровадження нових та вдосконалення діючих систем релейного захисту, протиаварійної автоматики, оперативно-технологічного управління, обліку, зв'язку та телемеханіки;

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

- впровадження та експлуатація автоматизованих систем диспетчерсько-технологічного та організаційно-економічного управління, а також програмно-технічних систем контролю та управління електроспоживанням;
- забезпечення єдності вимірювань перетоків електроенергії магістральними та міждержавними електромережами;
- участь у розробці методичних матеріалів, обов'язкових до виконання енергетичними компаніями і електростанціями ОЕС України;
- забезпечення діяльності підрозділів, що здійснюють державний нагляд за режимами споживання електричної та теплової енергії і за додержанням вимог технічної експлуатації енергооб'єктів ОЕС України;
- організація інформаційної діяльності, конференцій, симпозіумів, виставок тощо. підготовка і випуск інформаційної продукції, а також методичної та програмно-технічної документації;
- розробка та виготовлення технічного оснащення, засобів захисту та засобів малої механізації;
- проведення сертифікаційних випробувань засобів індивідуального захисту від ураження електричним струмом, пристроїв та обладнання.

Електричні мережі ДП «НЕК «Укренерго» [4, 5].

Для виконання функцій диспетчерського управління та передачі електроенергії в ОЕС України ДП «НЕК «Укренерго» використовує розвинену та стабільно працюючу мережу магістральних ліній електропередачі – основу якості та надійності електропостачання споживачів України.

Станом на 01.01.2021 р. ДП «НЕК «Укренерго» експлуатує та обслуговує 137 підстанцій (ПС) напругою 110-750 кВ встановленою потужністю понад 78,7 тис МВА, а також 21 тис. км. магістральних і міждержавних повітряних ліній електропередачі (ПЛ) напругою 220-800 кВ [4, 5].

Склад магістральних та міждержавних електричних мереж ДП «НЕК «Укренерго» наведений в таблиці 1.1.

ДП «НЕК «Укренерго» – системний оператор ОЕС України, що в режимі реального часу керує роботою всіх об'єктів генерації, від атомних електростанцій до електростанцій з відновлювальних джерел енергії [4].

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.1 – Склад магістральних та міждержавних електричних мереж ДП «НЕК «Укренерго» (станом на 01.01.2021 року) [5].

Клас напруги, кВ	Лінії електропередачі		Трансформаторні підстанції	
	по трасі, км	по колах, км	Кількість ПС, од.	Потужність, МВА
800	98,540	98,540	-	-
750	4120,541	4120,541	8	16613,0
400	338,950	338,950	2	1609,0
500	374,760	374,760	2	1753,0
330	12862,389	13423,662	88	48897,9
220	3019,385	3975,965	33	9394,2

В таблицях 1.2, 1.3, що наведені нижче, міститься інформація про основні показники діяльності ДП «НЕК «Укренерго» [4, 5].

Таблиця 1.2 – Основні показники діяльності підприємства за 2021 рік

Показники діяльності	Одиниця виміру	Січень-липень		Відхилення, %	
		2020 р.	2021 р.		
Передано електроенергії МЕМ України	млн. кВт·год.	62 893,1	66 469,4	3 576,4	105,7
Вартість послуг з передачі електроенергії (товарна продукція)	млн. грн.	3 471,2	4 975,8	1 504,6	143,3
Середньозважений тариф на передачу електроенергії	коп./кВт·год	5,52	7,49	1,97	135,6
Всього витрат	млн. грн.	1 404,4	1 512,0	107,6	107,7
в т.ч. витрати на ремонт	млн. грн.	95,81	83,5	-12,3	87,1
Капітальні інвестиції	млн. грн.	2 486,5	1 659,8	-826,7	66,8
Надходження коштів з ДП «Енергоринок» за товарну продукцію станом на 01.08. звітного періоду (без ПДВ)	млн. грн.	2 963,5	4 474,8	1 511,3	151,0
% оплати товарної продукції звітного періоду	%	85,4	89,9	-	4,6
Сума заборгованості за товарну продукцію станом на 01.04. звітного періоду (без ПДВ)	млн. грн.	507,8	501,0	-6,7	-1,3

										Арк.
										15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ					

Таблиця 1.3 – Основні показники діяльності за 2020 рік

Показники діяльності	Одиниця виміру	12 місяців		Відхилення %	
		2019 р.	2020 р.		
Передано електроенергії магістральними мережами	млн. кВт·год	120094,2	111221,7	-8 872,5	92,6
Вартість послуг з передачі електроенергії	млн.грн.	5 327,2	7 057,1	1 729,9	132,5
Тариф на передачу електроенергії (згідно з постановою НКРЕКП)	коп./кВт·год	4,44	6,32	1,9	142,3
Капітальні інвестиції	млн. грн.	3 526,4	5 066,38	1 540,0	143,7
Надходження коштів з ДП “Енергоринок” за товарну продукцію станом на 01.01. звітного періоду (без ПДВ)	млн. грн.	4 828,8	6 574,9	1 746,1	136,2
% оплати товарної продукції звітного періоду	%	90,6	93,2	-	2,5
Сума заборгованості за товарну продукцію станом на 01.01. звітного періоду (без ПДВ)	млн. грн.	498,5	482,3	-16,2	3,2

В таблиці 1.4 наведено встановлену потужність електростанцій ОЕС України, а в таблиці 1.5 обсяги виробництва електроенергії на них у 2020-2021 роках [4].

Таблиця 1.4 – Встановлена потужність електростанцій ОЕС України

Тип електростанцій	Встановлена потужність			
	2020 р.		2021 р.	
	млн.кВт	%	млн.кВт	%
ТЕС генеруючих компаній (ГК)	27,7	49,19	27,80	49,11
ТЕЦ та інші ТЕС	6,55	10,19	6,59	11,02
АЕС	13,84	25,32	13,84	24,53
ГЕС, ГАЕС	5,78	10,01	5,81	9,10
ВЕС	1,62	3,77	1,93	3,88
СЕС	1,35	3,65	1,49	3,76
Всього	54,64	100,00	54,83	100,00

Таблиця 1.5 – Виробництво електроенергії електростанціями України

Тип електростанцій	Обсяги виробленої електроенергії			
	2020 р.		2021 р.	
	млрд. кВт·год	%	млрд. кВт·год	%
ТЕС генеруючих компаній (ГК)	44,47	30,03	46,29	40,17
ТЕЦ та інші ТЕС	10,33	6,94	11,39	7,27
АЕС	81,39	54,68	85,63	54,52
ГЕС, ГАЕС	7,09	4,76	6,81	4,35
ВЕС	3,13	2,10	4,08	5,60
СЕС	2,43	1,63	2,37	1,51
Всього	148,84	100,00	156,57	100,00

Баланс виробництва та споживання електроенергії в Україні станом на 2021 рік наведено в таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 – Виробництво та споживання електроенергії в Україні

Показник	Обсяг електроенергії, млрд кВт·год.	
	2020 рік	2021 рік
Виробництво	148,84	156,57
Споживання	129,7	135,5
Експорт	4,1	4,4
Імпорт	2,1	3,4
Втрати	19,14	20,1

Для збалансування обсягів виробництва електричної енергії та її платоспроможного попиту регіонам та електропередавальним організаціям у кожному місяці року встановлювались граничні величини споживання електричної енергії та потужності, з урахуванням стану розрахунків електропередавальних організацій за отриману з Енергоринку електричну енергію, згідно з Порядком постачання електричної енергії споживачам, затвердженим постановою Кабінету Міністрів України від 24.03.1999 р. №441 [9].

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Споживання електричної енергії по регіонах України контролюється за кожну добу і наростаючим підсумком, споживання електричної потужності контролюється протягом доби в реальному часі з десяти хвилинним інтервалом. Протягом доби формується погодинна відомість навантаження по регіонах України та складаються графіки споживання електричної потужності [2-4].

Структура споживання електричної енергії по Україні у 2021 році наведена в таблиці 1.7 [4, 5].

Таблиця 1.7 – Структура споживання електричної енергії в Україні

Основні галузі та групи споживачів	Споживання електроенергії (млн. кВт·год)		% від 2020 р.	Питома вага, %	
	2020	2021		2020	2021
Споживання електроенергії – Всього (брутто)	148 841,2	155 598,1	+11,6	100,0	100,0
Споживання електроенергії – Всього (нетто), у тому числі:	129 683,0	135 486,2	+11,8	100,0	100,0
1 Промисловість	59 200,3	61 929,8	+17,6	40,0	41,7
1.1 Паливна	6 284,6	7 381,3	+42,0	3,1	4,7
1.2 Металургійна	31 755,0	34 933,2	+15,3	21,6	22,9
1.3 Хімічна та нафтохімічна	3 584,7	3 821,7	+19,3	2,8	2,5
1.4 Машинобудівна	4 169,8	4 367,9	+16,0	3,6	3,5
1.5 Будівельних матеріалів	2 067,4	2 221,1	+6,9	1,6	1,4
1.6 Харчова та переробна	4 066,2	4 492,5	+9,5	3,4	3,1
1.7 Інша	4 272,7	4 712,2	+9,3	3,9	3,6
2 Сільгоспспоживачі	3 342,3	3 482,8	+4,0	2,7	2,4
3 Транспорт	6 807,0	7 342,3	+7,3	6,2	5,6
4 Будівництво	747,6	851,8	+12,2	0,7	0,7
5 Комунально-побутові споживачі	15 194,9	16 580,7	+8,4	13,5	13,3
6 Інші непромислові споживачі	5 954,9	6 493,3	+8,3	5,5	5,6
7 Населення	36 480,0	38 972,2	+6,4	31,4	30,6

Від електростанцій електроенергія надходить до споживачів магістральними мережами. Окрім того магістральні мережі поєднують різні електроенергетичні системи країни, що дозволяє здійснювати перетікання електроенергії між ними. Склад магістральних електромереж ДП «НЕК «Укренерго» наведено в таблиці 1.8 [5].

Таблиця 1.8 – Склад магістральних електромереж ДП «НЕК «Укренерго»

Клас напруги, кВ	Електропідстанції		Електролінії	
	Кількість ПС, од.	Загальна потужність, МВА	Довжина по трасі, км	Довжина по колах, км
800	–	–	98,540	98,540
750	8	16613	4120,541	4120,541
500	2	1753	374,760	374,760
400	2	1609	338,950	338,950
330	83	46492,9	12862,489	13423,762
220	23	8166,4	3019,385	3975,965
110	2*	80	453,828	559,980
35	–	–	115,251	116,8610
Разом:	120	74714,3	21383,744	23009,359

* пристанційні вузли сонячних електростанцій

В ДП «НЕК «Укренерго» станом на 01.01.2021 р. знаходиться в експлуатації 21383,744 км повітряних ліній по трасі, та 23009,359 км – по колах. Характеристика ПЛ наведена в таблиці 1.9 та 1.10 [4, 5].

Таблиця 1.9 – Довжина ПЛ по класах напруги станом на 01.01.21 р.

Клас напруги, кВ	Довжина ПЛ, км		У т. ч. знаходяться в експлуатації, років (по колах)			
	по трасі	по колах	до 25	з 25 до 30	з 30 до 40	40 і більше
800	98,540	98,540				98,540
750	4120,541	4120,541	218,080	594,790	2199,500	1108,171
500	374,760	374,760	38,100		159,600	177,060
400	338,950	338,950				338,95
330	12862,489	13 423,762	1432,928	1037,518	2153,139	8800,177
220	3 019,385	3 975,965	161,868	56,425	338,212	3419,460
110	453,828	559,980	52,730	26,920	34,085	446,245
35	115,251	116,8610	21,3180	12,5300	17,4000	65,6130
Разом:	21383,744	23009,359	1925,024	1 728,183	4 901,936	14454,216

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.10 – Довжина ПЛ в електроенергетичних системах станом на 01.01.2021 р.

Електро-енергетична система	Довжина ПЛ, км		У т. ч. знаходяться в експлуатації, років (по колах, м)			
	по трасі	по колах	до 25	з 25 до 30	з 30 до 40	40 і більше
Дніпровська	3993,74	4264,62	367,93	569,34	602,83	2724,52
Донбаська	3398,42	4045,95	453,94	199,66	495,83	2896,52
Західна	3301,41	3678,91	90,86	100,10	1 230,48	2 257,47
Кримська	1274,82	1311,12	150,63	60,10	178,30	922,09
Південна	2581,82	2650,97	610,95	83,49	858,43	1 098,10
Півд.-Західна	2259,87	2263,40	229,54	46,82	502,06	1484,98
Північна	2158,30	2368,78	5,42	541,53	336,65	1485,18
Центральна	2415,37	2425,62	15,76	127,14	697,36	1585,36
Разом:	21383,74	23009,36	1 925,02	1 728,18	4 901,94	14 454,22

1.2 Аналіз ефективності передачі електроенергії магістральними мережами ВП «Дніпровська ЕС»

Магістральні електричні мережі ВП «Дніпровська ЕС» класом напруги 750 та 330 кВ охоплюють територію Запорізької, Дніпропетровської, Кіровоградської та південної частини Донецької областей [6]. Схема високовольтних магістральних мереж Дніпровської електроенергетичної системи наведена на рисунку 1.1.

До складу Дніпровської енергетичної системи входить 21 трансформаторна підстанція (таблиця 1.11) [4-6]. Із них дві підстанції із класом напруги 750 кВ, інші – 330 кВ. У 2016 році до Дніпровської ЕС було приєднано частину підстанцій Донбаської ЕС (5 підстанцій).



Рисунок 1.1 – Дніпровська електроенергетична система України

Таблиця 1.11 – Трансформаторні підстанції ВП «Дніпровська ЕС»

№ з/п	Назва трансформаторної підстанції	Клас напруги, кВ
1	2	3
Дніпропетровські МЕМ		
1	«Дніпровська 750»	750
2	«Дніпровська 330»	330
3	«Кам'янська»	330
4	«Прометей»	330
5	«Павлоградська»	330
6	«ВДГМК»	330
Запорізькі МЕМ		
7	«Запорізька 750»	750
8	«Запорізька 330»	330
9	«Молочанська»	330
10	«Мелітопольська»	330
11	«Дніпро-Донбас»	330

Продовження таблиці 1.11

1	2	3
Кіровоградські МЕМ		
12	«Українка»	330
13	«Побузька 330»	330
14	«Кварцит»	330
Криворізькі МЕМ		
15	«Першотравневе»	330
16	«Південна»	330
17	«Криворізька»	330
18	«Рудна»	330
19	«Гірничка»	330
20	«Нікопольська»	330
21	«Феросплавна»	330
Маріупольські МЕМ		
22	«Південнодонбаська»	330
23	«Зоря»	330
24	«Іванівка»	330
25	«Мирна»	330
26	«Азовська»	220

Перетікання електричної енергії між підстанціями Дніпровської ЕС та підстанціями сусідніх енергосистем наведено в таблицях 1.12-125 [5, 6].

Таблиця 1.12 – Перетікання електричної енергії в повітряній лінії 330 кВ Л-251 (Ладижинська ТЕС - ПС «Побузька 330») за 2021 рік

Період	Перетікання електричної енергії, кВт·год			
	Віддавання	Прийом	Сальдо	Втрати
січень	75 027 047	651 436	-74 375 611	923 789
лютий	55 743 991	3 057 743	-52 686 248	694 552
березень	73 798 169	3 252 079	-70 546 090	687 710
квітень	75 501 962	2 998 343	-72 503 619	762 981
травень	13 742 678	34 516 258	20 773 580	188 180
червень	26 400	132 255 552	132 229 152	372 937
липень	5 855 921	125 327 759	119 471 838	612 438
серпень	445 621	144 703 127	144 257 506	673 506
Всього	300 141 789	446 762 297	146 620 508	4 916 093

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.13 – Перетікання електричної енергії в повітряній лінії 750 кВ ПС «Донбаська 750» - ПС «Запорізька 750») за 2021 рік

Період	Перетікання електричної енергії, кВт·год			
	Віддавання	Прийом	Сальдо	Втрати
січень	281 801 625	0	-281 801 625	4 338 375
лютий	313 394 513	0	-313 394 513	3 225 488
березень	325 983 383	90 000	-325 893 383	2 576 618
квітень	374 468 588	0	-374 468 588	2 961 413
травень	339 649 013	371 318	-339 277 695	2 482 306
червень	0	0	0	0
липень	79 063 462	1 151 497	-77 911 965	928 036
серпень	159 434 895	11 959 763	-147 475 132	1 444 868
Всього	1 873 795 479	13 572 578	-1 860 222 901	17 957 104

Таблиця 1.14 – Перетікання електричної енергії в повітряній лінії 330 кВ Л-268 (Курахівська ТЕС - ПС «Запорізька 750 №1») за 2021 рік

Період	Перетікання електричної енергії, кВт·год			
	віддавання	прийом	сальдо	втрати
січень	0	135 358 428	135 358 428	1 649 028
лютий	26 422	100 141 786	100 115 364	1 006 464
березень	1 121 784	34 563 011	33 441 227	147 527
квітень	9 900	137 789 188	137 779 288	1 852 288
травень	0	140 079 690	140 079 690	1 806 390
червень	0	94 688 413	94 688 413	1 272 013
липень	0	205 211 906	205 211 906	3 576 718
серпень	0	186 489 118	186 489 118	4 291 406
Всього	1 158 106	1 034 321 540	1 033 163 434	15 601 834

Таблиця 1.15 – Перетікання електричної енергії в повітряній лінії 330 кВ Л-269 (Курахівська ТЕС - ПС «Запорізька 750 №2») за 2021 рік

Період	Перетікання електричної енергії, кВт·год			
	Віддавання	Прийом	Сальдо	Втрати
січень	0	135 175 162	135 175 162	1 416 262
лютий	26 422	99 970 921	99 944 499	894 999
березень	1 201 632	34 330 087	33 128 455	537 655
квітень	9 900	138 000 006	137 990 106	1 409 706
травень	0	139 976 763	139 976 763	1 901 463
червень	0	93 167 027	93 167 027	1 285 127
липень	0	186 010 964	186 010 964	3 524 264
серпень	0	204 932 559	204 932 559	3 616 059
Всього	1 237 954	1 031 563 489	1 030 325 535	14 585 535

Таблиця 1.16 – Перетікання електричної енергії в повітряній лінії 330 кВ Л-236 (ПС «Павлоградська 330» - ПС «Білицька 330») за 2021 рік

Період	Перетікання електричної енергії, кВт·год			
	Віддавання	Прийом	Сальдо	Втрати
січень	85 855 829	0	-85 855 829	452 371
лютий	104 053 422	0	-104 053 422	437 778
березень	131 715 718	0	-131 715 718	627 482
квітень	143 412 232	0	-143 412 232	982 568
травень	125 128 595	0	-125 128 595	515 605
червень	62 436 304	0	-62 436 304	204 296
липень	70 994 748	97 264	-70 897 484	296 716
серпень	56 842 045	226 479	-56 615 566	-330 766
Всього	780 438 893	323 743	-780 115 150	3 186 050

Таблиця 1.17 – Перетікання електричної енергії в повітряній лінії 750 кВ (Запорізька АЕС - ПС «Південнодонбаська 750») за 2021 рік

Період	Перетікання електричної енергії, кВт·год			
	Віддавання	Прийом	Сальдо	Втрати
січень	687 207 657	0	-687 207 657	10 592 344
лютий	655 078 745	0	-655 078 745	8 401 256
березень	676 628 171	0	-676 628 171	8 751 830
квітень	402 840 673	0	-402 840 673	4 169 327
травень	363 077 765	0	-363 077 765	2 892 236
червень	400 472 784	0	-400 472 784	4 407 217
липень	479 724 731	0	-479 724 731	4 745 270
серпень	298 021 515	0	-298 021 515	2 128 486
Всього	3 963 052 041	0	-3 963 052 041	46 087 966

Таблиця 1.18 – Перетікання електричної енергії в повітряній лінії 330 кВ Л-241 (Запорізька ТЕС - ПС «Каховська 330») за 2021 рік

Період	Перетікання електричної енергії, кВт·год			
	Віддавання	Прийом	Сальдо	Втрати
січень	208 375 160	0	-208 375 160	1 029 640
лютий	153 615 439	0	-153 615 439	616 661
березень	73 748 209	0	-73 748 209	165 191
квітень	154 787 896	7 494	-154 780 402	592 604
травень	113 394 402	0	-113 394 402	336 798
червень	86 389 261	1 604	-86 387 657	1 324 739
липень	194 195 588	0	-194 195 588	933 412
серпень	158 325 305	0	-158 325 305	757 796
Всього	1 142 831 260	9 098	-1 142 822 162	5 756 841

Таблиця 1.19 – Перетікання електричної енергії в повітряній лінії 330 кВ Л-221 (Криворізька ТЕС - ПС «Трихати 330») за 2021 рік

Період	Перетікання електричної енергії, кВт·год			
	Віддавання	Прийом	Сальдо	Втрати
січень	72 820 658	1 302 375	-71 518 283	118 117
лютий	32 145 623	20 816 861	-11 328 762	122 238
березень	456 773	72 961 561	72 504 788	300 788
квітень	4 381 294	50 828 286	46 446 992	207 392
травень	5 227	95 816 679	95 811 452	421 652
червень	0	100 760 881	100 760 881	440 881
липень	12 620 841	46 591 925	33 971 084	192 284
серпень	31 902 722	19 036 234	-12 866 488	56 312
Всього	154 333 138	408 114 802	253 781 664	1 859 664

Таблиця 1.20 – Перетікання електричної енергії в повітряній лінії 330 кВ Л-224 (Криворізька ТЕС - ПС «Каховська 330») за 2021 рік

Період	Перетікання електричної енергії, кВт·год			
	Віддавання	Прийом	Сальдо	Втрати
січень	3 002 215	24 428 986	21 426 771	564 171
лютий	932 897	41 692 434	40 759 537	479 737
березень	7 180 190	57 604 744	50 424 554	521 954
квітень	1 383 238	52 967 241	51 584 003	506 603
травень	13 200	46 120 714	46 107 514	376 114
червень	5 147 390	17 252 575	12 105 185	99 785
липень	2 654 276	21 892 230	19 237 954	157 354
серпень	32 531 110	10 795 158	-21 735 952	-15 352
Всього	52 844 516	272 754 082	219 909 566	2 690 366

Таблиця 1.21 – Перетікання електричної енергії в повітряній лінії 750 кВ (Південно-Українська АЕС - ПС «Дніпровська 750») за 2021 рік

Період	Перетікання електричної енергії, кВт·год			
	Віддавання	Прийом	Сальдо	Втрати
січень	196 643 349	3 586 299	-193 057 050	7 597 950
лютий	75 955 817	91 543 679	15 587 862	2 642 862
березень	6 540 918	201 799 357	195 258 439	1 563 439
квітень	41 661 252	40 129 825	-1 531 427	223 573
травень	19 029 808	75 394 920	56 365 112	145 112
червень	35 392 387	35 428 265	35 878	245 878
липень	2 872 521	151 589 823	148 717 302	577 302
серпень	2 362	307 138 323	307 135 961	-799 039
Всього	378 098 414	906 610 491	528 512 077	12 197 077

Таблиця 1.22 – Перетікання електричної енергії в повітряній лінії 330 кВ Л-252 (Південно-Українська АЕС - ПС «Побузька 330») за 2021 рік

Період	Перетікання електричної енергії, кВт·год			
	Віддавання	Прийом	Сальдо	Втрати
січень	0	272 982 306	272 982 306	389 106
лютий	0	241 368 672	241 368 672	382 872
березень	0	237 474 148	237 474 148	395 548
квітень	0	275 603 862	275 603 862	608 262
травень	0	176 514 559	176 514 559	202 159
червень	1 683 052	68 692 379	67 009 327	-26 873
липень	8 321 852	41 987 270	33 665 418	-14 382
серпень	11 026 812	43 709 040	32 682 228	-60 372
Всього	21 031 716	1 358 332 236	1 337 300 520	1 876 320

Таблиця 1.23 – Перетікання електричної енергії в повітряній лінії 330 кВ Л-253 (Південно-Українська АЕС - ПС «Українка 330») за 2021 рік

Період	Перетікання електричної енергії, кВт·год			
	Віддавання	Прийом	Сальдо	Втрати
січень	0	116 185 037	116 185 037	810 437
лютий	0	131 418 314	131 418 314	824 114
березень	0	191 539 501	191 539 501	1 254 901
квітень	0	214 994 234	214 994 234	1 662 434
травень	0	203 572 174	203 572 174	1 532 974
червень	0	178 146 746	178 146 746	1 319 546
липень	0	131 776 820	131 776 820	806 420
серпень	0	112 746 345	112 746 345	757 545
Всього	0	1 280 379 171	1 280 379 171	8 968 371

Таблиця 1.24 – Перетікання електричної енергії в повітряній лінії 330 кВ Л-261А (Південно-Українська АЕС - ПС «Кварцит 330 №1») за 2021 рік

Період	Перетікання електричної енергії, кВт·год			
	Віддавання	Прийом	Сальдо	Втрати
січень	38 198	91 230 228	91 192 030	448 630
лютий	0	143 231 254	143 231 254	611 854
березень	0	233 074 237	233 074 237	1 176 637
квітень	0	198 124 609	198 124 609	1 028 809
травень	0	208 338 576	208 338 576	1 118 376
червень	0	206 772 381	206 772 381	1 056 981
липень	0	142 058 244	142 058 244	646 644
серпень	0	111 711 542	111 711 542	461 942
Всього	38 198	1 334 541 071	1 334 502 873	6 549 873

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

Таблиця 1.25– Перетікання електричної енергії в повітряній лінії 330 кВ Л-265 (ПС «Дніпровська 750» - ПС «Кременчук 330») за 2021 рік

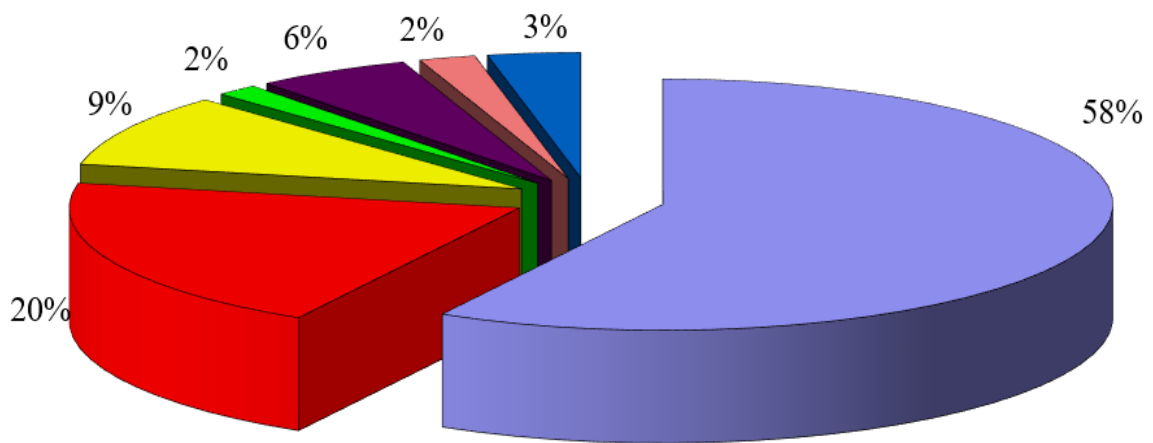
Період	Перетікання електричної енергії, кВт·год			
	Віддавання	Прийом	Сальдо	Втрати
січень	286 978 993	0	-286 978 993	1 804 007
лютий	272 027 427	2 645	-272 024 782	1 898 318
березень	252 903 330	0	-252 903 330	1 388 070
квітень	272 624 901	0	-272 624 901	1 842 699
травень	222 758 353	0	-222 758 353	1 199 447
червень	138 425 375	0	-138 425 375	679 525
липень	265 757 321	0	-265 757 321	1 760 479
серпень	291 233 664	0	-291 233 664	2 232 036
Всього	2 002 709 364	2 645	-2 002 706 719	12 804 581

Як видно із представленої інформації в таблицях 1.11-1.25 частина електричної енергії при передачі повітряними лініями втрачається.

Структура втрат електроенергії в елементах магістральних мереж представлена в таблиці 1.26 [5, 6]. За даними таблиці 1.26 побудуємо для наочності діаграму (рисунок 1.2).

Таблиця 1.26 – Структура втрат в елементах магістральних мереж

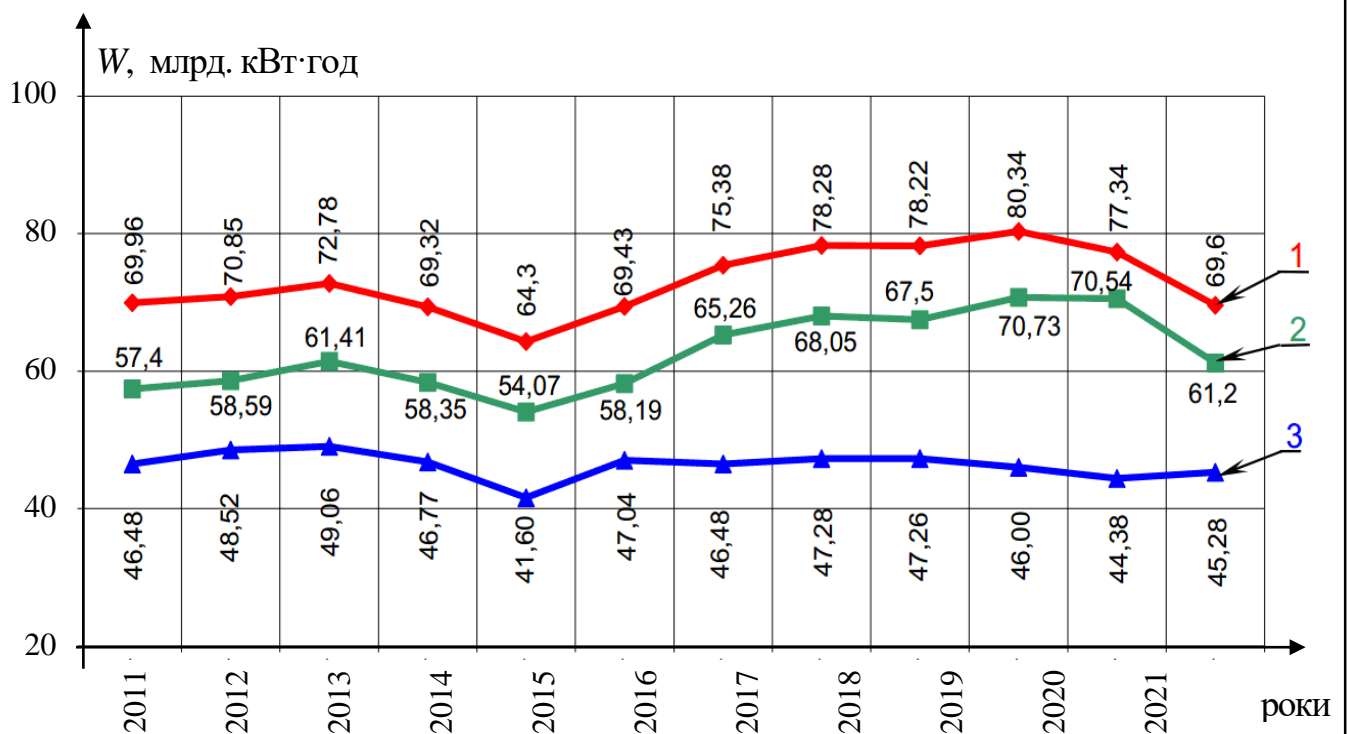
Напруга, кВ	Змінні втрати в ЛЕП, ГВт·год.	Втрати на корону ЛЕП, ГкВт·год	Втрати від струмів витоку ЛЕП, ГВт·год.	Змінні (навантажувальні) втрати в трансформаторах, ГВт·год	Постійні втрати (х.х.) в трансформаторах, ГВт·год	Всього інших умовно-постійних втрат, ГВт·год	Втрати в шунтуючих реакторах, ГВт·год	Інші втрати, тис. кВт·год	Всього, ГВт·год
750	163,3	89,1	6,2	18,4	19,0	30,6	29,1	1,6	326,6
330	367,2	86,5	7,8	28,7	59,0	3,7		3,7	552,9
Разом	530,5	175,6	14,0	47,1	78,0	34,3	29,1	5,3	879,5
150				1,6	4,6	0			6,2
110						0			0
35				0,002	0,09	0			0,09
Разом	530,5	175,6	14,0	48,7	82,69	34,3	29,1	5,3	885,8



- – навантажувальні втрати;
- – втрати на корону в ПЛ;
- – втрати х.х. трансформаторів;
- – втрати від струмів витоку в ПЛ;
- – навантажувальні втрати в трансформаторах;
- – втрати в компенсуючих пристроях;
- – втрати в шунтуючих реакторах.

Рисунок 1.2 – Структура втрат в елементах магістральних мереж ВП «Дніпровська електроенергетична система» за 2020 рік

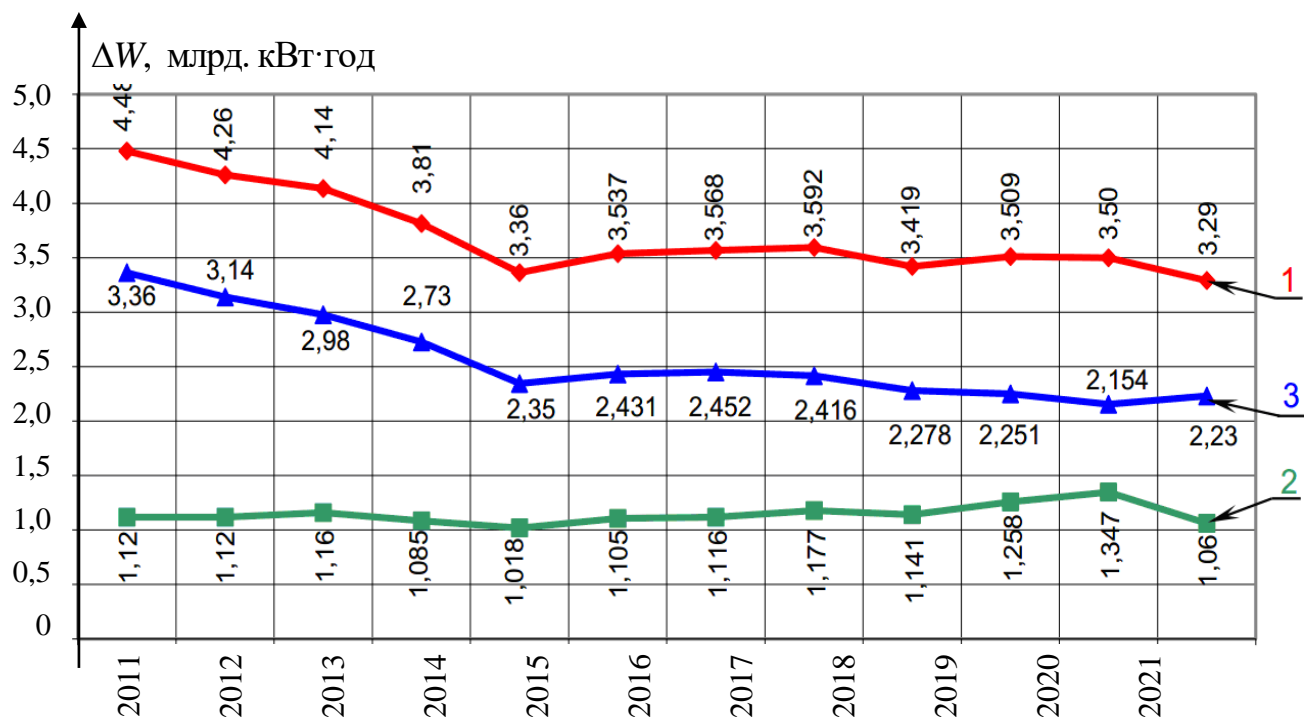
На рисунках 1.3-1.5 наведено динаміку обсягів електроенергії, що надходить в магістральні та інші регіональні мережі від генеруючих електростанцій та динаміка технічних втрат в цих мережах за 2005-2016 роки.



1 – мережі регіону Дніпровської ЕС; 2 – магістральні мережі напругою 330 та 750 кВ;
3 – мережі 154 - 0,4 кВ обласних енергопостачальних компаній

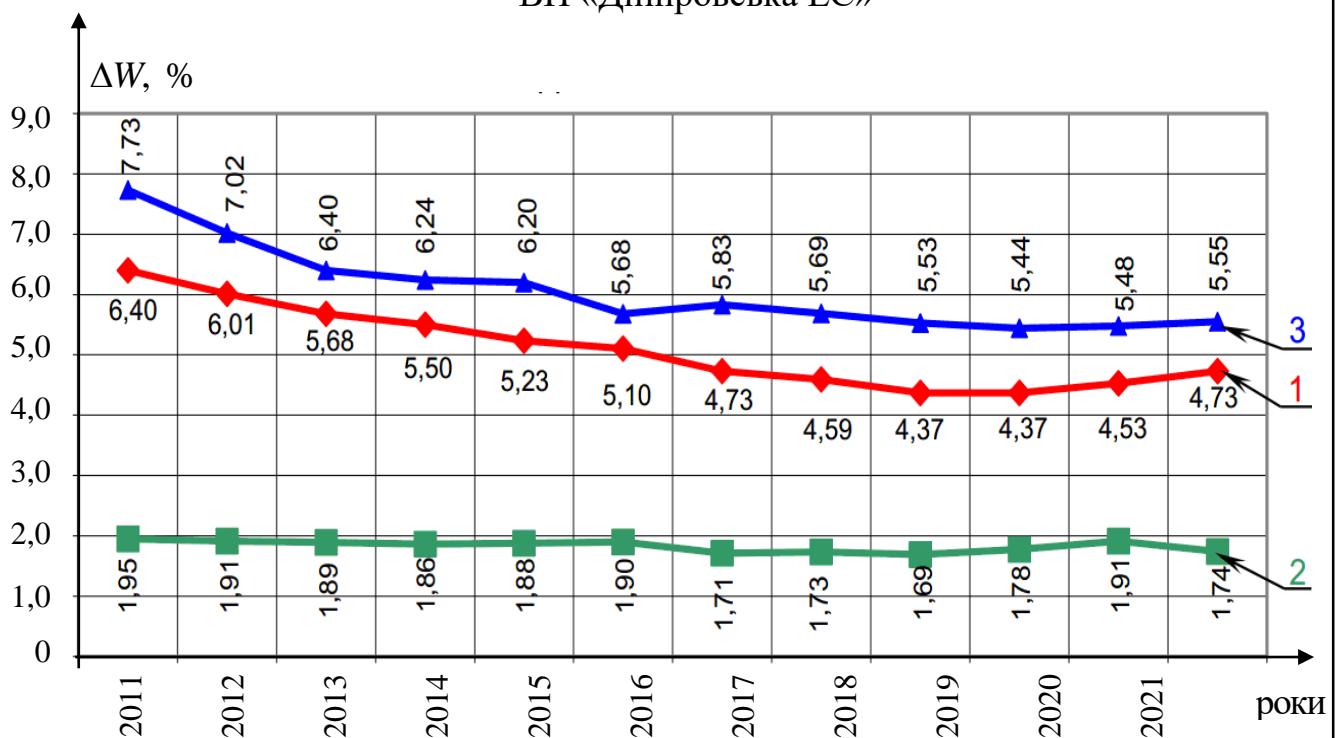
Рисунок 1.3 – Динаміка транспортування електричної енергії в мережах ВП «Дніпровська ЕС»

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28



1 – мережі регіону Дніпровської ЕС; 2 – магістральні мережі напругою 330 та 750 кВ;
3 – мережі 154- 0,4 кВ обласних енергопостачальних компаній

Рисунок 1.4 – Динаміка технічних втрат електроенергії в мережах
ВП «Дніпровська ЕС»



1 – мережі регіону Дніпровської ЕС; 2 – магістральні мережі напругою 330 та 750 кВ;
3 – мережі 154 - 0,4 кВ обласних енергопостачальних компаній

Рисунок 1.5 – Динаміка технічних втрат електроенергії в мережах ВП
«Дніпровська ЕС» у відсотках

Висновки до розділу 1

Аналіз ефективності транспортування електричної енергії магістральними мережами напругою 330 та 750 кВ ВП «Дніпровська електроенергетична система» ДП «НЕК «Укренерго» показав, що частина електричної енергії втрачається в мережі при транспортуванні. Втрати в магістральних мережах наближено становлять 2%. Але враховуючи значні обсяги передачі електроенергії такими мережами вони є суттєвими.

Станом на 2021 рік втрачалось електричної енергії щороку близько 885,8 ГВт·год. А із врахуванням додаткових витрат електричної енергії на власні потреби – близько 1006 ГВт·год на рік. Встановлено, що втрати електроенергії в високовольтних повітряних лініях складаються із технічних втрат та витрат на власні потреби підстанцій. В технічних (технологічних) втратах переважаючими є навантажувальні втрати ПЛ, що складають 530,5 ГВт·год (58 %), та втрати на корону на проводах ПЛ 330 та 750 кВ – 175,6 ГВт·год (20%).

На основі виконаного аналізу можна зробити висновок, що передача електричної енергії магістральними високовольтними мережами супроводжується втратами. Ефективність передачі електроенергії високовольтними магістральними мережами можна підвищити шляхом оперативного визначення та прогнозування розміру технічних втрат та розробкою заходів для зменшення їх обсягів. Саме цим питанням і присвячена дана кваліфікаційна робота.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 АНАЛІЗ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ТА МЕТОДІВ ЇХ РОЗРАХУНКУ

2.1 Втрати електричної енергії в електричних мережах та їх структура

Електрична енергія (ЕЕ), що передається по електричних мережах, є єдиним продуктом, який витрачає самого себе, не вимагаючи для цього інших ресурсів [7, 8].

Втрати електроенергії в повітряних лініях (ПЛ) електропередачі складаються з навантажувальних втрат, втрат на корону і втрат від струмів витоку по ізоляції, при цьому визначальними є навантажувальні втрати і втрати на корону, які в різній мірі залежать від рівня напруги: навантажувальні втрати при незмінному значенні потужності, опору, а значить і напруги на стороні навантаження, обернено пропорційні квадрату напруги лінії, а втрати на корону пропорційні напрузі лінії в п'ятому ступені. Таким чином, оптимальний рівень напруги у вузлах енергосистеми залежить від співвідношення втрат на корону і навантажувальних втрат лінії.

Якщо в гарну погоду навантажувальні втрати переважають над втратами на корону, то при поганій погоді (сніг, дощ, ожеледь, паморозь) втрати на корону збільшуються на 1-2 порядки [8].

Створення системи безперервного виміру втрат на корону ПЛ є необхідною базою для оптимізації режиму за напругою і потоками реактивної потужності.

Облік втрат на корону може дати значний економічний ефект в світлі змінених принципів розрахунку тарифів на послуги з передачі та розподілу електричної енергії [8, 9].

Фактичні втрати електроенергії (ВЕЕ) визначають як різницю між обсягами електричної енергії, що відпущена в електричну мережу (виробленою), і обсягами корисно відпущеної споживачам (спожитої).

Ці втрати включають в себе наступні складові:

– втрати в елементах мережі, обумовлені фізичними процесами передачі;

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

– витрата електроенергії на роботу обладнання, що встановлене на підстанціях (ПС) і забезпечує передачу ЕЕ (власні потреби).

Технічні ВЕЕ є частиною фактичних втрат і обумовлені фізичними процесами, що відбуваються при передачі ЕЕ по електричних мережах і виражаються в перетворенні частини ЕЕ в тепло в елементах мережі. Їх значення можна визначити розрахунковим шляхом на основі законів електротехніки.

Технічні втрати складаються з втрат на нагрівання проводів, втрат на корону і витік по ізоляторах, втрат в трансформаторах, автотрансформаторах, статичних і синхронних компенсаторах, шунтуючих реакторах і на плавку ожеледі [5, 6].

Технічні втрати в свою чергу поділяють на такі групи [6] (рисунки 2.1):

1) навантажувальні втрати, що залежать від навантаження системи електропередачі (втрати на нагрів проводів, трансформаторів, автотрансформаторів, синхронних компенсаторів);

2) умовно-постійні втрати, що залежать від складу включеного устаткування (втрати на холостий хід трансформаторів, в батареях статичних конденсаторів і статичних компенсаторів, шунтуючих реакторах, синхронних компенсаторів);

3) втрати, що залежать від погодних умов (втрати на корону, витік по ізоляторах і плавку ожеледі).

Необхідно відзначити, що в ряді інструкцій з розрахунку нормативних значень технологічних ВЕ при її передачі по електричним мережам втрати на корону в ПЛ відносять до умовно-постійних втрат.

ВЕ залежать від ряду факторів, таких як довжина лінії, передана потужність, склад обладнання та кліматичні умови. Багаторічний досвід розрахунку ВЕ в мережах показав, що основними складовими втрат в магістральних електричних мережах 220 кВ і вище є втрати на нагрів проводів і на їх коронування [9, 10].

Для кількісної оцінки вищевказаних складових в сумарних втратах електропередачі розглянемо дані річного звіту ДП «НЕК «Укренерго» [5, 6].

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32



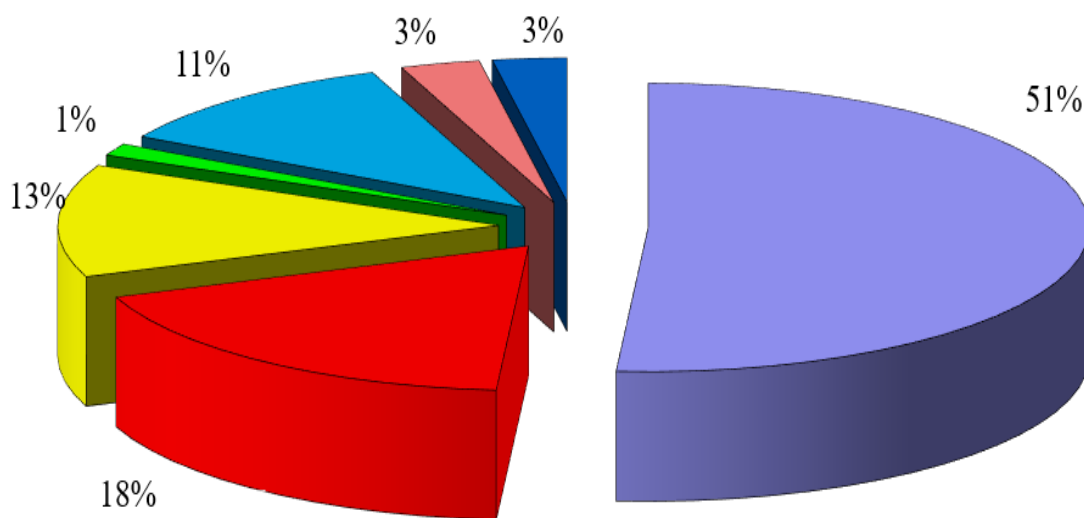
Рисунок 2.1 – Види втрат електричної енергії в магістральних мережах

За даними зазначеного у [5] абсолютна величина втрат електроенергії у мережах ДП «НЕК «Укренерго» за 2021 рік склали 3,6 млрд. кВт·год., Структура зазначених втрат представлена на рисунку 2.2. Як видно із діаграми 64% цих втрати припадає на навантажувальні втрати і 20 % на втрати на корону в ПЛ. У 2020 році втрати електроенергії на корону становили 26% при 56% навантажувальних втрат.

Якщо вважати, що в середньому ефективність оптимізації режимів за напругою і потокам реактивної потужності становить від 3 до 4%, то для істотного зниження втрат електроенергії в магістральних мережах доцільно зменшувати навантажувальні втрати електроенергії і втрати на корону.

Як можна бачити з наведеної на рисунку 2.2 структури ВЕЕ, основними складовими є втрати енергії на нагрів проводів (64%) і на корону (20%). Розглянемо більш докладно саме ці дві складові сумарних втрат [5].

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33



- – навантажувальні втрати ПЛ;
- – втрати на корону в ПЛ;
- – втрати в трансформаторах і автотрансформаторах;
- – втрати від струмів витоку в ПЛ;
- – витрати на власні потреби підстанцій;
- – втрати в компенсуючих пристроях;
- – втрати в шунтуючих реакторах.

Рисунок 2.2 – Структура втрат в магістральних електричних мережах із врахуванням витрат на власні потреби

Навантажувальні ВЕ включають в себе втрати в повітряних і кабельних лініях, трансформаторах (автотрансформаторах), шинопроводах і струмообмежувальних реакторах.

Для розрахунку навантажувальних втрат використовується метод оперативних розрахунків, суть якого полягає в розрахунку втрат електроенергії за формулою [9, 11, 12]

$$\Delta W_n = 3 \sum_{i=1}^n R_i \cdot \sum_{j=1}^m I_{ij} \Delta t_{ij}, \quad (2.1)$$

- де n – кількість елементів мережі;
 R_i – опір i -го елемента мережі;
 I_{ij} – струм навантаження i -го елемента мережі;
 Δt_{ij} – період часу протягом якого I_{ij} незмінний;
 m – кількість інтервалів часу.

Струмові навантаження елементів мережі визначають на основі даних диспетчерських відомостей, оперативних вимірювальних комплексів ОВК та автоматизованих систем контролю і обліку електроенергії (АСКОЕ).

Прийmemo, що при зміні напруги в лінії потужність навантаження залишається постійною. Дане припущення справедливо в умовах, коли при зміні напруги в лінії напруга у вузлі навантаження залишається незмінним за рахунок роботи автоматики регулювання напруги в розподільній мережі, тоді струм в лінії буде дорівнює [11,12]

$$I_{ij} = \frac{S_{ij}}{\sqrt{3}U_{ij}}, \quad (2.2)$$

де n – кількість елементів мережі;

S_i – потужність i -го елемента мережі.

Тоді сумарні втрати в лініях

$$\Delta W_n = 3 \sum_{i=1}^n R_i \cdot \sum_{j=1}^m \frac{S_{ij}^2}{U_{ij}^2} \cdot \Delta t_{ij}. \quad (2.3)$$

Відповідно втрати електричної енергії в мережі обернено пропорційні квадрату напруги мережі.

Втрати електроенергії на корону визначаються на основі даних про питомі втрати потужності, і про тривалість видів погоди протягом розрахункового періоду. При цьому до періодів гарної погоди (для цілей розрахунку втрат на корону) відносять погоду з вологістю менше 100% і ожеледь; до періодів вологої погоди – дощ, мокрий сніг, туман. При відсутності даних про тривалість видів погоди протягом розрахункового періоду втрати електроенергії на корону визначаються в залежності від регіону розташування лінії.

Втрати потужності на корону змінюються в дуже широкому діапазоні, який відповідає двом порядкам, при цьому зміна втрат в часі протікає часом

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

дуже швидко. Таким чином, періодичні вимірювання на контрольованих прольотах не дозволяють отримати достовірні значення середніх і максимальних втрат на корону.

Для визначення характеристик втрат на корону необхідно мати дані безперервних змін погодних параметрів і втрат на корону протягом періоду сонячної активності (10-12 років), так як цим періодом сонячної активності визначається циклічна повторюваність метеорологічних явищ. В межах цього періоду втрати на корону можна вважати стаціонарним випадковим процесом, характеристиками якого є його функція розподілу і кореляційна функція [9].

Аналіз показав, що розглянута методика заснована на результатах вимірювань втрат на корону на контрольованих прольотах тривалістю кілька сотень годин, що явно недостатньо [11, 12].

Втрати активної потужності на корону пропорційні напрузі у п'ятому ступені

$$\Delta P_{\kappa} = P_{\kappa n} \left(\frac{U}{U_n} \right)^5, \quad (2.4)$$

де $P_{\kappa n}$ – номінальні втрати активної потужності при номінальній напрузі мережі U_n .

Із формул (2.3) та (2.4) випливає, що втрати на корону більш чутливі до зміни напруги, ніж навантажувальні втрати.

Так в період найбільших втрат сумарні втрати можна знизити, шляхом зменшення напруги, хоча при цьому зростуть втрати від струмів навантаження.

На даний час розроблена автоматизована система безперервних вимірювань втрат потужності на корону і метеопараметрів, за допомогою якої на протязі 10 років проводилися вимірювання в діючих ПЛ 330 кВ і 750 кВ.

На основі цих даних і теоретичних досліджень властивостей коронного розряду на проводах розроблена методика для розрахунку втрат на корону ПЛ різних номінальних напруг і конструкцій [12, 13].

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

Дані середніх значень втрат на корону, розрахованих по [11, 14] представлені в таблиці 2.1, з якої видно що розбіжність є досить значною, особливо при великій кількості проводів у фазі, тобто на ПЛ 750 кВ.

Таблиця 2.1 – Середньорічні втрати потужності на корону в ПЛ

Напруга лінії U_n , кВ	Число проводів у фазі	Переріз провода АС, мм ²	Радіус провода, мм	Втрати потужності, Вт/м		Відношення P_2/P_1
				P_1	P_2	
750	5	240/56	11,2	13,0	25,0	1,9
750	4	600/93	19,2	19,0	31,0	1,6
330	2	300/39	12,0	3,8	4,0	1,05
330	2	400/51	13,7	2,9	2,9	1,0

На підприємстві ВП «Дніпровська електроенергетична система» ДП «НЕК «Укренерго» втрати електричної енергії на корону на ділянці повітряної лінії з однакою конструкцією (кількістю і перерізом) проводів у фазі і однаковим типом опор визначаються за формулою [15]

$$\Delta W_{Kikj} = \left(\sum_1^j \Delta P_{Kikj} \cdot T_{Pj} \right) \cdot L_{\Sigma ik}, \quad (2.5)$$

де ΔP_{Kikj} – питомі втрати потужності на корону ПЛ з однакою конструкцією проводів у фазі і однаковим типом опор i -го ступеня напруги для j -го виду погоди, кВт/км;

T_{Pj} – усереднене значення тривалості j -ї групи погоди у розрахунковому періоді, обчислене а даними метеостанції для траси k -ої ПЛ, год.;

$L_{\Sigma ik}$ – довжина ділянки лінії з однакою конструкцією проводів у фазі і однаковим типом опор k -ої ПЛ i -го ступеня напруги, км.

За впливом на втрати електроенергії на корону погоду необхідно розділити на наступні групи [15]:

- гарна суха погода;
- сухий сніг;

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- дощ, мокрий сніг;
- паморозь, ожеледь.

Для розрахунків втрат електроенергії на корону слід враховувати конструктивні особливості ПЛ, конкретні погодні умови та рівні робочої напруги згідно [16, 17].

Для оціночних розрахунків на даному етапі пропонується використовувати питомі втрати потужності на корону в ПЛ із типовими конструкціями проводів фаз, *i*-го ступеня напруги для певних груп (видів) погоди які розраховані із використанням експериментальних даних та формул, що наведені у [16, 17].

Питомі розрахункові втрати потужності на корону ПЛ з типовими конструкціями проводів у фазі, що використовуються на даний час у ВП «Дніпровська електроенергетична система», наведені у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Питомі розрахункові втрати потужності на корону ПЛ з типовими конструкціями проводів у фазі

Напруга (кВ) та варіант конструкції проводів у фазі	Сумарний переріз проводів у фазі, мм ²	Питомі втрати потужності на корону, кВт/км при погоді			
		Перша група	Друга група	Третя група	Четверта група
750-5×240	1200	3,9	15,5	55,0	115,0
750-4×600	2400	4,6	17,5	65,0	130,0
330-2×300	600	0,7	2,8	9,6	29,0
330-2×400	800	0,8	3,3	11,0	33,5

Вплив робочої напруги ПЛ на втрати електричної енергії на корону враховують множачи дані таблиці 2.2 на коефіцієнт, який визначають за виразом [16, 17]

$$K_{U_{ккo}} = 6,88 \cdot U_*^2 - 6,88 \cdot U_* , \quad (2.6)$$

де U_* – відношення робочої напруги ПЛ до її номінального значення.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

2.2 Аналіз методів розрахунку втрат електричної потужності та енергії на корону

Необхідність урахування ефекту корони при передачі електричної енергії по ВПЛ, отримання чисельних значень втрат потужності і енергії на корону, оцінки цих втрат поклала початок теоретичних досліджень з метою побудови формул для розрахунків втрат потужності і енергії на корону, отримання їх кількісних і якісних характеристик. Відомо, що втрати потужності і енергії на корону пов'язані, перш за все, з процесами іонізації, то для теоретичного визначення втрат потужності на корону при змінній напрузі необхідно досліджувати рух іонів в просторі між проводами, а також вимірювати сумарний заряд [17, 18].

Для вирішення поставленого завдання проводилися дослідження, пов'язані з виявленням механізмів руху іонів у зовнішній зоні коронного розряду [17-19]. І якби вдалося отримати залежність сумарного заряду від напруги (вольт-кулонна характеристика) то втрати потужності на корону були б наступні

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T u i dt = \frac{1}{T} \int u dq. \quad (2.7)$$

Втрати потужності на корону в цьому випадку визначалися б площею цієї вольт-кулонної характеристики. І такі спроби суто теоретичного визначення втрат потужності на корону були зроблені.

Однак, основна складність вирішення поставленого завдання полягала як в складності самого явища коронного розряду і складної конфігурації поля, так і в випадковому характері процесу коронування проводів, який в реальних умовах експлуатації носить імовірнісний характер, перш за все через ймовірнісну природу коливань конкретних локальних метеорологічних умов всередині даного виду погоди, що впливають на величину втрат.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

З огляду на складність явища коронного розряду, його залежність від конструктивних особливостей проводів ЛЕП і їх стану, погодних умов, інтенсивності метеорологічних явищ, режимних параметрів ЛЕП і т.д., для побудови формул визначення втрат різними дослідниками робилися різні припущення, а формули виводилися виходячи з різних передумов і поглядів на фізику протікання процесу коронування проводів.

Перші фундаментальні дослідження з визначення втрат активної потужності на корону при змінному струмі промислової частоти на проводах ЛЕП були виконані Ф. Піком. На підставі аналізу та узагальнення великої кількості експериментальних даних, ним було запропоновано кілька емпіричних формул для визначення початкових градієнтів корони змінного струму стосовно гладких, циліндричних проводів. Найбільш відомі формули Піка для коаксіальних циліндрів [20]

$$E_0 = 31\delta\left(1 + \frac{0,308}{\sqrt{r_0\delta}}\right), \quad (2.8)$$

де r_0 – радіус провода;

δ – відносна щільність повітря.

Для паралельних проводів однакового радіуса r_0 :

$$E_0 = 29,8\delta\left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{r_0\delta}}\right). \quad (2.9)$$

У формулах (2.8) та (2.9) щільність повітря δ приймалася рівною одиниці при тиску 760 мм рт. ст. і температурі 25 °С. Ці формули Ф. Піка відображають дійсні значення початкових градієнтів корони з різним ступенем наближення. Зіставлення розрахункових і експериментальних даних показало, що найкраще узгодження, виходить за другою формулою Піка, яка і була рекомендована для практичних розрахунків початкового градієнта корони змінного струму, де врахована поправка, пов'язана з різницею нормальних температур [20].

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На підставі експериментів і без будь-яких теоретичних обґрунтувань Ф. Піком була запропонована і формула визначення втрат активної потужності на корону для однофазної двопроводної лінії і трифазної з симетрично розташованими проводами (втрати на корону віднесені до одного дроту на 1 км довжини) [19, 20]:

$$P = \frac{241}{\delta} (f + 25) \sqrt{\frac{r}{s}} (U - U_0)^2 10^{-5}. \quad (2.10)$$

де s – відстань між проводами.

Величина U_0 відповідає напруженості поля

$$E = 21,2\delta m_1 m_2,$$

де m_1 – коефіцієнт гладкості провода (0,98 – 0,83);

m_2 – коефіцієнт погоди, який дорівнює 0,8 (дощ).

Узагальнені характеристики втрат потужності на корону наведено на рисунку 2.3. Ці дані отримані на дослідних прольотах лінії

$$\frac{P}{n \cdot r_0^2} = f\left(\frac{E_c}{E_0}\right). \quad (2.11)$$

де P – втрати на корону;

n – кількість проводів у фазі;

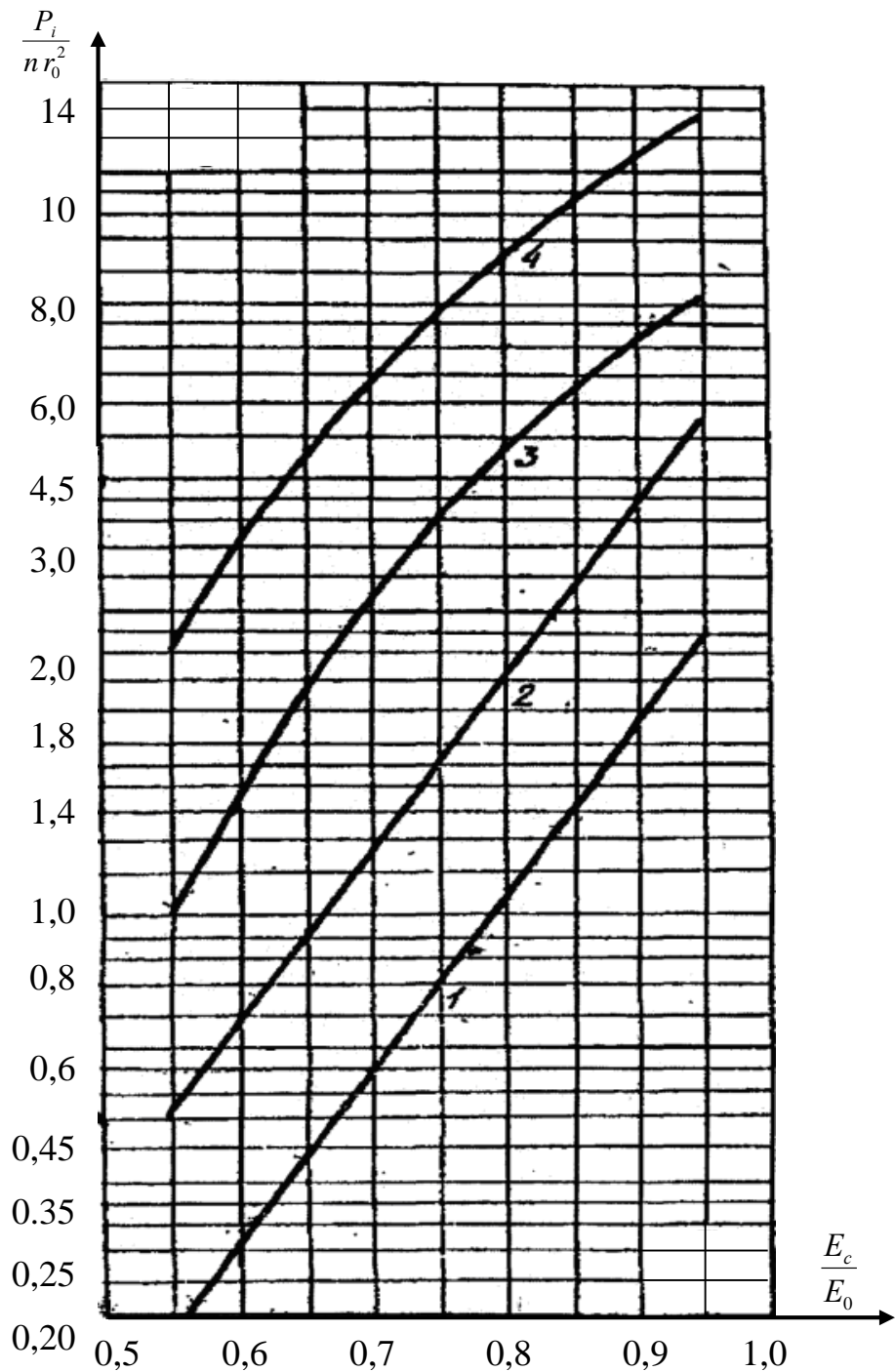
r_0 – радіус одиночного провода;

E_c – середня напруженість електричного поля на поверхні;

E_0 – початкова напруженість електричного поля.

У формулі (2.10) не враховується вплив відстані до землі, а геометричними параметрами є відстань s між проводами і радіус r провода. Ця формула не підходить для ясної погоди і гладкого чистого дроти.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



1 – гарна погода; 2 – сніг; 3 – дощ; 4 – паморозь

Рисунок 2.3 – Узагальнені характеристики втрат потужності на корону при $m_1 = 0,83$

Однак формула (2.10) «в кінцевому рахунку, не задовольняла теоретичним запитам (як чисто експериментальна) і виявилася недостатньо точною з практичної точки зору при переході до більш високих, ніж 220 кВ, напруг, а отже і до великих діаметрів» [20].

Пізніше Холмом, на основі аналізу осцилограм струму корони і розрахунку руху іонів у зовнішній області була отримана дещо інша формула визначення втрат потужності на корону [19-23]:

$$P = 1,11f(U - U_k)U \left[\frac{2}{\ln \frac{s}{L_M}} - \left(1 + \frac{\ln \frac{s}{L_0}}{\ln \frac{s}{L_M}}\right) \frac{1}{\ln \frac{s}{r}} \right] \cos 0,6\alpha \cdot 10^{-4}. \quad (2.12)$$

При виведенні формули (2.12) Холмом було зроблено ряд припущень. Так, втрата енергії за напівперіод визначалася Холмом як інтеграл добутку миттєвої величини напруги u на кількість перенесеної електрики idt . Але для спрощення розрахунків замість змінної напруги u береться деяка середня напруга $U_{сep.} = U_m \cos 0,6 \alpha$, а кут α визначається з рівняння

$$U_m \cos \alpha = 60 \delta r \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{r\delta}}\right) \ln \frac{s}{r}.$$

Щоб підійти до кількісних співвідношень, Холм фіксує положення об'ємного заряду, концентруючи його на поверхні циліндра змінного радіуса, а також вводить числові величини рухомостей k і k_0 .

А. М. Залеський, пропонуючи свій підхід до виведення формули втрат потужності на корону, розділив весь період утворення іонів в процесі коронування на п'ять стадій, в результаті чого отримав такий вираз для втрат [17, 29]:

$$P = \frac{2,22(f + \frac{65}{s})(U - U_0)^2 10^{-4}}{\ln \frac{s}{L_{cp}}}, \quad (2.13)$$

де

$$L_{cp} = \sqrt{LL_1} \approx 0,19 \sqrt{\frac{rg_v}{f}};$$

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

$$g_v = 21,2m\delta\left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{r\delta}}\right);$$

$$U_0 = 21,2m\delta\left[1 + \frac{0,301}{\sqrt{r\delta}(1 + 230r^2)}\right]r \ln \frac{s}{r}.$$

Зіставляючи результати розрахунків за формулою Холма з даними експериментів, А. М. Залеський прийшов до висновку, що між ними немає однозначної відповідності, а також запропонував вважати формулу втрат по Піку принципово правильнішою, ніж отриману Холмом.

На думку А. М. Залеського:

а) втрати не пропорційні частоті;

б) додатковий до f член, наявний в (2.11) потрібний, але чисельно завищений і повинен зменшуватися зі збільшенням відстані;

в) правильна квадратична форма Піка, а не $U(U-U_k)$;

г) напруженість по всій зоні корони зберігається постійною.

Свій підхід до побудови формули втрат потужності на корону для умов ясної погоди, де формула Піка не підходила, запропонував Петерсон [19].

Формула Петерсона є вдалим графоаналітичним узагальненням накопиченого на той період експериментального матеріалу, підкріпленого певними фізичними міркуваннями. Потужність втрат на один провід по Петерсону виражається:

$$P = \frac{2,1 \cdot 10^{-5} f U^2}{\left(\lg \frac{s}{r}\right)^2} F, \quad (2.14)$$

де U – фазна напруга, кВ.

Множник F визначається із графіка залежності функції F від U/U_0 при

$$U_0 = 21,2 \cdot m \cdot \delta^{\frac{2}{3}} r \ln \frac{s}{r}. \quad (2.15)$$

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Коефіцієнт негладкості m береться в діапазоні 0,85-0,9. Величина U_0 має суто розрахунковий сенс, поправка $\delta^{\frac{2}{3}}$ автором обґрунтовується посиланням на лабораторні досліди і при визначенні δ рекомендується користуватися температурою провoda, а не повітря. Формула Петерсона для втрат, виражена через напруженість має вид (підставивши $U = E \cdot r \cdot \ln \frac{S}{r}$):

$$P = 1,1 \cdot 10^{-4} f \cdot r^2 E^2 \cdot F. \quad (2.16)$$

При використанні формули Петерсона (2.14) передбачається, що при щільності δ висота лінії і діаметр провoda повинні прийматися такими, щоб трифазні втрати при гарній погоді не перевищували 0,6 кВт / км.

Прийнято вважати, що формула А. М. Залеського (2.13) узгоджується з даними експериментів для умов поганої погоди при великих втратах на корону, а формула Петерсона (2.14) підходить для умов гарної ясної погоди [20].

Подальші дослідження коронного розряду з метою отримання його енергетичних характеристик, і в першу чергу, визначення втрат на корону, пов'язані з проектуванням і будівництвом ліній 400 кВ і вище, що було обумовлено необхідністю передачі електричної енергії на великі відстані.

Для узагальнення і аналізу експериментальних даних, можливості оцінювати значимість впливу тих чи інших параметрів режиму (напруга лінії, напруга початку виникнення корони, напруженість магнітного поля, напруженість електричного поля), провodiв (опір, провідність), навколишнього середовища (діелектрична проникність) на втрати потужності від корони, була зроблена спроба отримати аналітичні залежності середніх втрат потужності на корону від цих параметрів у часі.

Окремо досліджувалися фізичні процеси при протіканні корони в кожному окремому напівперіоді. В результаті, були отримані формули середніх втрат потужності для трьох видів корони [21]:

- 1) загальної корони на одиночному проводі;

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2) загальної корони на пучку проводів (оскільки фази ліній електропередачі високої напруги виконуються в розщепленому вигляді).

3) місцевої корони (для випадку коронування точки на проводі і для випадку коронування точки на пучку проводів).

Розглядаючи фізичні процеси в першому напівперіоді напруги, було запропоновано формулу втрат на корону для першого напівперіоду. Розгляд фізичних процесів в другому і третьому напівперіодах дозволив вивести формули втрат на корону і для цих напівперіодів. Причому, важливо відзначити, аналіз отриманих співвідношень показав, що об'ємний заряд і радіус його фронту в третьому напівперіоді обчислюються за формулами другого напівперіоду. А це означає, що отримані формули мають рекурентний характер [21].

Таким чином, вдалося побудувати рівняння напруги запалювання корони і середніх втрат потужності на корону в третьому напівперіоді за формулами другого напівперіоду, замінивши лише індекси. А сумарні втрати на корону представляють суму втрат потужності за усі напівперіоди напруги існування корони.

Беручи до уваги, що фази ВПЛ виконуються в розщепленому вигляді, досліджувалося коронування пучка проводів в циліндрі. Перехід від цієї системи до реальної, проводиться заміною радіуса циліндра на подвоєну висоту пучка над площиною. Як і в попередньому випадку, середні втрати потужності для умов загальної корони на пучку проводів є сумою втрат потужності за напівперіоди, але мають набагато більш складну структуру.

У стаціонарному режимі, за умови тлумачення об'ємного заряду попереднього півперіоду як еквівалентного попереднього, рівняння другого напівперіоду відображають характеристики корони і в третьому напівперіоді. Як показали розрахунки, втрати потужності на корону у другому напівперіоді в 2,5-3 рази більш, ніж в першому, що пов'язано зі збільшенням тривалості руху іонів і зростанням величини об'ємних зарядів у другому на півперіоді [21].

Для практичного застосування розробленої методики, формули втрат для умов загальної корони на пучку проводів були приведені до простішого вигляду:

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

$$P = b_p U_m (U_m - U_0), \quad (2.17)$$

де b_p – середній тангенс кута нахилу втрат загальної корони до осі напруги;
 U_m – амплітуда синусоїдальної напруги на проводі;
 U_0 – критична напруга загальної корони.

Як уже зазначалося, на проводах ВПЛ переважає місцева корона. Але оскільки місцеву корону формує точкова, то було виконано дослідження точкової корони з метою розробки методики розрахунку її енергетичних характеристик, в тому числі, і для оцінки рівня втрат від неї [21].

В силу тих же причин що і при вивченні загальної корони, а саме, складнощів аналізу поля і його неоднорідності, а також невизначеністю з граничними умовами завдання, можливим є лише її наближений розв'язок, що спирається на дані експериментів. Були отримані формули втрат від коронування однієї точки на проводі і точки на пучку проводів за перший і другий напівперіоди.

Аналіз отриманих формул показав, що формула втрат коронуючої точки має ту ж структуру, що і формула втрат коронуючого провода, а саме:

$$P = b_{pm} U_m (U_m - U_m), \quad (2.18)$$

де b_p – коефіцієнт нахилу редукованих характеристик;
 U_m – амплітуда синусоїдальної напруги на проводі;
 U_m – напруга коронування точки на проводі.

Цю обставину можна використовувати для визначення зв'язків параметрів місцевої та загальної корони.

При розгляді отриманих формул визначення середніх втрат очевидним є той факт, що їх практичне використання є складним як через саму складність формул, так і через неможливість задавати точні значення вхідних в них параметрів. Тому пропонується спрощена методика визначення середніх питомих втрат для різних видів погоди за таблицями і графіками, а іменовані втрати пропонується обчислювати за формулою [22, 23]:

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P = \left(\frac{P}{b_p U^2} \right) b_p U^2. \quad (2.19)$$

Для практичних цілей важливо знати не лише значення питомих величин втрат (на одиницю довжини) потужності, а й повні втрати на лінії заданої довжини.

Рішення такого завдання є цікавим, оскільки вимір повних втрат на корону раніше ніким не проводилося. Повні втрати потужності від корони на лінії заданої довжини формуються всіма видами погодних умов, тому їх можна розглядати як суму втрат від корони при окремих видах погоди. А так як повні втрати потужності від корони на лінії довжиною L складаються з втрат на її ділянках, то вираз для повних втрат потужності на корону набуває вигляду

$$P_L = \sum_{i=1}^g P_i l_i. \quad (2.20)$$

Для визначення повних втрат А. І. Тамазовим пропонується вирішувати завдання визначення імовірнісних характеристик довжин ліній, охоплених погодою того чи іншого виду [25].

Експериментальна перевірка справедливості виведених співвідношень здійснювалася на дослідному прольоті. Порівняльний аналіз показав, що отримані формули і співвідношення визначення середніх втрат досить добре узгоджуються з експериментальними даними.

Різноманітність отриманих формул розрахунку втрат потужності на корону вимагає вироблення рекомендацій, що стосуються доцільності їх застосування для тих чи інших умов і достовірності отриманих результатів. І такі рекомендації логічно було б отримати на основі зіставлення результатів розрахунків за формулами з результатами експериментів. Однак, отримані формули, у своїй масі, не враховували стану поверхні проводів, їх температури, тиску повітря, температури навколишнього середовища, вологості, виду і інтенсивності атмосферних опадів, явища «старіння» проводів і інші чинники, що характеризують реальні умови експлуатації.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Тому, результати таких зіставлень давали настільки значні розбіжності, що точно встановити на основі експериментальних даних, яка з формул має більшу вірогідність, було досить складно. Формули різних авторів, з відповідними коефіцієнтами, в більшій чи меншій мірі підходять лише до певних погодних умов, тому чи іншому діапазону параметрів ліній. В цілому отримані формули доцільно використовувати для тлумачення одержуваних експериментальних даних, оцінки характеристик і ролі окремих величин.

Для оцінки значень втрат, розрахованих і виміряних різними способами при різних режимних і погодних умовах, використовуються їх кількісні і якісні характеристики. До основних характеристик відносяться [16, 25-27]:

- середньорічні втрати потужності на корону;
- середні і максимальні втрати;
- питомі втрати;
- питомі скорочені втрати;
- залежність питомих втрат від напруги;
- імовірнісні характеристики питомих втрат потужності і щільності ймовірностей питомих втрат та ін.

На практиці, для оцінки втрат при інженерних розрахунках, в основному використовуються значення середньорічних втрат потужності на корону і характеристики залежностей втрат на корону від напруги.

Для практичних розрахунків втрат потужності і енергії на корону, використовуються формули і залежності, емпірично отримані на підставі аналізу експериментальних даних. Ці емпірично отримані формули і залежності використовуються для вирішення практичних завдань з проектування високовольтних ЛЕП, виконання розрахунків електричних режимів енергосистем та їх оптимізації. Так, на основі статистичної обробки виміряних величин було отримано наступне регресійне рівняння для визначення втрат на корону [28, 29]:

$$\log P_c = -2,226 + 0,0686 N + 0,727 R, \quad (2.21)$$

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де P_c – втрати на корону, кВт;
 N – радіошуми, дБ/м;
 R – інтенсивність дощу, мм/год.

Результатом обробки і аналізу експериментальних даних, отриманих дослідниками, з'явилася розрахункова формула визначення значення середньорічної потужності втрат на корону для трифазної лінії, яка обчислюється підсумовуванням втрат по фазах для кожної групи погоди [16,18]:

$$P = nr_0^2 [(2\theta_{x.n1} + \theta_{x.n2})\psi_{x.n} + (2\theta_{c.c1} + \theta_{c.c2})\psi_{c.c} + (2\theta_{\delta 1} + \theta_{\delta 2})\psi_{\delta} + (2\theta_{uz1} + \theta_{uz2})\psi_{uz}], \quad (2.22)$$

де $\theta_{x.n1}, \theta_{c.c1}, \theta_{\delta 1}, \theta_{uz1}$ – значення узагальнених втрат на корону для різних груп погоди на крайній фазі ВПЛ;

$\theta_{x.n2}, \theta_{c.c2}, \theta_{\delta 2}, \theta_{uz2}$ – значення узагальнених втрат на корону для різних груп погоди на середній фазі ВПЛ;

$\psi_{x.n}, \psi_{c.c}, \psi_{\delta}, \psi_{uz}$ – ймовірність різних груп погоди за рік $\left(\psi_i = \frac{T_i}{8760}\right)$;

T_i - тривалість за рік i -ї групи погоди, год.

При оцінці величини втрат потужності на корону на проєктованих лініях 400 кВ в 50-х роках минулого століття широко використовувався метод перерахунку втрат за градієнтами [19, 28, 29].

В основу цього методу покладено допущення, що втрати на корону на проводах двох ліній рівні між собою, якщо рівні електростатичні градієнти на поверхні цих проводів. Метод перерахунку втрат за градієнтами, строго кажучи, можна застосовувати лише до проводів однакового радіуса і для однакових погодних умов, і отримав експериментальне підтвердження саме при прийнятих припущеннях.

Метод може знайти застосування при оцінці змін втрат зі зміною габаритів ліній при незмінній геометрії проводів. Застосування методу для перерахунку величин втрат потужності при переході від одних типів проводів

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

до інших справедливо для великих значень втрат потужності, при малих значеннях втрат потужності такої перерахунок дає лише грубе наближення зважаючи на вплив відмінностей в критичних градієнтах корони.

В даний час поширені дві розрахункові методики визначення інтегральних значень втрат потужності на корону в мережах ВПЛ [13, 27]: перша (I) приведена в офіційно затверджених керівних вказівках [16].

Ці методики розвивалися паралельно, вони базуються на експериментальних даних, отриманих різними способами вимірювання. У першій методиці використовуються дані, отримані при дослідженнях в лабораторних умовах, а в другій – на діючих ліній електропередачі.

У методиці I вимірювання виконуються за допомогою мостових схем, а в методиці II – системи антен.

Методики відрізняються і градацією погодних умов. У методиці I виділено чотири основні і шість додаткових, а в методиці II – сім видів погоди. При цьому, погоди, однакові за назвою, характеризуються різними проявами атмосферних явищ. А так як їх тривалість в обох методиках визначається вибіркою з одних і тих же метеорологічних таблиць, то тривалість погоди, однаковою за назвою, в різних методиках різна.

За методикою I втрати потужності при даній погоді визначаються за узагальненими характеристиками, які є тільки для основних видів погоди і використовуються для додаткових видів.

За методикою II для конкретної погоди втрати потужності визначають «безрозмірними» втратами, кутом нахилу скорочених характеристик і критичними напруженнями корони в періоди гарної погоди.

Втрати для гарної погоди визначають за відповідною узагальненою характеристикою, а для інших видів погоди – за спеціальними розрахунково-експериментальним кривим в залежності від відносної перенапруги при гарній погоді. При цьому для дощу, сухого і мокрого снігу враховують їх інтенсивність. Для підвищеної вологості повітря використовують спеціальну криву сухого снігу; для мокрого снігу, туману і паморозі – спеціальні криві дощу.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

Результати порівняння та аналізу розрахункових методик визначення втрат потужності від коронування проводів показують, що інтенсивність дощу враховується в обох методиках, а інтенсивність сухого і мокрого снігу – тільки в II; відносна щільність повітря враховується для гарної погоди в обох методиках, а для іншої погоди – тільки в II; вплив нагріву проводів на тривалість окремої погоди і на втрати потужності враховується в методиці I.

Обидві методики базуються на узагальнених експериментальних і розрахунково-експериментальних характеристиках. В кожній з них використовують по чотири узагальнених характеристики (для гарної погоди, снігу, дощу і паморозі) і по шість розрахунково-експериментальних. Початкова напруженість електричного поля визначається за обома методиками.

Сучасний стан зазначених методик такий, що по ним досить точно можна визначати втрати потужності на корону тільки для паморозі, для інших видів погоди результати розрахунку слід вважати лише оціночними [25].

Проведений аналіз дозволяє стверджувати, що необхідно подальше вдосконалення розрахункових методик з метою їх уніфікації та отримання точних значень втрат потужності на корону для всіх видів погоди.

Для практичних розрахунків по кожному з видів погоди можна рекомендувати користуватися середніми значеннями втрат, отриманими в результаті розрахунків по обидва методиками.

2.3 Аналіз методів вимірювання втрат активної потужності на корону

Необхідність вимірювань втрат активної потужності на корону на проводах ВПЛ, спочатку виникла для вирішення проектних завдань при проектуванні ліній 330-500 кВ для різних конфігурацій розщепленої фази і різних метеорологічних умовах, оскільки стан теорії корони змінного струму на той період не дозволив чисто розрахунковим шляхом визначати ці втрати з необхідною точністю. А результати обчислень за формулами, отриманими теоретично або емпірично, вимагали різнобічних оцінок, порівняння з натурними вимірами [25, 29].

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Сформувався два основні підходи до вирішення проблеми вимірювання втрат потужності на корону – вимірювання втрат на корону прямими і непрямими методами [25, 29, 42].

Під прямими методами розуміються методи вимірювань втрат на дослідних установках і лініях, коли вимірювання електричних величин та метеорологічних умов здійснюється в їх класичній постановці, шляхом використання традиційних вимірювальних приладів, пристроїв і схем.

Для прямих вимірювань втрат на корону на дослідних установках в використовувався міст діелектричних втрат, в якості високовольтних плечей якого використовувалися дослідний проліт і колонка високовольтних вимірювальних конденсаторів. Елементи низьковольтних плечей розташовувалися в ізольованій від землі металевій кабіні [25, 33].

Також при дослідженні втрат на корону на дослідній ділянці ЛЕП використовувалася ватметрова схема вимірювання, в якій ватметр високої чутливості з великою переважувальною здатністю за струмом безпосередньо включався у розріз дослідної ЛЕП [25, 34].

Непрямі методи, це поєднання прямих методів вимірювань основних параметрів режиму (активних потужностей, напруг, струмів, кутів зсуву фаз по кінцях діючих ВПЛ) і наступних на їх основі розрахунків втрат.

До теперішнього часу найбільш досліджені і опрацьовані підходи прямих методів вимірювання втрат.

До реєструючих і вимірювальних приладів висуваються специфічні вимоги, обумовлені особливостями роботи ВПЛ або відкритих ділянок ліній, на яких проводяться вимірювання втрат на корону. Основними вимогами є – висока чутливість вимірювальних схем в області робочих напруг, висока точність вимірювань, широкий діапазон вимірювань, мале споживання колом напруги, можливість вимірювання втрат при одночасному вимірюванні струмів і напруг, можливість автоматичного перемикання меж вимірювань при раптовій зміні метеорологічних умов. А вимірювання втрат непрямими

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

методами додатково вимагає високої точності і синхронізації вимірювань параметрів режимів по кінцях ліній (потужності, що передається та напруги).

Також відомий антенний метод вимірювання втрат потужності на корону для діючих ЛЕП. Була розроблена і апаратура автоматичної реєстрації втрат потужності на корону і метеопараметрів [37, 42].

Сутність антенного методу полягає в наступному. У нормальних умовах експлуатації високовольтних ліній втрати потужності на корону значно менше переданих по цих лініях потужностям і сумірні з тепловими омичними втратами (навантажувальними). Таким чином, отримати величину втрат потужності на корону шляхом виділення з сумарного струму лінії, вимірююмого традиційними способами, що становить, що відповідає втратам на корону, на практиці неможливо. Однак відомо, що втрати потужності на корону пов'язані виключно з поперечними струмами ліній. Тому, було поставлено завдання, знайти спосіб вимірювання величин, пропорційних цим струмів або відповідним їм зарядів. І такий спосіб був знайдений, що отримав назву антенного. Експериментальні дослідження повністю підтвердили правомірність прийнятих в антенному методі припущень і можливість вимірювати втрати на корону на діючих лініях за допомогою антен. Подальший аналіз похибок антенного методу вимірювань втрат дозволив виявити шляхи підвищення точності вимірювань і засоби усунення помилок, а саме, за рахунок симетричного розташування антен і застосування п'ятиантенної системи. Певним недоліком визначення втрат з використанням антенних датчиків є необхідність істотних капіталовкладень на будівництво антенних майданчиків, організації додаткових каналів зв'язку з метою передачі інформації від датчиків, регламентне обслуговування установок [39, 42].

Найбільший обсяг вимірювань з їх обробкою, систематизацією та узагальненням на дослідних полігонах і деяких діючих ЛЕП було проведено за допомогою розробленої в вимірювальної установки, що складається з двох частин: системи з п'яти антен, яка встановлюється під проводами високовольтної ЛЕП на ділянці довжиною 30-50 метрів і комплексу вимірювальної апаратури, приєднаної до антен і трансформаторів напруги.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

Вимірювальна апаратура приєднувалася до обчислювальної машини, що здійснює перетворення вхідних сигналів (від антен і трансформаторів напруги) в величину, пропорційну трифазним втратам потужності на корону, і видає інформацію в вигляді безперервного запису величини втрат на рухомій стрічці. У вимірювальну установку входив також ряд додаткових вимірювальних приладів, що забезпечують отримання необхідної інформації про метеорологічні чинники: температури, барометричному тиску, вологості повітря, кількості і інтенсивності опадів [42].

На відміну від вітчизняних робіт, в дослідженнях закордонних вчених, втрати на корону вимірювалися за допомогою мостів, що самобалансуються. Вимірювання здійснювалися на кожній фазі з точністю $\pm 0,5$ кВт [42].

Однак, як показала практика і подальші дослідження, вимірювання втрат на корону на дослідних установках і лініях дозволяє отримувати в основному епізодичні значення втрат при певних погодних умовах. Тому ефективно застосування отриманих характеристик втрат має місце, в основному, для проектних рішень. Виявлення ж взаємозв'язків втрат на корону з напругою для діючих ЛЕП з урахуванням реальних погодних і метеорологічних умов, що здійснюється на основі експериментальних даних, отриманих на дослідних установках і лініях, пов'язане з великими труднощами.

Труднощі виявлення цих зв'язків, перш за все, полягають в тому, що навіть при одному виді погоди залежності втрат потужності на корону від напруги мають значний розкид. Це пояснюється ймовірнісною природою коливань метеоумов, що впливають на величину втрат [33, 36, 42].

Більш того, метеоумови змінюються не тільки всередині даного виду погоди, але і від року до року. І при всій детальності досліджень на дослідних установках, проте, вони характеризують в кожному випадку обмежене число типів проводів в своїх конкретних, не завжди стабільних метеорологічних умовах. А питання про перерахунку результатів вимірювань на досвідчених лініях на інші типи проводів в інших метеорологічних умовах продовжують залишатися недослідженими [35, 36, 42].

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На підставі аналізу експериментального матеріалу були отримані емпіричні формули і характеристики коронного розряду для різних типів проводів при різних метеорологічних умовах. Були отримані формули визначення напруженості електричного поля, формули визначення значень середньорічних втрат потужності на корону, характеристики струму корони. Були розроблені методики вибору проводів з урахуванням втрат на корону. Як показали подальші дослідження, використання отриманих результатів у вигляді емпірично отриманих формул давало позитивні результати в основному для вирішення проектних завдань при проектуванні ліній 330-750 кВ [42].

В результаті узагальнення експериментального матеріалу, отриманого за допомогою прямих вимірювань на досвідчених установках і лініях, була розроблена методика розрахункової оцінки втрат потужності на корону. Розроблена методика, отримані формули, узагальнені та інші характеристики були офіційно затверджені і покладені в основу методичних рекомендацій [16, 17].

Разом з тим, вищезазначені вимірювальні прилади і установки для прямих вимірювань втрат потужності на корону не знайшли широкого застосування на діючих ЛЕП. І причому не тільки для реєстрації інформації щодо втрат на корону з метою статистичної її обробки, але, що дуже важливо, для використання при оптимізації поточних режимів з метою зниження сумарних втрат електроенергії в мережі, включаючи втрати на корону [42].

Поряд із проблемою зі створення сучасних приладів і вимірювально-обчислювальних комплексів (ВОК), що дозволяють отримувати і обробляти інформацію про втрати на корону, знаходити залежності втрат на корону від факторів, що впливають, в даний час набуло актуальності й інше завдання – пошук непрямих методів вимірювання втрат на корону, що дозволяють при сучасному рівні обчислювальної техніки і можливостей оперативно-вимірювальних комплексів і програм вирішувати цю задачу [34, 35, 42].

В даний час в оперативно-обчислювальні комплекси (ООК) енергооб'єднань України надходить телеметрична інформація про напруги, струми, активні і реактивні потужності з обох кінців ЛЕП 750 кВ і частково по ЛЕП 330 кВ [42].

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

За різницею активних потужностей передавального і приймального кінців ЛЕП можна визначити сумарні втрати активної потужності. Обчислення навантажувальних втрат принципівих труднощів не становить. Різниця сумарних і навантажувальних втрат дає величину втрат на корону. Головна складність полягає в питаннях точності непрямого визначення втрат.

Дослідження втрат потужності на корону для діючих ліній електропередавання були проведені французькими дослідниками, коли Франція переходила на нові стандарти напруги. Центральним було питання про вибір методу вимірювань, який дав би прийнятний результат. В кінцевому підсумку вибір залишився за методами непрямих вимірювань, тобто визначення втрат на корону як різниця потужностей по кінцях ліній за вирахуванням теплових втрат [40, 41, 42].

Для реалізації і перевірки обраної методики були створені спеціальні установки для вимірювання втрат, які включають в себе всю необхідну апаратуру. Установки розміщувалися по обидва кінці лінії. Важливо відзначити два наступних моменти:

– синхронізація вимірювань на установках здійснювалася за синхронно працюючими годинниками, які входили до складу апаратури. Після попереднього узгодження за часом, з метою виключення можливих помилок, годинник живився від трансформаторів напруги.

– установки не були пов'язані каналами телевимірювань для виключення можливих помилок і похибок при передачі інформації. Інформація записувалася самописцями на стрічку для подальшої обробки. Випробування проводилися для різних навантажень ліній протягом п'яти місяців. Обробка результатів дозволила зробити ряд важливих висновків, головним з яких є висновок про принципову можливість виміру втрат за даною методикою.

Вимірювання проводились на фізичній моделі реальної ЛЕП 220 кВ, протяжністю 86 миль. У моделі, по обидва кінці лінії, використовувався провід тієї ж марки, що і на реальній ЛЕП, який підвішувався на тій же висоті, і піддавався тим же атмосферним впливів. По проводу моделі протікав струм, рівний середньому арифметичному струму трьох фаз реальної ЛЕП [42].

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

В модельному проводі імітувалися ті ж теплові втрати, що і в реальній ЛЕП. Кожні чверть години вимірювалися 8 параметрів: по три вимірювання активної потужності і напруги, і по одному вимірюванню реактивної потужності і теплових втрат (I^2R). За добу проводилося 1 536 вимірювань. Кількісні оцінки проведених досліджень дали наступний результат. При передачі по ЛЕП потужності 80 МВт, при гарній погоді, сумарні втрати склали 4,2 МВт, з яких 3 МВт припадали на теплові втрати і 1,2 МВт – на втрати на корону. Похибка вимірювання теплових втрат склала 1,5%, похибка на корону – 20%. Вимірювання при поганій погоді (дощі) дали такі результати. При передачі по ЛЕП потужності 20 МВт повні втрати склали 1,4 МВт, з них на теплові втрати припадало 0,2 МВт, а на втрати на корону 1,2 МВт. Похибка теплових втрат оцінювалася в 5%, а втрат на корону в 20%. Дані досліджень підтвердили правильність обраного підходу і довели його перспективність [42].

За рядом об'єктивних і суб'єктивних причин, головним чином пов'язаних з менш точним урахуванням втрат на корону в порівнянні з тепловими втратами внаслідок похибок вимірювань, протягом декількох десятиліть, дана методика не знаходила широкого застосування для практичних цілей. І тільки в 90-х роках минулого століття був запропонований метод, що дозволяє вимірювати втрати потужності на корону на діючих лініях, значно зменшувати систематичну помилку і знижувати випадкову помилку вимірювань [38].

Сутність запропонованого методу вимірювання втрат на корону полягала в наступному. З одного кінця лінії вимірюються U_1, P_1, Q_1, t_1 , а з іншого – U_2, P_2, Q_2, t_2 , де U, P, Q, t відповідно позначають напруги, активну і реактивну потужності, температуру проводів [42].

Отримані дані, по каналах телемеханіки, кожні 10 секунд передаються в ЕОМ, де визначаються середні по кінцях лінії напруга U і температура проводу t . Після відповідної обробки цих даних, визначаються поточні сумарні втрати потужності на корону. Авторами була запропонована і функціональна схема системи вимірювання втрат потужності на корону для ВПЛ 750 кВ України [42].

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Запропонована математична обробка телевимірювань всіх 15 діючих ЛЕП 750 кВ України дозволяє при поганій погоді виділяти з сумарних втрат потужності в лініях складову втрат на корону [42].

Спираючись на низьку точність телевимірювань, що надходять в ВОК енергооб'єднання України, параметрів режиму (напруга, струм, потужності) по кінцях ЛЕП 750 кВ, автори роботи зіткнулися з великими труднощами, частину з яких вдалося подолати. Зокрема, оригінальним є підхід до оцінки систематичної похибки (Π) втрат на корону за формулою [38, 42]:

$$\Pi = P_1 - P_2 - P_H - P_{\text{КГП}}, \quad (2.23)$$

де P_1, P_2 – активні потужності по кінцях ЛЕП;

P_H – навантажувальні втрати на проводах ЛЕП;

$P_{\text{КГП}}$ – втрати на корону, що виміряні в гарну погоду.

Однак при цьому були зроблені, можливо, не зовсім виправдані такі припущення. Динамічну похибку вимірювань P_1 і P_2 було запропоновано компенсувати за рахунок усереднення на рівних інтервалах часу (10 с, 20 с). Більш коректно це робити на відрізках стаціонарності. Часові відрізки при цьому можуть бути не рівними. При оцінці випадкової похибки необґрунтовано допускалося, що вибірка вимірів на зазначених інтервалах підпорядковується нормальному закону розподілу. У роботі зазначалося, що у вибірку потрапляли аномальні вимірювання, але не приведений критерій, за яким вони виключалися. Не оцінена і похибка розрахунку навантажувальних втрат в ЛЕП, хоча вони істотно залежать від активного опору проводу, величина якого змінюється в залежності від його температури. Так, з літературних джерел відомо, що величина активного опору проводу може змінюватися від -12 до +18%. У роботі не відзначено, як таке коригування здійснювалося [38].

Наведені в роботі численні інтегральні характеристики (гістограми) втрат на корону по окремим ЛЕП 750 кВ і енергооб'єднанню в цілому дають переконливі докази необхідності регулювання напруги з метою зниження

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

втрат. Так, загальна енергія, що поглинається коронним розрядом за чотири доби склала $37 \cdot 10^3$ МВт·год. Якби в цей період напруга мережі 750 кВ була знижено на 2%, то втрати на корону зменшилися б на 10%.

Труднощі реалізації непрямих методів вимірювань втрат на корону пов'язані, перш за все, з точністю визначення загального стану енергосистеми, який залежить не тільки від похибки вимірювальних приладів, але і від того, наскільки синхронно проводять виміри та реєстрацію параметрів режиму в різних точках мережі, зокрема синхронності вимірювань параметрів режиму (активних потужностей) по кінцях ліній. Якщо в середньому активні потужності лінії змінюються не надто інтенсивно, то миттєві їх значення мають розкид з амплітудою, що істотно перевищує втрати потужності в мережі, що накладає особливі вимоги на організацію реєстрації параметрів режиму.

Відомий спосіб і функціональна схема, що дозволяють вимірювати втрати в ЛЕП з похибкою не більше 0,2% від натуральної потужності лінії при використанні існуючого вимірювального обладнання. В основі запропонованого способу вимірювань лежить ідея визначення статистичних зв'язків похибок вимірювань з параметрами режиму вимірювача з наступним поданням функції систематичної помилки вимірювань у вигляді, зручному для використання методів регресійного аналізу. До складу функціональної схеми вимірювань входять датчики активної і реактивної потужностей, напруг, температури дроти. Досліди, проведені на ЛЕП 750 кВ [38, 42].

2.4 Методика оперативного визначення втрат потужності на корону

Наведені в літературних джерелах формули для розрахунку втрат активної потужності на корону в ВПЛ дають їх наближену оцінку.

Прямі вимірювання цих втрат на діючих лініях вимагають застосування спеціалізованого обладнання і вимірювальних пристроїв, пов'язані з великими витратами матеріальних засобів і організаційних зусиль [38, 42].

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Окремо виконані вимірювання втрат на корону на експериментальних ділянках високовольтних полігонів при фіксованих значеннях факторів, що впливають говорять лише про порядок величини цих втрат і можуть бути використані в якості наближених оцінок.

Більшою універсальністю володіють зняті для окремих ліній напругою 750 кВ і 330 кВ характеристики питомих втрат активної потужності на корону від напруги у вигляді ступеневих поліномів для деяких видів погоди (як правило – хороша погода, дощ, сніг, паморозь).

Однак реальні метеорологічні умови володіють великим розмаїттям (туман, мокрий і сухий сніг, дощ з різною інтенсивністю і т.д.) і по довжині лінії, зважаючи на її великої протяжності вони, як правило, відрізняються.

Вплив типових погодних умов на втрати, викликані короною, може сильно спотворюватися через нагрівання проводів струмами навантаження. Крім того, на ці втрати впливають і інші фактори: тиск повітря, наявність корозії на проводах і їх забрудненість.

З цієї причини, використання характеристик питомих втрат потужності на корону від напруги, отриманих для чотирьох видів погодних умов, не придатні для вирішення завдання по оперативному визначенню втрат.

Для оперативного визначення втрат активної потужності на корону в ВПЛ, пропонується використовувати непрямі методи визначення втрат. А саме, на основі синхронізованих за часом по-фазних вимірювань параметрів режиму по кінцях ВПЛ (потужності, струми, напруги та кути зсуву між ними) визначати сумарні втрати активної потужності в лінії і навантажувальні втрати. Втрати на корону обчислюються як різниця між сумарними і навантажувальними втратами. При такому підході основним є з'ясування питання отримання прийняттого результату, коли похибка вимірювань повинна бути на порядок нижче результатів самих вимірювань [42].

Впровадження в практику управління ЕЕСУ реєстраторів «Регіна» дозволяє з високою точністю, визначати параметри режиму ВПЛ.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таким чином, на підставі отриманих з використанням комплексу «Регіна» синхронізованих за часом значень параметрів ВПЛ представляється можливим оперативне визначення втрат активної потужності на корону. Маючи в розпорядженні оперативно обчислені втрати на корону і вимірювані напруги по кінцях ліній реально безперервно коригувати залежність втрат на корону від напруги в програмах розрахунків і оптимізації режимів [42].

Такі дослідження виконувалися в ІЕД НАНУ. Завдяки вдосконаленню засобів вимірювання потоків потужності в ВПЛ реально здійснювати оперативні вимірювання і безперервний суцільний контроль втрат потужності на корону і вводити їх до складу параметрів, що беруть участь в оптимізації [24].

Запропонована методика визначення втрат на корону на основі синхронізованих за часом по-фазних вимірювань параметрів режиму в порівнянні з даними, отриманими за допомогою класичної телеметрії дозволяє виключити динамічну похибку, що виникає в результаті послідовного опитування датчиків вимірювальної інформації і сукупну похибку тракту передачі і прийому телеметрії.

По-фазна реєстрація вимірювальної інформації дозволяє розрахувати неоднакові в окремих фазах втрати на корону і врахувати несиметрію фазних напруг при по-фазовому відключенні компенсуючих реакторів.

При оперативних розрахунках стаціонарних режимів повинен забезпечуватися еквівалентний перехід від несиметричного трифазного режиму ЛЕП до симетричного однолінійного його подання або ж оцінюватися додаткова похибка складових втрат при цьому переході.

Вимірювання на реальних ЛЕП показали, що значення втрат на корону відрізняються за фазами, тому для підвищення точності доцільно здійснювати їх по-фазну оцінку з подальшим підсумовуванням.

До застосування пропонується методика оперативного визначення втрат активної потужності (навантажувальних і на корону) на основі синхронізованих за часом по-фазних вимірів параметрів режиму по кінцях

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВПЛ (струмів, напруг і кутів зсуву між ними) за допомогою сучасних засобів реєстрації інформації та уточнення пасивних параметрів ВПЛ [42] .

Використання сучасних мікропроцесорних засобів реєстрації (МПЗР) інформації (типу «Регіна») в якості пристроїв телемеханіки, що встановлені по кінцях ЛЕП 330 кВ і 750 кВ НЕК «Укренерго» замість застарілих пристроїв телемеханіки, створює інформаційну базу для вирішення поставлених завдань [39, 40].

Підвищити точність оперативного визначення втрат активної потужності у ВПЛ можна тільки за рахунок вирішення двох основних задач [40]:

- підвищення точності і синхронності вимірювання електричних параметрів режиму (застосування комплексу «Регіна»);
- підвищення точності і синхронності визначення поточних значень пасивних параметрів ВПЛ.

Вирішення завдання підвищення точності вимірювання електричних параметрів режиму, визначається такими основними факторами :

- потужності, що передаються по ВПЛ досягають значних величин, тому похибка навіть в 1% призводить до неврахування великої кількості потужностей і енергії, яка в масштабах держави можна порівняти з річним приростом електроенергії;
- оптимізація режиму енергосистеми вимагає вихідної інформації на порядок більш високої точності, ніж використовувана в даний час.

Точність стану енергосистеми залежить не тільки від похибки вимірювальних приладів, але і в значній мірі від синхронності реєстрації параметрів режиму в різних місцях мережі [40].

Якщо в середньому активні потужності змінюються не надто інтенсивно, то миттєві значення мають розкид з амплітудою, що істотно перевищує втрати потужності в мережі. Наприклад, на ВПЛ 750 кВ максимальна амплітуда коливань з частотою 1-3 Гц при передачі 500 МВт близька до 9-12 МВт. Тому не одночасність вимірів активної потужності по кінцях лінії в 1/2 періоду секундних коливань дає помилку 18-34 МВт [42] .

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Екстраполяція цих цифр на лінії менших напруг дозволяє судити про порядок розмаху таких коливань, що накладає особливі вимоги на реєстрацію параметрів режимів ВПЛ.

Одним із шляхів вирішення задачі щодо підвищення точності вимірювань параметрів при не синхронності вимірювань, що має місце на даний час, може бути усереднення їх значень на відрізках стаціонарності.

Тому, вирішити першу задачу, що пов'язана з точністю і синхронністю вимірювань параметрів режиму, існуючими засобами телевимірювань не представляється можливим.

Вирішення цієї задачі можливе тільки за умови використання спеціалізованих інформаційно-вимірювальних комплексів з реєстраторами інформації класу «Регіна», якими в даний час замінюються існуючі пристрої телемеханіки на ЛЕП 330 кВ і 750 кВ. Використання таких реєстраторів дозволить вирішити проблему синхронності і точності вимірювань параметрів режиму по кінцях ВВЛ [40, 42].

Щодо другої задачі, а саме, підвищення точності завдання вихідної інформації про поточні значення пасивних параметрів схем заміщення ліній для обчислення навантажувальних втрат і втрат на корону, слід зазначити, що підвищення точності визначення пасивних параметрів ВВЛ визначається перш за все істотними варіаціями значень цих параметрів в залежності від метеорологічних умов і нагрівання проводів струмами навантаження.

Так, навантажувальні втрати активної потужності в лініях залежать від їх активного опору, яке зазвичай при розрахунках усталених режимів приймається незмінним. У той же час відомо, що на значення пасивних параметрів впливають різні чинники [38].

При заданій конструкції фази лінії активний опір лінії істотно залежить від температури проводу і в процесі експлуатації може змінюватися в значних межах. Ємнісна провідність пов'язана зі зміною провідності ґрунту під ВПЛ і з реактивним ефектом корони. Активна провідність залежить від величини втрат активної потужності на корону [25].

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таким чином, в реальних умовах експлуатації значення пасивних параметрів ВПЛ можуть істотно змінюватися і тому їх необхідно уточнювати. Для уточнення теплових втрат необхідно або вимірювати поточну температуру проводу і відповідно коригувати опір лінії, або проводити поточну ідентифікацію опору при наявності точних надлишкових вимірювань параметрів режиму по кінцях лінії. Для вимірювання температури проводів можна використовувати термометри опору, закріплені безпосередньо в декількох точках проводів високої напруги. Але з практичної точки зору таке рішення пов'язане з технічними труднощами [25, 38].

У загальному випадку, підвищити точність оперативного визначення втрат активної потужності в ВПЛ доцільніше за рахунок одночасної ідентифікації їх пасивних параметрів, а також урахуванням в явному вигляді (в параметрах схем заміщення ВПЛ) активних втрат на корону і додаткового ємнісного струму, обумовленого короною [25, 38].

Наведені міркування обумовлюють необхідність підвищення точності визначення пасивних параметрів лінії і їх оперативного корегування при зміні факторів, що впливають на них, для вирішення завдання оперативного визначення втрат на корону.

Для управління електричними режимами енергетичних об'єктів, оптимізації ЕЕС застосовуються схеми заміщення, в яких, як правило, використовуються параметри основного обладнання:

- паспортні дані ліній електропередачі;
- паспортні дані трансформаторів і автотрансформаторів.

Ці параметри можуть містити похибки і помилки. В результаті, математична модель енергосистеми представляє фізичний об'єкт в спотвореному вигляді. Тому, уточнення параметрів математичної моделі, адекватних чинній електричній системі, є важливою експлуатаційною задачею, що має великий економічний і технічний ефект. Необхідно виконати вибір тієї чи іншої моделі схеми заміщення лінії і ідентифікація її пасивних параметрів в спеціально спланованих режимах і в процесі експлуатації.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Висновки до розділу 2

Втрати потужності та електричної енергії на корону в ПЛ змінюються в дуже широкому діапазоні, який відповідає двом порядкам, при цьому зміна втрат в часі протікає інколи дуже швидко. Таким чином, періодичні вимірювання на контрольованих прольотах не дозволяють отримати достовірні значення середніх і максимальних втрат на корону, що значно зменшує достовірність визначення втрат і їх корегування.

В результаті аналізу існуючих методів визначення втрат електричної потужності та енергії на корону, відмічено, що більшість відомих методик визначення втрат на корону узгоджуються з даними експериментів для умов поганої погоди при великих втратах на корону, а методика Петерсона підходить для умов хорошої ясної погоди.

Перспективним є застосування інноваційної методики оперативного визначення втрат активної потужності та енергії (навантажувальних і на корону) на основі синхронізованих за часом по-фазних вимірів параметрів режиму по кінцях ВПЛ (струмів, напруг і кутів зсуву між ними) за допомогою сучасних засобів реєстрації інформації (комплексу «Регіна»), що в подальшому дозволить корегувати в реальному часі пасивних параметрів ВПЛ для уточнення рівня втрат.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАЛЕЖНОСТІ ВТРАТ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ НА КОРОНУ ВІД НАПРУГИ У МАГІСТРАЛЬНИХ МЕРЕЖАХ

3.1 Обґрунтування методу оперативного визначення залежностей втрат потужності на корону від напруги

Ефективність оперативної оптимізації режимів ЕЕС по нарузі і реактивній потужності підвищиться при використанні в розрахунках реальних, або близьких до них, залежностей, що оперативно визначаються, втрат активної потужності на корону від вузлових напруг по кінцях високовольтних ліній ($\Delta P_k = f(U)$). У свою чергу, оперативне визначення залежностей $\Delta P_k = f(U)$ передбачає вирішення завдань з вибору методу їх апроксимації і підходу до коректної оцінки оптимального ступеня апроксимуючого поліному [41].

Дослідження методів апроксимації проводилося з використанням наявних матеріалів (кривих залежностей питомих втрат на корону від напруги), отриманих шляхом вимірювань на ЛЕП 750 кВ для чотирьох типів погоди.

Наведено результати розрахунків залежностей $\Delta P_k = f(U)$ для змішаних видів погодних умов. Виконано порівняльний аналіз методів апроксимації для вирішення завдання по оперативному визначенню залежностей втрат потужності на корону від напруги для різних погодних умов. Пропонується статистично коректна оцінка вибору необхідного ступеня апроксимуючого поліному [41].

При вирішенні завдань оперативного управління ЕЕС, після оцінювання стану, наприклад за допомогою програмно-обчислювального комплексу ПОК «Космос» [42], як правило, здійснюється оперативна оптимізація поточного режиму по нарузі і реактивній потужності [41].

При цьому, в існуючих в ДП «НЕК «Укренерго» програмах оптимізації, для обліку втрат потужності на корону використовуються відомі рекомендації і типові залежності втрат потужності на корону від рівнів напруг ($\Delta P_k = f(U)$) для різних марок проводів і певних типових погодних умовах [16].

Керівні вказівки щодо обліку втрат на корону і перешкод від корони виділяють чотири основні групи видів погодних умов, кожній з яких відповідає свій середній рівень втрат електроенергії на корону [16]: 1) хороша погода; 2) сухий сніг; 3) дощ; 4) паморозь.

Тривалість впливу погодних умов окремих груп на тривалість існування корони і її характеристики може зменшуватися під впливом нагріву проводів

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

струмом навантаження. При щільності струму вище деяких значень, що називаються критичними, на поверхні проводів не утворюються атмосферні відкладення у вигляді паморозі, роси, кристалічної паморозі або дрібних крапельок води (туман, підвищена вологість повітря, дощ малої інтенсивності). Внаслідок цього втрати на корону при зазначених метеорологічних умовах часто не перевищують рівнів втрат для умов гарної погоди.

Для струмових навантажень нижче критичних значень існує додаткова диференціація груп погодних умов: 5) кристалічна паморозь; 6) іній; 7) роса; 8) туман; 9) дощ з високою інтенсивністю; 10) погода з підвищеною вологістю повітря.

В цілому, рекомендації, що наведені у вказівках [16], у ряді випадків не відповідають експериментальним даним для розщеплених проводів високовольтних ЛЕП, не враховують багатьох факторів, що впливають на корону, і тому вимагають подальшого вдосконалення.

Що стосується отриманих типових залежностей втрат на корону від рівнів напруг очевидно, що використання типових характеристик може призводити до істотних погрешностей при розрахунку і оптимізації режимів ЕЕС.

У програмах оптимізації режимів ЕЕС, як правило, не враховуються зміни величин параметрів ЛЕП, обумовлених впливом метеоумов і навантажувального струму лінії. На зміни параметрів впливають і інші фактори: забруднення проводів, корозія і т.п., вплив яких також не враховується [41, 42].

Таким чином, отримані експериментальні залежності $\Delta P_k = f(U)$ орієнтовані на використання лише для чотирьох основних груп погодних умов. А для інших груп погодних умов втрати потужності на корону безпосередньо не визначаються, що веде до спотворення величини цих втрат.

В існуючих програмах оптимізації режимів, нелінійні залежності $\Delta P_k = f(U)$ представляються поліномами фіксованих ступенів виду [41]

$$\Delta P = \left[a_0 + a_1 \left(\frac{U_P}{U_H} \right) + a_2 \left(\frac{U_P}{U_H} \right)^2 + \dots + a_k \left(\frac{U_P}{U_H} \right)^k \right] l, \quad (3.1)$$

де U_P та U_H відповідно реальні і номінальні вузлові напруги;

l – довжина лінії.

Так, у ПОК «Космос» нелінійні залежності $\Delta P_k = f(U)$ представлені рівнянням параболи другого порядку [42].

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Проведені дослідження показали, що апроксимація вищевказаних кривих поліномом фіксованого ступеня, зокрема квадратичним поліномом – не обґрунтована.

До більшої точності може призводити застосування поліномів вищих ступенів. Доцільно мати критерій визначення оптимального ступеня апроксимуючого поліному для цих кривих. Враховуючи те, що метеорологічні умови є різноманітними: туман, дощ з різною інтенсивністю, сухий і мокрий сніг і т. д., а погода на окремих ділянках лінії може бути неоднаковою, то для підвищення точності оптимізації режиму ЕЕС доцільно оперативно визначати характеристики $\Delta P_{\kappa} = f(U)$ [41, 42].

Можливість отримання таких характеристик обумовлена появою сучасних реєстраторів інформації. Тоді, оперативне визначення залежностей втрат потужності на корону від напруги передбачає вибір ефективного методу апроксимації залежності $\Delta P_{\kappa} = f(U)$ і підходу до коректної оцінки оптимального ступеня апроксимуючого полінома.

Розглянуті методи визначення залежностей втрат потужності на корону від напруги в високовольтних ЛЕП змінного струму дозволяють на відрізках стаціонарності здійснювати оперативну корекцію залежностей $\Delta P_{\kappa} = f(U)$ в моделях ЕЕС.

Таким чином, в результаті оптимізації більш точно розраховуються значення рівнів напруг, при яких сумарні втрати активної потужності (навантажувальні і на корону) є мінімальними.

В силу того, що структура регресійного рівняння заздалегідь не відома, при розрахунках за розробленими програмами проводили ідентифікацію, тобто вибір оптимального ступеня регресійного рівняння і розрахунок його коефіцієнтів.

3.2 Ідентифікація залежності втрат активної потужності на корону від напруги

Оперативне визначення реальних залежностей втрат активної потужності на корону від напруги $\Delta P_{\kappa} = f(U)$ передбачає два методи отримання необхідних вихідних даних [41]:

- в спланованих режимах (холостого ходу, реального навантаження, зміни напруги лінії за допомогою зміни положення анцапф трансформаторів);
- в процесі експлуатації.

Незалежно від того, яким методом були отримані залежності значень втрат потужності на корону від напруги, стоїть завдання вибору ефективного методу апроксимації на відрізках стаціонарності цих реальних залежностей і визначення статистично обґрунтованою ступеня полінома.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

З цією метою проведені порівняльні дослідження трьох методів апроксимації: поліноміальної регресії, послідовної регресії, ортогональних многочленів Чебишева [43].

В якості першого розглядався метод параболічної регресії виду:

$$\Delta P_K = a_0 + a_1 U + a_2 U^2 + a_3 U^3 + \dots + a_k U^k. \quad (3.2)$$

На основі наявних матеріалів (кривих залежності питомих втрат на корону від напруги), отриманих на ЛЕП 750 кВ ПС «Вінниця» – ПС «Західно-Українська» для чотирьох типів погоди (таблиця 3.1, рисунок 3.1) була проведена порівняльна експериментальна оцінка перерахованих вище методів апроксимації.

Так само були розраховані залежності втрат потужності на корону від напруги для двох змішаних видів погодних умов (рисунок 3.2) для моделі мережі ЛЕП 750 кВ, що представлена на рисунку 3.3 та 3.4. Результати розрахунків наведено в таблицях 3.2, 3.3 та 3.4, 3.5 відповідно [41].

Таблиця 3.1 – Питомі втрати активної потужності на корону при різних значеннях напруги на експериментальній ЛЕП для типових погодних умов

№	Напруга, МВ	Питомі втрати активної потужності на корону, МВт/км			
		Хороша погода	Сухий сніг	Дощ	Паморозь
1	0,67	0,00320	0,01080	0,03960	0,11700
2	0,68	0,00340	0,01200	0,04300	0,12500
3	0,69	0,00380	0,01350	0,04700	0,13500
4	0,70	0,00420	0,01500	0,05120	0,14600
5	0,71	0,00455	0,01635	0,05600	0,15600
6	0,72	0,00510	0,01820	0,06005	0,16700
7	0,73	0,00575	0,02000	0,06500	0,17800
8	0,74	0,00640	0,02240	0,07000	0,18900
9	0,75	0,00710	0,02480	0,07500	0,20200
10	0,76	0,00785	0,02760	0,08080	0,21400
11	0,77	0,00880	0,03050	0,08600	0,22600
12	0,78	0,00980	0,03370	0,09180	0,23800
13	0,79	0,01100	0,03710	0,09700	0,25200
14	0,80	0,01230	0,04135	0,10300	0,26500
15	0,81	0,01380	0,04560	0,10860	0,27800
16	0,82	0,01555	0,05135	0,11400	0,29200
17	0,83	0,01750	0,05500	0,12050	0,30400

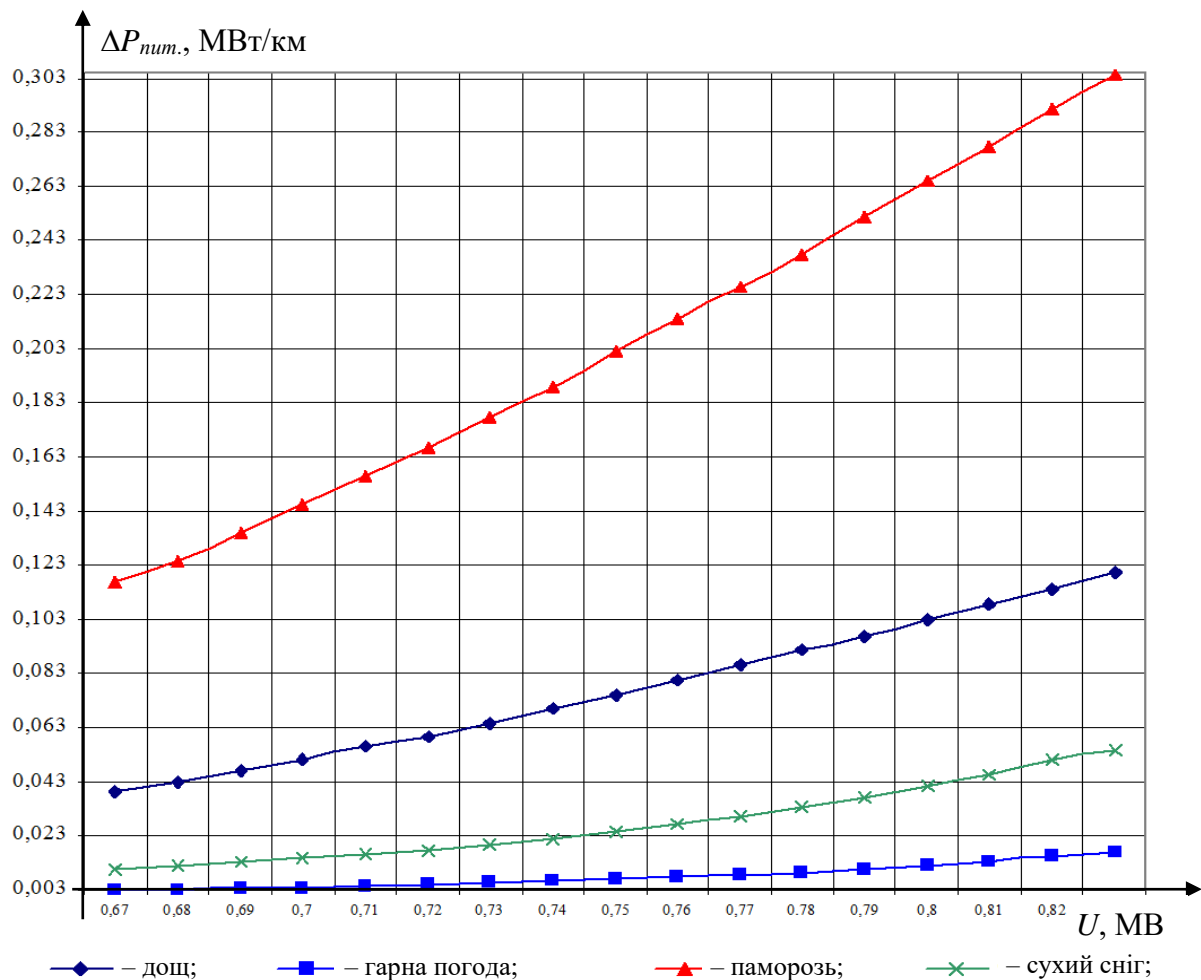


Рисунок 3.1 – Залежності питомих втрат активної потужності на корону від напруги на ЛЕП 750 кВ для типових погодних умов

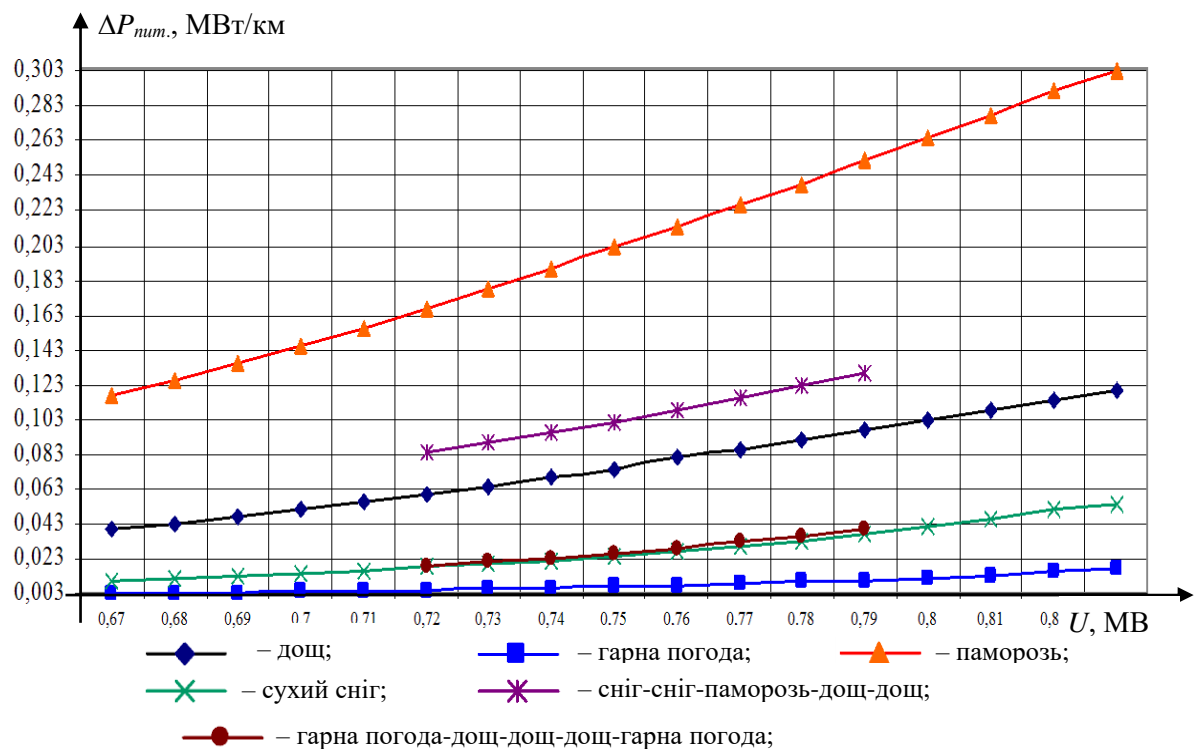


Рисунок 3.2 – Залежності питомих втрат активної потужності на корону від напруги на ЛЕП 750 кВ для типових та змішаних погодних умов

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ

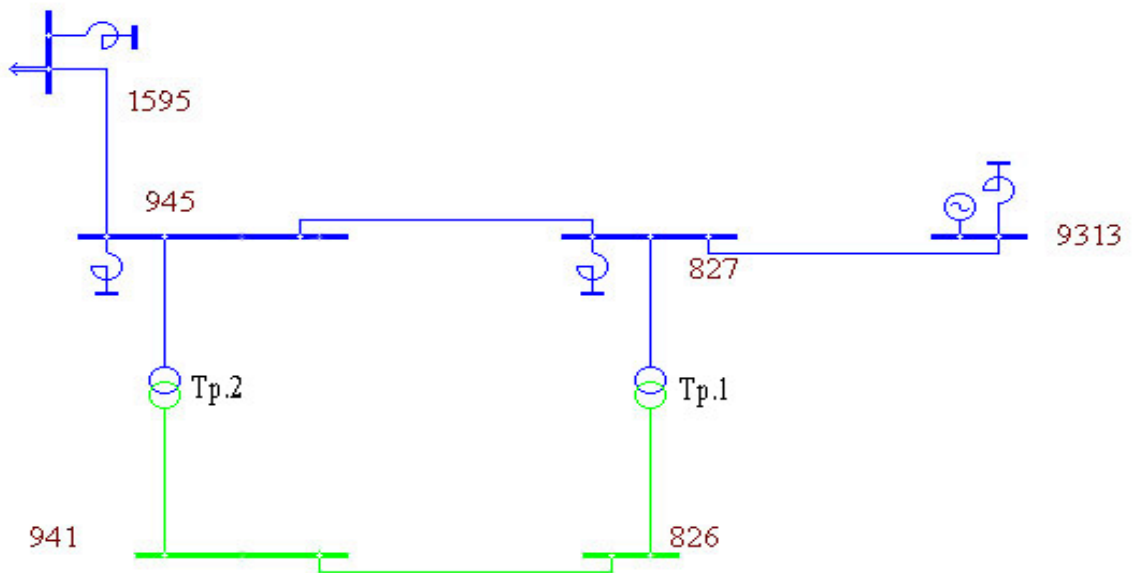


Рисунок 3.3 – Модель ЕЕС із ЛЕП 750 кВ. Лінія 750 кВ зображена в звичайній формі і моделюється П-подібною схемою заміщення

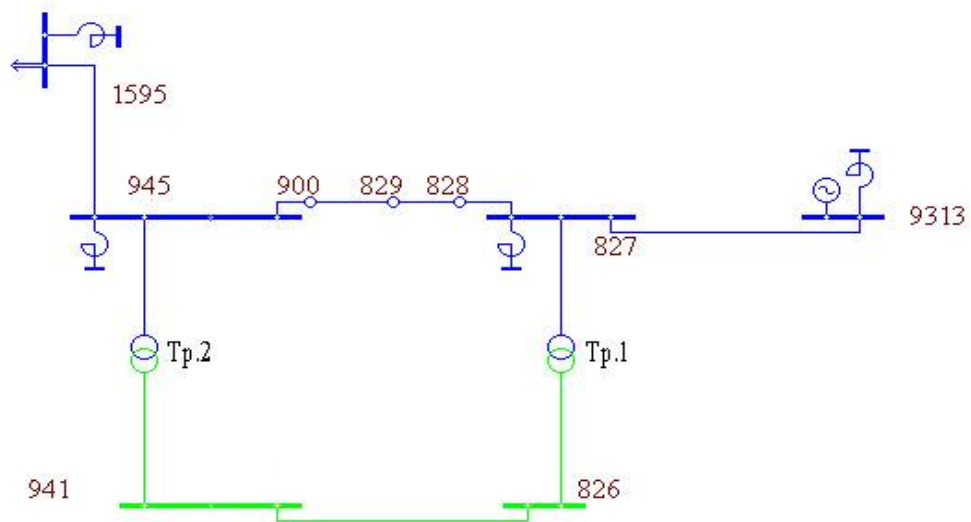


Рисунок 3.4 – Модель ЕЕС із ЛЕП 750 кВ. Лінія 750 кВ зображена в колівій формі і моделюється П-подібною схемою заміщення

Результати розрахунків ustalених режимів ЕЕС при колівій формі ЛЕП 750 кВ (чотири ділянки) (таблиці 3.2 та 3.3) [41]:

- вузол №945: погода - хороша погода (1);
- вузол №900: погода - дощ (2);
- вузол №829: погода - дощ (2);
- вузол №828: погода - дощ (2);
- вузол №827: погода - хороша погода (1).

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		72

Таблиця 3.2 – Напруга у вузлах лінії, що досліджується

Анцапфи, трансформатор №1		Напруга. кВ				
X	Y	Вузол №827	Вузол №828	Вузол №829	Вузол №900	Вузол №945
1	1	726,5	742,4	751,5	753,8	749,1
2	1	727,9	743,8	752,9	755,2	750,4
4	1	730,9	746,8	755,9	758,1	753,2
6	1	733,9	749,8	758,8	761,0	756,1
8	1	734,1	749,9	759,0	761,1	756,2
10	1	734,1	749,9	759,0	761,1	756,2
12	1	734,1	750,0	759	761,2	756,3
14	1	737,6	753,4	762,5	764,5	759,5
16	1	741,1	756,9	765,9	767,9	762,8
18	1	744,7	760,5	769,5	771,4	766,2
20	1	748,4	764,2	773,2	775,1	769,8
22	1	750,3	766,1	775,1	776,9	771,6
24	1	752,2	768,1	777,0	778,8	773,4
26	1	756,2	772,0	780,9	782,6	777,1
28	1	760,2	776,1	784,9	786,6	780,9
30	1	764,4	780,3	789,1	790,6	784,9
32	1	768,8	784,6	793,3	794,8	788,9
34	1	773,2	789,1	797,7	799,1	793,1
36	1	779,0	794,8	803,5	804,7	798,5
38	1	787,5	803,4	811,9	813,0	806,6
40	1	796,4	812,2	820,7	821,6	814,9

Таблиця 3.3 Втрати потужності у вузлах дослідної лінії 750 кВ

Анцапфи, трансформатор №1		Навантажувальні втрати, МВт					Втрати на корону, МВт					
		Ділянки лінії					Ділянки лінії					
X	Y	827- 828	828-829	829-900	900- 945	P_{Σ}	827- 828	828- 829	829- 900	900- 945	P_{Σ}	$P_{\Sigma},$ кВт/км
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	1	2,09	1,52	1,22	1,22	6,05	1,32	2,18	2,33	1,50	7,33	20,19
2	1	2,10	1,52	1,22	1,22	6,06	1,34	2,22	2,36	1,53	7,45	20,52
4	1	2,10	1,53	1,23	1,23	6,09	1,39	2,29	2,44	1,58	7,70	21,21
6	1	2,11	1,53	1,23	1,24	6,11	1,44	2,37	2,53	1,63	7,97	21,95
8	1	2,13	1,55	1,25	1,25	6,18	1,44	2,38	2,53	1,64	7,99	22,01
10	1	2,14	1,56	1,26	1,26	6,22	1,44	2,38	2,53	1,63	7,98	21,98
12	1	2,15	1,57	1,27	1,27	6,26	1,44	2,38	2,53	1,64	7,99	22,01
14	1	2,16	1,58	1,28	1,28	6,3	1,50	2,47	2,63	1,70	8,30	22,87
16	1	2,17	1,58	1,28	1,28	6,31	1,57	2,57	2,73	1,77	8,64	23,8
18	1	2,18	1,59	1,29	1,31	6,37	1,63	2,68	2,84	1,84	8,99	24,77
20	1	2,19	1,60	1,30	1,32	6,41	1,70	2,79	2,96	1,91	9,36	25,79

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ				Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					73

Продовження таблиці 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
22	1	2,19	1,60	1,30	1,32	6,41	1,74	2,85	3,02	1,95	9,56	26,34
24	1	2,20	1,61	1,31	1,33	6,45	1,78	2,91	3,08	1,99	9,76	26,89
26	1	2,21	1,62	1,32	1,34	6,49	1,86	3,04	3,21	2,08	10,19	28,07
28	1	2,22	1,63	1,33	1,36	6,54	1,95	3,17	3,35	2,17	10,64	29,31
30	1	2,24	1,64	1,34	1,37	6,59	2,04	3,32	3,50	2,26	11,12	30,63
32	1	2,25	1,65	1,35	1,39	6,64	2,14	3,47	3,66	2,37	11,64	32,07
34	1	2,27	1,66	1,36	1,40	6,69	2,24	3,63	3,82	2,47	12,16	33,50
36	1	2,28	1,64	1,37	1,42	6,71	2,39	3,85	4,05	2,62	12,91	35,56
38	1	2,30	1,68	1,38	1,44	6,8	2,61	4,19	4,39	2,84	14,03	38,65
40	1	2,31	1,69	1,39	1,45	6,84	2,85	4,57	4,77	3,09	15,28	42,09

Результати розрахунків усталених режимів ЕЕС при колівій формі ЛЕП 750 кВ (чотири ділянки) (таблиці 3.4 та 3.5):

– вузол №945: погода - сніг (3);

Таблиця 3.4 – Напруга у вузлах лінії, що досліджується

Анцапфи, трансформатор №1		Напруга. кВ				
X	Y	Вузол №827	Вузол №828	Вузол №829	Вузол №900	Вузол №945
1	2	3	4	5	6	7
1	1	726,3	742,0	751,0	753,2	748,5
2	1	727,7	743,4	752,4	754,6	749,8
4	1	730,6	746,3	755,3	757,5	752,6
6	1	733,6	749,4	758,3	760,4	755,5
8	1	734,0	749,7	758,7	760,7	755,8
10	1	734,0	749,7	758,6	760,7	755,8
12	1	734,0	749,7	758,6	760,7	755,8
14	1	737,3	753,0	761,9	763,9	758,9
16	1	740,8	756,5	765,4	767,3	762,2
18	1	744,4	760,1	769,0	770,8	765,6
20	1	748,1	763,8	772,6	774,5	769,2
22	1	750,0	765,7	774,5	776,3	770,9
24	1	752,0	767,7	776,4	778,2	772,8
26	1	755,9	771,6	780,3	782,0	776,5
28	1	760,0	775,7	784,4	786,0	780,3
30	1	764,2	779,8	788,5	790,0	784,3

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 3.4

1	2	3	4	5	6	7
32	1	768,5	784,2	792,8	794,2	788,3
34	1	773,0	788,6	797,2	798,5	792,5
36	1	778,5	794,2	802,7	803,9	797,7
38	1	787,2	802,8	811,3	812,3	805,9

- вузол №900: погода - сніг (3);
- вузол №829: погода - паморозь (4);
- вузол №828: погода - дощ (2);
- вузол 827: погода - дощ (2).

Таблиця 3.5 Втрати потужності у вузлах лінії 750 кВ, що досліджується

Анцапфи, трансформатор №1		Навантажувальні втрати, МВт					Втрати на корону, МВт						
		Ділянки лінії					Ділянки лінії						
X	Y	827-828	828-829	829-900	900-945	$P_{T\Sigma}$, МВт	827-828	828- 829	829-900	900-945	$P_{K\Sigma}$, МВт	$P_{K\Sigma}$, кВт/км	
1	1	2,18	1,61	1,25	1,23	6,27	1,95	10,23	12,70	6,88	31,76	87,49	
2	1	2,19	1,62	1,25	1,24	6,3	1,99	10,33	12,81	6,95	32,08	88,34	
4	1	2,2	1,63	1,26	1,25	6,34	2,05	10,52	13,04	7,08	32,69	90,06	
6	1	2,21	1,63	1,27	1,25	6,36	2,12	10,73	13,28	7,22	33,35	91,87	
8	1	2,22	1,64	1,28	1,26	6,4	2,13	10,75	13,31	7,24	33,43	92,09	
10	1	2,23	1,66	1,29	1,28	6,46	2,13	10,75	13,30	7,24	33,42	92,07	
12	1	2,24	1,67	1,30	1,29	6,5	2,13	10,75	13,30	7,24	33,42	92,07	
14	1	2,25	1,67	1,31	1,30	6,53	2,22	10,98	13,57	7,40	34,17	94,13	
16	1	2,26	1,69	1,32	1,31	6,58	2,31	11,22	13,85	7,56	34,94	96,25	
18	1	2,28	1,70	1,32	1,32	6,62	2,40	11,48	14,15	7,74	35,77	98,54	
20	1	2,29	1,71	1,33	1,33	6,66	2,51	11,75	14,46	7,92	36,64	100,93	
22	1	2,30	1,71	1,34	1,34	6,69	2,56	11,89	14,62	8,01	37,08	102,15	
24	1	2,30	1,72	1,34	1,34	6,7	2,62	12,03	14,78	8,11	37,54	103,42	
26	1	2,32	1,73	1,35	1,36	6,76	2,74	12,33	15,12	8,31	38,5	106,06	
28	1	2,33	1,74	1,36	1,37	6,8	2,86	12,64	15,47	8,52	39,49	108,79	
30	1	2,35	1,75	1,34	1,39	6,83	3,00	12,96	15,83	8,73	40,52	111,63	
32	1	2,36	1,76	1,38	1,40	6,9	3,14	13,30	16,22	8,96	41,62	114,66	
34	1	2,38	1,78	1,40	1,42	6,98	3,30	13,66	16,62	9,20	42,78	117,85	
36	1	2,40	1,79	1,41	1,43	7,03	3,50	14,12	17,12	9,50	44,24	121,87	
38	1	2,41	1,80	1,42	1,45	7,08	3,82	14,85	17,93	9,98	46,58	128,32	
40	1	2,43	1,81	1,43	1,47	7,14	4,18	15,60	18,77	10,48	49,03	135,06	

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ				Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					75

Оскільки в складно замкнених мережах неможливо отримати ці характеристики в тому ж діапазоні зміни напруги, що і на прольотах дослідної лінії, зазначені залежності для змішаних видів погоди були отримані в діапазоні напруг, що визначається можливостями регулювання анцапфами трансформаторів.

Як видно з рисунка 3.2, характер залежностей втрат потужності на корону для змішаних видів погодних умов істотно відрізняється від типових характеристик.

Спільними для згаданих вище методів апроксимації є два критерії оцінки [41]:

1) критерій оцінки параметрів математичної моделі (метод найменших квадратів):

$$F(a) = \sum_{i=1}^n [y_i - f(a, x_i)]^2, \quad (3.3)$$

де x, y – вхідні і вихідні параметри;

i, n – поточний індекс і кількість даних у виборці відповідно;

2) критерій оцінки максимального ступеня рівняння регресії $f(a, x_i)$:

$$D_k = \frac{1}{n - k - 1} \sum (y_i - a_0 - a_1 x_1 - \dots - a_k x_i^k)^2, \quad (3.4)$$

де D_k – значення дисперсії між заданими і розрахованими за рівнянням регресії ступеня k значеннями параметрів;

k – ступінь апроксимації полінома.

Після того, як D_{k+1} перестане значимо відрізнятися від попереднього його значення D_k , збільшення ступеня k рівняння регресії слід припинити.

Значимість відмінності між значеннями D_k і D_{k+1} перевіряється за критерієм Фішера. Порівнянні методи відрізняються один від одного способами формування рівняння регресії $f(a, x_i)$ [44, 45].

Для проведення розрахунків і досліджень були розроблені відповідні програми реалізації зазначених методів [41]:

- «REGRES» – програма апроксимації за методом поліноміальної регресії;
- «PREGRES» – програма апроксимації за методом послідовної регресії;
- «CHEB» – програма апроксимації за методом ортогональних многочленів Чебишева.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

У програмах автоматично розраховувались коефіцієнти апроксимуючих поліномів, а також статистичні характеристики:

- математичне очікування;
- середнє квадратичне відхилення;
- дисперсія;
- середні відхилення;
- точки максимальних і мінімальних викидів;
- асиметрія.

Здійснювалася перевірка отриманого вибіркового розподілу на несуперечливість нормальному закону розподілу.

Працездатність розроблених програм та достовірність результатів перевірялися на відповідність результатів еталонних розрахунків, отриманих в стандартних програмах апроксимації. Порівняльний аналіз результатів еталонних розрахунків показав їх повну ідентичність [41].

Порівняльний аналіз результатів, наведених в [41] показує, що найменші значення відхилень дисперсій між вихідними і розрахованими за рівнянням регресії даних, отримано при розрахунках за методами поліноміальної регресії і ортогональних многочленів Чебишева.

Методика апроксимації залежностей втрат потужності на корону від напруги методом поліноміальної регресії.

Представимо рівняння регресії в матричному вигляді:

$$Y = X\alpha + \varepsilon, \quad (3.5)$$

де Y – вектор вихідних параметрів;

X – матриця незалежних змінних;

α – вектор невідомих оцінюваних параметрів;

ε – вектор помилок.

Сума квадратів помилок може бути записана у вигляді:

$$\varepsilon\varepsilon' = (y - x\alpha)^T (y - x\alpha) = y^T y - 2\alpha^T x^T y + \alpha^T x^T x\alpha. \quad (3.6)$$

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		77

Диференціюючи рівняння (3.6) за коефіцієнтом α і прирівнюючи результуюче матричне рівняння до нуля, отримуємо систему нормальних рівнянь:

$$(x^T x) \hat{\alpha} = x^T y. \quad (3.7)$$

В результаті розв'язання рівнянь (3.7) отримуємо оцінювані значення коефіцієнтів [41]

$$\hat{\alpha} = (x^T x)^{-1} x^T y. \quad (3.8)$$

Результати розрахунків на основі викладеного алгоритму і за вихідними даними таблиці 3.1 за програмою «Поліномна регресія» [41] наведені в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Результати розрахунків

Тип погоди	Ступінь	Коефіцієнти поліномів					Дисперсія D_k	D_k/D_{k+1}	
		a_0	a_1	a_2	a_3	a_4			a_5
Паморозь	1	-0,684	1,185					0,000010808	21,12
	2	0,1078	0,935	1,414				0,000000512	1,77
	3	2,1774	-9,256	12,54	-4,94			0,000000289	0,97
	4	0,6268	-0,936	-0,418	9,95	-4,968		0,000000319	0,58
	5	-21,567	100,8	-151,2	38,96	87,22	-54,22	0,000000533	
Дощ	1	-0,3063	0,511					0,000002847	19,29
	2	0,0985	-0,573	0,723				0,000000147	2,67
	3	0,1401	-5,808	7,720	-3,11			0,000000055	0,93
	4	1,6588	-7,194	10,51	-5,591	0,828		0,000000059	0,35
	5	16,811	-76,75	111,0	-25,43	-62,20	37,07	0,000000166	
Сухий сніг	1	-0,1759	0,272					0,000009158	40,53
	2	0,5611	-1,702	1,316				0,000000226	2,13
	3	-0,9362	4,318	-6,731	3,576			0,000000106	0,94
	4	-1,957	9,798	-17,74	13,39	-3,272		0,000000113	0,21
	5	-33,995	156,9	-230,2	55,32	130,0	-78,38	0,000000565	
Гарна погода	1	-0,0556	0,085					0,000001368	29,11
	2	0,2279	-0,674	0,506				0,000000047	9,4
	3	-0,6386	2,81	-4,151	2,07			0,000000005	0,6
	4	0,3255	-2,364	6,242	-7,191	3,089		0,000000003	0,33
	5	16,431	-76,29	113,1	-28,27	-63,9	39,40	0,000000011	

Висновки до розділу 3

Працездатність запропонованих програм та достовірність результатів перевірялися на відповідність результатів еталонних розрахунків, отриманих в стандартних програмах апроксимації. Порівняльний аналіз результатів еталонних розрахунків показав їх повну ідентичність, при цьому, найменші значення відхилень дисперсій між вихідними і розрахованими за рівнянням регресії даних, отримано при розрахунках за методами поліноміальної регресії і ортогональних многочленів Чебишева.

Інформація, що отримується від спеціалізованої інформаційної системи, дозволяє персоналу приймати рішення щодо зниження рівня втрат електричної потужності та енергії у повітряних лініях магістральних мереж. Перспективним шляхом зменшення рівня втрат на корону є регулювання і підтримання оптимальних рівнів напруги в мережі.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		79

4 СИСТЕМА МОНІТОРИНГУ І ОПТИМІЗАЦІЇ ВТРАТ НА КОРОНУ

4.1 Інформаційний зв'язок інформаційно-діагностичного комплексу із програмно-обчислювальним комплексом

Ефективність оперативної оптимізації режимів ЕЕС за напругою і реактивною потужністю підвищиться при використанні в розрахунках реальних, залежностей втрат активної потужності на корону, що оперативно визначаються, від вузлових напруг по кінцях високовольтних ліній ($\Delta P_{\kappa} = f(U)$) [41, 42].

Здійснюючи в процесі експлуатації безперервний моніторинг втрат активної потужності на корону, можна перед виконанням оптимізації здійснити перевірку відповідності наявної типової залежності ($\Delta P_{\kappa} = f(U)$) реальним експлуатаційним умовам.

Як правило, в конкретні проміжки часу є оперативні значення втрат потужності на корону ($\Delta P_1^{(0)}, \Delta P_2^{(0)}, \Delta P_3^{(0)}$) для вузького діапазону зміни напруги (U_1, U_2, U_3). Ставиться завдання за наявною інформацією відновити криву залежності $\Delta P_{\kappa}^{(0)} = f^{(0)}(U)$. Для заданих значень напруг (U_1, U_2, U_3) визначаємо втрати на корону для чотирьох типів погоди (рисунок 3.1):

- 1) для паморозі – $\Delta P_{\kappa 1}^{(П)}, \Delta P_{\kappa 2}^{(П)}, \Delta P_{\kappa 3}^{(П)}$;
- 2) для снігу – $\Delta P_{\kappa 1}^{(С)}, \Delta P_{\kappa 2}^{(С)}, \Delta P_{\kappa 3}^{(С)}$;
- 3) для дощу – $\Delta P_{\kappa 1}^{(Д)}, \Delta P_{\kappa 2}^{(Д)}, \Delta P_{\kappa 3}^{(Д)}$;
- 4) для гарної погоди – $\Delta P_{\kappa 1}^{(ГП)}, \Delta P_{\kappa 2}^{(ГП)}, \Delta P_{\kappa 3}^{(ГП)}$.

Визначаємо різниці між значеннями втрат на корону $\Delta P^{(0)}$, що визначені оперативно, і значенням ΔP_{κ} для чотирьох видів погоди для тих же значень напруг:

- а) для паморозі – $\Delta P^{(0)} - \Delta P_{\kappa}^{(П)} = \delta P_{\kappa}^{(0-П)}$;
- б) для снігу – $\Delta P^{(0)} - \Delta P_{\kappa}^{(С)} = \delta P_{\kappa}^{(0-С)}$;
- в) для дощу – $\Delta P^{(0)} - \Delta P_{\kappa}^{(Д)} = \delta P_{\kappa}^{(0-Д)}$;

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						80
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

г) для гарної погоди – $\Delta P^{(0)} - \Delta P_{\kappa}^{(ГП)} = \delta P_{\kappa}^{(0-ГП)}$.

За знакам цих різниць можна судити про те, між якими типовими кривими повинна лежати залежність $\Delta P_{\kappa}^{(0)} = f^{(0)}(U)$, що визначена оперативно. Розглянемо наступні варіанти.

У тому випадку, якщо значення втрат, що визначені оперативно, збігаються або близькі до однієї з типових кривих, то можна використовувати цю типову криву.

Якщо значення втрат, що визначені оперативно, не відповідають жодній з типових залежностей, можна поступити наступним чином – або реконструювати нову залежність $\Delta P_{\kappa}^{(0)} = f^{(0)}(U)$, провівши активний експеримент, або скористатися найближчими типовими залежностями і побудувати їм подібну.

Розглянемо перший, більш складний в реалізації з експлуатаційної точки зору підхід. Для побудови реальної залежності $\Delta P_{\kappa}^{(0)} = f^{(0)}(U)$ шляхом проведення активного експерименту, необхідно за допомогою регулювання анцапф автотрансформатора змінити напругу в допустимих межах і розрахувати при цих значеннях втрати потужності на корону.

Структурно-параметричну ідентифікацію отриманої залежності $\Delta P_{\kappa} = f(U)$ можна потім здійснити за допомогою ортогональних поліномів Чебишева, а для оцінки необхідного ступеня апроксимуючого полінома застосовувати критерій Фішера. Таким чином, при оптимізації поточних режимів за напругою і реактивною потужністю, буде використана залежність, що оперативно визначена, $\Delta P_{\kappa}^{(0)} = f^{(0)}(U)$, що відповідає реальним умовам.

Розглянемо другий підхід, а саме, побудову залежності $\Delta P_{\kappa}^{(0)} = f^{(0)}(U)$ по аналогії з найближчою типовою кривою [41].

Припустимо, що $\delta P_{\kappa}^{(0-П)}$ і $\delta P_{\kappa}^{(0-Д)}$ негативні, а $\delta P_{\kappa}^{(0-С)}$ і $\delta P_{\kappa}^{(0-ГП)}$ є позитивними, тоді оперативно визначається крива $\Delta P_{\kappa}^{(0)} = f^{(0)}(U)$ повинна лежати між типовими кривими для снігу і дощу.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						81
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Необхідно визначити значення втрат на корону $\Delta P_{\kappa}^{(0)} = f^{(0)}(U)$ в межах дії вимірних напруг і визначених за ним втрат на корону.

Для цього поступаємо наступним чином, припустимо $U_1 < U_2 < U_3$. Порівнюємо між собою абсолютні значення різниць $\delta P_{\kappa}^{(0-C)}$ і $\delta P_{\kappa}^{(0-D)}$, припустимо, що $|\delta P_{\kappa}^{(0-C)}| > |\delta P_{\kappa}^{(0-D)}|$, тоді оперативно визначаємо $\Delta P_{\kappa}^{(0)} = f^{(0)}(U)$ лежить ближче до типової кривої для дощу і за формою подібна їй.

Значення $\Delta P_{\kappa}^{(0)}$, що визначалися, визначаємо наступним чином. Для всіх значень напружень $U_i < U_1$, визначаємо значення втрат на корону для дощу $\Delta P_{\kappa i}$.

Причому, $\Delta P_{\kappa i} > \Delta P_{\kappa i-1} > \Delta P_{\kappa i-2} \dots$

Аналогічно виконуємо для напруг $U_l > U_3$, тобто $\Delta P_{\kappa l} < \Delta P_{\kappa l+1} < \Delta P_{\kappa l+2} \dots$

Тепер з i -тих значень ΔP_{κ} віднімаємо значення $\delta P_{\kappa}^{(0-D)}(U_1)$, знайдене при напрузі U_1 , а з точок l віднімаємо значення $\delta P_{\kappa}^{(0-D)}(U_3)$, знайденої в точці U_3 .

За всіма оперативно знайденими значеннями втрат на корону $\Delta P_{\kappa 1}$, $\Delta P_{\kappa 2}$, $\Delta P_{\kappa 3}$ і реструктурованими значеннями $\Delta P_{\kappa i}$ і $\Delta P_{\kappa l}$ визначаємо регресійну залежність $\Delta P_{\kappa}^{(0)} = f^{(0)}(U)$, яку в подальшому можна використовувати при оптимізації режиму втрат за напругою і реактивною потужністю.

На даний час в ряді ЕЕС ДП «НЕК «Укренерго» використовують оперативний вимірювально-обчислювальний комплекс (ОВОК) автоматизованої системи диспетчерського управління (АСДУ), спроектований в системі TRACE MODE [42, 46].

Відмінною особливістю даного комплексу є те, що вперше в енергетиці України комплекти ІДК «Регіна», встановлені на деяких підстанціях 330 кВ і 750 кВ використовуються в якості пристроїв телемеханіки і поточні вимірювання параметрів режиму (напруга, активна реактивна потужність) надходять в ОВОК енергосистеми [40, 41].

Ця обставина забезпечує реальну можливість використовувати наявну інформацію для вирішення завдання оперативного визначення втрат активної

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						82
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

потужності (навантажувальних і на корону) в процесі експлуатації для подальшого використання в програмах оптимізації режимів і оцінки стану.

Інформаційно-діагностичний комплекс «Регіна» (information-and-diagnostic complex) призначений для реєстрації аналогових і дискретних сигналів мережі, аналізу розвитку аварійних ситуацій, оцінки функціонування пристроїв релейного захисту та автоматики, визначення місця пошкодження при коротких замиканнях на лініях електропередачі, визначення залишкового ресурсу високовольтних вимикачів, побудови добової відомості режимів, проведення фазового та гармонічного аналізу синусоїдальних сигналів, виділення симетричних складових в трифазних мережах змінної напруги, виведення інформації у вигляді текстових повідомлень, графіків і таблиць на екран дисплея і на друк, а також передачі зареєстрованої та обробленої інформації на будь-які вищі рівні управління.

На сьогоднішній день реалізовані дві структури інформаційно-діагностичного комплексу (ІДК) «Регіна» [40, 41]:

1) у вигляді двох рівнів. Нижній рівень утворюють реєстратори аналогових і дискретних сигналів, розподілені по об'єкту. Число реєстраторів визначається кількістю аналогових та дискретних сигналів, які підлягають обробці. Верхній рівень складається з ПЕОМ, модему і блоку автозапуску. Реєстратори з'єднуються з верхнім рівнем через послідовний інтерфейс;

2) у вигляді локальної мережі. Реєстратори об'єднані в технологічну локальну мережу. Інформація з реєстраторів збирається і зберігається на сервері. ІДК «Регіна» сертифікований відповідними органами в Україні та в Республіці Білорусь, а також включений до Державного реєстру засобів вимірювальної техніки України та Білорусі.

Базовим елементом інформаційно-діагностичного комплексу «Регіна» є реєстратор аналогових і дискретних сигналів (рисунок 4.1). Реєстратор фіксує електричні сигнали змінного і постійного струму і напруги, а також дискретні сигнали типу «сухий контакт» або потенційні. Живлення кожного реєстратора здійснюється напругою 220 В змінного або постійного струму.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						83
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

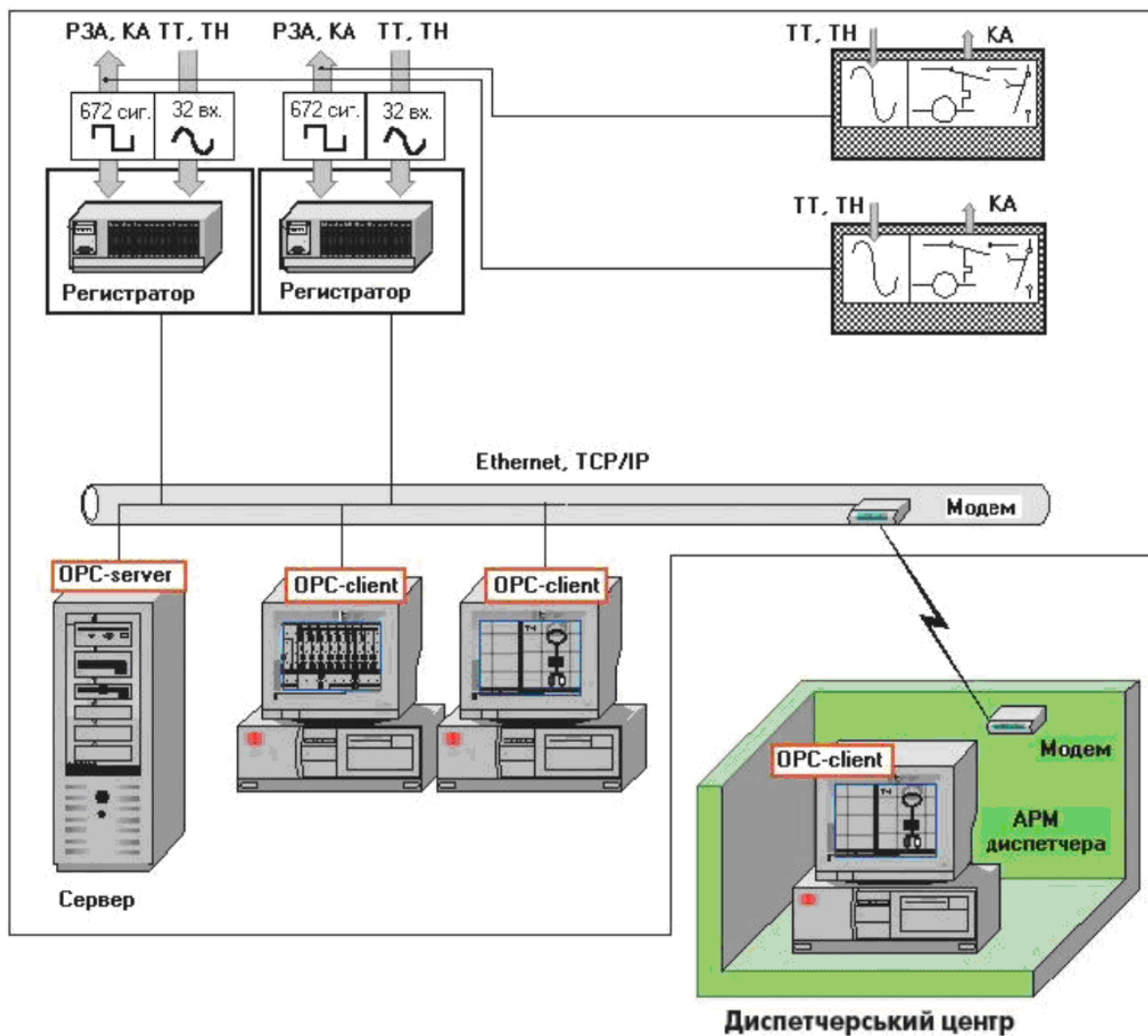


Рисунок 4.1 – Інформаційно-діагностичний комплекс «Регіна»

Перехід на реєстрацію аварійного режиму відбувається:

- при зміні стану будь-яких (обраних замовником) дискретних сигналів;
- при виході за межі уставок будь-яких (обраних замовником) аналогових сигналів;
- при зовнішньому пуску.

Технічні характеристики базового реєстратора комплексу «Регіна» наведені в таблиці 4.1 [40, 41].

Реєстратор працює як з фізичними, так і з розрахунковими каналами. Взаємне розташування каналів не має значення. З фізичних та розрахункових каналів формується інформація по приєднаних файлах (розраховуються діючі значення напруги і сили струму, частота, кутові співвідношення і потужності). Один раз в секунду ця інформація передається на верхній рівень.

										Арк.
										84
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ					

Таблиця 4.1 – Технічні характеристики реєстратора

Параметр	Значення
Кількість аналогових входів	16 ÷ 32
Кількість дискретних входів	224, 448, 672
Частота дискретизації, Гц	1000 ÷ 5000
Тривалість реєстрації однієї події	не обмежена
Кількість реєстрованих подій	не обмежена
Тривалість реєстрації доаварійного режиму	200 мс
Режим реєстрації дискретних сигналів	безперервний
Діапазони реєстрації аналогових сигналів:	
по змінному струму	від 0,1 до 40 I_n ($I_n = 1 (5) A$)
по змінній напрузі	від 0,1 В до 1500 В
по постійному струму	від -20 мА до +20 мА від -150 А до +150 А
по постійній напрузі	від -10 В до +10 В від -1000 В до +1000 В

У реєстраторах реалізована автоматичне корегування нуля, а також режим підсилення аналогових сигналів для ведення добової відомості.

Реєстратор фіксує два типи подій:

1) аварійна подія. У цьому випадку файл аварії містить аналогову та дискретну інформацію;

2) спрацьовування. Файл аварії містить лише дискретну інформацію.

Існує можливість завдання двох типів вставок: звичайні і комплексні.

Звичайні уставки:

- по збільшенню;
- по зменшенню;
- по виходу за діапазон;
- за величиною зміни сигналу.

Комплексні уставки об'єднують між собою звичайні уставки за схемою «І».

Можливо задавати одночасно і звичайні і комплексні уставки, які між собою працюють за схемою «АБО», тобто окремий канал може мати кілька різних уставок.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						85
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Програма відображення комплексу виконує такі функції [40-42]:

- швидкий пошук в архіві необхідного файлу аварійної інформації;
- автоматичний висновок експрес-інформації про аварію;
- перегляд в стислому вигляді всього файлу аварійного процесу в вигляді осцилограми на екрані монітора;
- оперативний доступ до будь-якої ділянки осцилограми для детального його розгляду;
- вимір миттєвих та діючих величин аналогових сигналів на будь-якій ділянці осцилограми з відображенням вимірних значень на моніторі та на друк;
- вимір кутів між синусоїдальними сигналами;
- усереднення значень аналогових сигналів на заданому персоналом інтервалі часу;
- гармонійний аналіз аналогових сигналів;
- вимірювання часових інтервалів між будь-якими точками осцилограми з відображенням вимірних значень на моніторі та на друк;
- включення додаткової пояснювальної інформації користувача в відображаються дані;
- формування на основі записаних аналогових сигналів розрахункових сигналів за довільною формулою за допомогою вбудованого транслятора формул;
- перетворення всього файлу аварійної події або його вибраної частини у формат COMTRADE;
- перетворення всього файлу аварійної події або його вибраної частини у спеціальний текстовий формат для використання в електронних таблицях;
- відображення даних нормального режиму;
- відображення поточної мнемосхеми об'єкта;
- визначення відстані до місця пошкодження при коротких замиканнях на лініях електропередачі;
- передача зареєстрованої інформації на вищій рівні управління.

Програма відображення може одночасно бути налаштованою на роботу з базами даних кількох підстанцій.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						86
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для представлення інформації використовуються наступні форми:

- експрес-інформація;
- табличне представлення зміни стану джерел дискретних сигналів;
- графіки аналогових сигналів;
- повне уявлення зареєстрованого події;
- нормальний режим.

Верхній рівень функціонує в середовищі операційної системи Windows 2000 і вище. До складу програмного забезпечення по додатковому замовленню включається OPC (Open Platform Communications) сервер. Він призначений для передачі інформації, одержуваної ІДК «Регіна», іншим програмам, що не входять до складу ІДК. Такою програмою може бути будь-який OPC клієнт, зокрема більшість SCADA систем. Також OPC сервер ІДК «Регіна» володіє додатковою можливістю генерувати дані для WEB сервера [40].

Інформаційний зв'язок програмно-технічних комплексів збору і обробки первинної інформації з ПОК «Космос» [42] для вирішення поставленого завдання оптимізації втрат зображена на рисунку 4.2.

Загальна схема взаємодії програмно-технічних комплексів збору і обробки первинної інформації з ПОК «Космос» для вирішення завдання оперативного визначення і зниження втрат потужності на корону ВПЛ наведено на рисунку 4.2.



Рисунок 4.2 – Схема інформаційного зв'язку програмно-технічних комплексів збирання і обробки інформації ПОК «Космос»

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		87

Інформаційно-діагностичний комплекс «Регіна», встановлений на підстанціях, здійснює реєстрацію значень струмів (I_H, I_K), напруг (U_H, U_K) і кутів зсуву між ними (φ_H, φ_K) на початку і кінці ЛЕП 330-750 кВ [40].

Інформація надходить в ОВОК АСДУ. У перспективі, туди ж буде надходити інформація про температуру проводів, виміряна на метеопостах.

Відповідно до заданої циклічності, виміряні значення параметрів режиму по кінцях ВПЛ надходять в блок розрахунків і коригувань, де здійснюється:

- уточнення пасивних параметрів ліній;
- оперативний розрахунок втрат активної потужності в лініях – навантажувальних і на корону;
- визначення реальних аналітичних залежностей $\Delta P_k = f(\Delta U)$.

Далі, уточнена інформація про пасивні параметри лінії з блоку розрахунку і коригувань надходить в ПОК «Космос», де вводиться в таблицю «Лінія-Топологія», після чого відбувається уточнення і формування таблиці вихідних даних.

Інформація про реальні аналітичні залежності $\Delta P_k = f(\Delta U)$ також надходить в ПОК «Космос» і актуалізує блок вихідних даних для розрахунків втрат на корону. Після чого в ПОК «Космос» виконуються розрахунки за програмами: «Розрахунок усталеного режиму», «Оцінювання стану», «Оптимізація режиму по реактивній потужності і коефіцієнтам трансформації» [40-42].

Проведені дослідження показали, що апроксимація залежностей втрат активної потужності на корону від напруги поліномом одного фіксованого ступеня (зокрема другого) для різних погодних умов не обґрунтована. До більшої точності розрахунків призводить застосування в ряді випадків поліномів вищих ступенів. У загальному випадку, необхідно використовувати критерій визначення мінімально-необхідного ступеня апроксимуючого полінома в залежності від конкретних погодних умов і рівня напруги на ВПЛ.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						88
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.2 Техніко-економічне обґрунтування заходів з підвищення ефективності передачі електричної енергії

Техніко-економічне обґрунтування виконується для оцінки економії енергетичних ресурсів підприємства внаслідок впровадження комплексу заходів. Техніко-економічне обґрунтування готується на підставі проведеного енергоаудиту підприємства і базується на технічному звіті і рекомендаціях з використання певного енергозберігаючого заходу чи обладнання.

Техніко-економічне обґрунтування проекту дає можливість [47-51]:

- розрахувати економічну ефективність від впровадження нового обладнання (на основі оцінки економії витрат на енергоресурси);
- оцінити інвестиційну привабливість проекту, обчислити терміни окупності, норму прибутковості, чисту поточну вартість, прибутковість вкладень;
- визначити рівень необхідних інвестицій;
- скласти графік платежів з обслуговування боргу в разі залучення кредитних коштів для реалізації проекту.

У складі інвестиційних витрат можна виділити первинні і вторинні капіталовкладення. Початкові капіталовкладення здійснюються до початку отримання проектного доходу, вторинні інвестиції здійснюються після введення в експлуатацію. Джерелом вторинних капіталовкладень є дохід, тобто власні кошти, одержувані при здійсненні проекту.

Дохід, отриманий від проекту, визначається на основі підсумовування прибутку після оподаткування та амортизаційних відрахувань. Прибуток, що отримується в результаті впровадження, як правило, дорівнює зниженню поточних витрат за рахунок енергозбереження.

Оцінка майбутніх витрат і результатів при визначенні ефективності інвестиційного проекту здійснюється в межах розрахункового періоду, тривалість якого приймається з урахуванням:

- тривалості створення, експлуатації об'єкта;
- середньозваженого нормативного терміну служби устаткування.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		89

Показники ефективності енергозберігаючих заходів визначаються виходячи з обсягу капіталовкладень і одержуваного від проекту доходу. Вони представлені низкою показників (чистий дисконтований дохід, індекс дохідності проекту та ін.) При розрахунку ефективності інвестицій вторинні капіталовкладення враховуються шляхом зменшення доходу на відповідну величину [47, 48].

Чиста приведена вартість (ЧПВ або NPV) показує весь ефект інвестицій, наведений у часі до початку розрахункового періоду. Він визначається в порівнянні з нормативним приростом на рівні базової ставки.

$$NPV = \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1 + \alpha)^t} - K, \quad (4.1)$$

де CF_t – надходження коштів наприкінці періоду t ($t = 1, 2, \dots, N$), грн;

K – початкове вкладення коштів (капіталовкладення), грн;

α – бажана норма прибутковості (рентабельності), $\alpha = 10 \dots 15\%$ – для некомерційних проектів, $\alpha = 30 \dots 35\%$ – для комерційних проектів;

N – розрахунковий термін експлуатації енергозберігаючого устаткування, років, $N_{\min} = 5$ років.

Проект доцільний при $NPV > 0$. Якщо приведена вартість проекту NPV позитивна, то проект є доцільним.

Внутрішня норма доходу (ВНД або IRR) також характеризує прибутковість вкладень відсотком річних, але розраховується без урахування базової ставки. Вона визначає максимальну базову ставку, при якій капіталовкладення не збиткові. Внутрішня норма доходу відповідає такій нормі дисконту, при якій чистий дисконтований дохід наближається до нуля.

$$IRR = \alpha_1 + \frac{NPV_1(\alpha_2 - \alpha_1)}{NPV_1 - NPV_2}, \quad (4.2)$$

де α_1 – значення ставки дисконтування, при якій $f(\alpha_1) < 0$ або $f(\alpha_2) > 0$,

α_2 – значення ставки дисконтування, при якій $f(\alpha_1) > 0$ або $f(\alpha_2) < 0$.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Термін окупності статичний (PB) – часовий період, за який інвестиції покриваються одержуваними від проекту доходами.

Статичний термін окупності показує, за який термін інвестор повертає початкові капіталовкладення. При постійному річному доході

$$T_{ок} = \frac{K}{D_t}, \quad (4.3)$$

Термін окупності динамічний (DPB) відповідає часу, за який інвестор поверне витрачені кошти і отримає нормативний дохід на рівні прийнятої ставки. Капіталовкладення доцільні за умови, що термін окупності не перевищує задану нормовану величину [47, 48].

Якщо доходи проекту по роках непостійні, величина $T_{ок}$ визначається за кумулятивним доходом, що забезпечує рівність:

$$\sum_t^{T_0} D_t = K, \quad (4.4)$$

Динамічний термін окупності T_0 (DPB) відповідає часу, за який інвестор поверне витрачені кошти і отримає нормативний дохід на рівні прийнятої ставки. Він розраховується виходячи з рівняння, розв'язаного щодо $T_{ок}$

$$\sum_{t=1}^{T_0} \frac{D_t}{(1+E)^t} - K = 0, \quad (4.5)$$

Визначаємо додаткові капіталовкладення на застосування інформаційно-діагностичного комплексу в магістральних мережах ВП «Дніпровська електроенергетична система», який дозволяє в реальному часі визначати втрати в ВПЛ на корону та корегувати рівень напруги в мережі.

$$K = K_{прис} + K_{м.пост.} + K_{монтаж} + K_{дод.обл.}, \quad (4.6)$$

де $K_{прис}$ – вартість ІДК «Регіна», грн.;

$K_{м.пост.}$ – обладнання метеопостів, грн.;

$K_{монтаж}$ – монтажні роботи, грн.;

$K_{дод.обл.}$ – витрати на додаткове обладнання, грн.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						91
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$K_{\text{додат}} = 2 \cdot 52000 + 35000 + 2 \cdot 39000 + 25000 = 242000 \text{ грн.}$$

За даними енергоаудиту середні втрати електроенергії за місяць в ПЛ 330 кВ Л-251 (Ладжинська ТЕС – ПС «Побузька 330») (таблиця 1.12, розділ 1) магістральних мереж становлять 612,44 МВт. Тоді втрати електричної енергії в лінії за рік складуть:

$$\Delta W_{\text{рік}} = 612,44 \cdot 12 = 7349,28 \text{ МВт} \cdot \text{год.}$$

Зменшення втрат електроенергії в магістральній мережі (ПЛ 330 кВ):

$$\Delta W_{\text{зниж}} = \Delta W_{\text{рік}} \cdot 0,1. \quad (4.7)$$

$$\Delta W_{\text{зниж}} = 7349,28 \cdot 0,1 = 734,93 \text{ МВт} \cdot \text{год.}$$

Економічний ефект (економія підприємства) у грошовому еквіваленті:

$$E_1 = \Delta W_{\text{зниж}} \cdot B_{\text{ел.ен.}}. \quad (4.8)$$

де $B_{\text{ел.ен.}}$ – вартість передачі електроенергії магістральними мережами, грн.,

$B_{\text{ел.ен.}} = 7,5 \text{ коп./кВт} \cdot \text{год}$ (розділ 1, таблиця 1.2) [4, 5];

$$E_1 = 734930 \cdot 0,075 = 55,12 \text{ тис. грн.}$$

Термін окупності додаткових капіталовкладень складе:

$$T_{\text{ок}} = \frac{242,0}{55,12} = 4,4 \text{ року.}$$

Чиста приведена вартість проекту NPV при $N = 5$ років та $k = 0,1$:

$$NPV = \frac{690,8}{(1+0,1)^1} + \frac{690,8}{(1+0,1)^2} + \frac{690,8}{(1+0,1)^3} + \frac{690,8}{(1+0,1)^4} + \frac{690,8}{(1+0,1)^5} - 139 = 2379 \text{ тис. грн.}$$

Втрати електроенергії в магістральній ПЛ 330 кВ до та після впровадження заходів на діаграмі (рисунок 4.3).

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						92
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

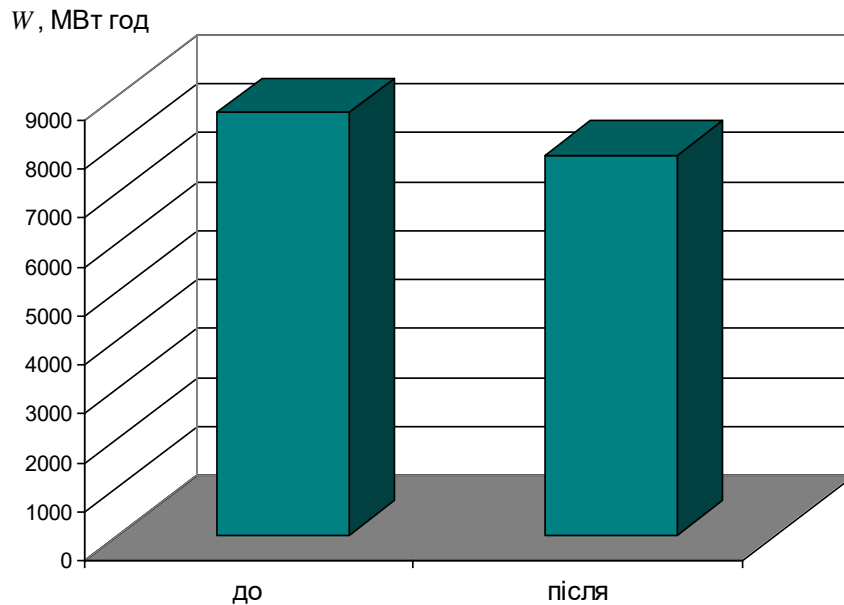


Рисунок 4.3 – Втрати електроенергії в магістральній ПЛ 330 кВ до та після впровадження заходів

Висновки до розділу 4

Запропоновано на основі результатів контролю і обробки інформації про параметри повітряних високовольтних ліній, що виконується в реальному часі функціонування лінії, здійснювати регулювання і підтримання оптимальних рівнів напруги на трансформаторах та автотрансформаторах підстанцій напругою 330 та 750 кВ. В дощову погоду та при паморозі зменшення напруги в лінії на 1% дозволяє знизити втрати на корону на проводах ПЛ на 10-12 %. Впровадження інформаційної системи дозволить суттєво підвищити достовірність визначення втрат електричної енергії та зменшити їх обсяги.

Техніко-економічних розрахунків показали, що запропоновані заходи з підвищення ефективності передачі електричної енергії в магістральних мережах є ефективними. Втрати електроенергії в дослідній магістральній ПЛ 330 кВ зменшено на 734, 9 МВт (10%). Економічний ефект від впровадження заходів становить 55,1 тис. грн. для однієї магістральної ПЛ. Термін окупності додаткових капітальних вкладень становить 4,4 роки.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						93
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі проведено теоретичні дослідження та запропоновано шляхи вирішення науково-технічної проблеми щодо підвищення ефективності передачі електричної енергії в магістральних електричних мережах напругою 330 та 750 кВ. На основі отриманих в роботі результатів можна зробити наступні висновки.

1. Аналіз ефективності транспортування електричної енергії магістральними мережами напругою 330 та 750 кВ ВП «Дніпровська електроенергетична система» ДП «НЕК «Укренерго» показав, що частина електричної енергії втрачається в мережі при транспортуванні. Втрати в магістральних мережах наближено становлять 2%. Але враховуючи значні обсяги передачі електроенергії такими мережами вони є суттєвими.

2. Станом на 2021 рік втрачалася електричної енергії щороку близько 885,8 ГВт·год. А із врахуванням додаткових витрат електричної енергії на власні потреби – близько 1006 ГВт·год на рік. Встановлено, що втрати електроенергії в високовольтних повітряних лініях складаються із технічних втрат та витрат на власні потреби підстанцій. В технічних (технологічних) втратах переважаючими є навантажувальні втрати, що складають 530,5 ГВт·год (58 %), та втрати на корону на проводах ПЛ 330 та 750 кВ – 175,6 ГВт·год (20 %).

3. Втрати потужності та електричної енергії на корону в ПЛ змінюються в дуже широкому діапазоні, який відповідає двом порядкам, при цьому зміна втрат в часі протікає інколи дуже швидко. Таким чином, періодичні вимірювання на контрольованих прольотах не дозволяють отримати достовірні значення середніх і максимальних втрат на корону, що значно зменшує достовірність визначення втрат і їх корегування.

4. В роботі проведено аналіз існуючих методів визначення втрат електричної потужності та енергії на корону. Аналіз показав, що більшість відомих методик визначення втрат на корону узгоджуються з даними експериментів для умов поганої погоди при великих втратах на корону, а методика Петерсона підходить для умов хорошої ясної погоди.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						94
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5. Перспективним є застосування інноваційної методики оперативного визначення втрат активної потужності та енергії (навантажувальних і на корону) на основі синхронізованих за часом по-фазних вимірів параметрів режиму по кінцях ВПЛ (струмів, напруг і кутів зсуву між ними) за допомогою сучасних засобів реєстрації інформації (комплексу «Регіна»), що в подальшому дозволить корегувати в реальному часі пасивних параметрів ВПЛ для уточнення рівня втрат.

6. Інформація, що отримується від спеціалізованої інформаційної системи, дозволяє персоналу приймати рішення щодо зниження рівня втрат електричної потужності та енергії у повітряних лініях магістральних мереж. Перспективним шляхом зменшення рівня втрат на корону є регулювання і підтримання оптимальних рівнів напруги в мережі.

7. Пропонується на основі результатів контролю і обробки інформації про параметри повітряних високовольтних ліній, що виконується в реальному часі функціонування лінії, здійснювати регулювання і підтримання оптимальних рівнів напруги на трансформаторах та автотрансформаторах підстанцій напругою 330 та 750 кВ. В дощову погоду та при паморозі зменшення напруги в лінії на 1% дозволяє знизити втрати на корону на проводах ПЛ на 10-12 %. Впровадження інформаційної системи дозволить суттєво підвищити достовірність визначення втрат електричної енергії та зменшити їх обсяги.

8. Техніко-економічних розрахунків показали, що запропоновані заходи з підвищення ефективності передачі електричної енергії в магістральних мережах є ефективними. Втрати електроенергії в дослідній магістральній ПЛ 330 кВ зменшено на 734, 9 МВт (10%). Економічний ефект від впровадження заходів становить 55,1 тис. грн. для однієї магістральної ПЛ. Термін окупності додаткових капітальних вкладень становить 4,4 роки.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						95
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Енергетична стратегія України 2035 URL : <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80#n2> (дата звернення : 12.12.2025).
2. Коваленко О. І., Коваленко Л. Р., Мунтян В. О., Радько І. П. Основи електропостачання сільського господарства : Навчальний посібник Мелітополь :ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. 462 с.
3. Коваленко О. І. Основи електропостачання : навчальний посібник. Запоріжжя : ТДАТУ, 2024. 237 с.
4. Національна енергетична компанія «Укренерго» / Головна сторінка. URL : <https://ua.energy/> (дата звернення : 06.12. 2021).
5. Національна енергетична компанія «Укренерго». Річні звіти. URL : <https://ua.energy/diyalnist/zvitnist/richni-zvity/> (дата звернення : 06.12. 2021).
6. Національна енергетична компанія «Укренерго». Дніпровська ЕС. URL : <https://ua.energy/about/struktura/dniprovaska-es/> (дата звернення : 06.12. 2021).
7. Стандарт операційної безпеки функціонування об'єднаної енергетичної системи України. Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика. URL : https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=68934 (дата звернення : 16.12. 2025).
8. Бурбело М. Й., Мельничук Л. М. Стимулювання зменшення втрат в електричних мережах : Монографія. Вінниця : УНІВЕРСУМ, 2008. 110 с.
9. Про невідкладні заходи щодо стабілізації фінансового становища підприємств електроенергетичної галузі. Постанова КМ України від 24 березня 1999 року №441 URL : <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/441-99-%D0%BF/ed19991125#Text> (дата звернення : 16.12. 2025).
10. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зменшення : ГНД 34.09.204. 2004. Київ : ГРІФРЕ, 2004. 159 с.
11. Повітряні лінії електропередавання напругою 35 кВ і вище. СОУ-Н ЕЕ 20.502:2007. Міністерство палива та енергетики України. Нормативний документ. Київ. 2007. 140 с. URL : https://zakon.isu.net.ua/sites/default/files/normdocs/sou-n_ee_20.502_2007_povitryani_linii_elektroperedavannya_nap.pdf (дата звернення : 26.12. 2025).

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						96
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

12. Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Затверджено Наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України №399 від 21.06.2013 р. Київ : Індустрія, 2013. 176 с.

13. Савельєв А. А. Моделі та методи підвищення ефективності ліній електропередачі: дис. ... канд. екон. наук : 141. Одеса, 2022. 209 с.

14. Страккуалурсі, Родольфо Аранео, Сальваторе Селоцці. Феномен корони в повітряних лініях: критичний огляд найпоширеніших та найнадійніших доступних моделей. *Energies* 2021. №14, 6612. URL : <https://doi.org/10.3390/en14206612> (дата звернення : 26.12. 2025).

15. Буйний Р. О., Тимошенко З. О. Зменшення втрат потужності на корону в лініях електропередавання напругою 330-750 кВ. *Вісник ВПІ*. Вінниця : ВНТУ. 2015. № 6. С. 68-73. URL : <https://visnyk.vntu.edu.ua/index.php/visnyk/article/view/1852/1852> (дата звернення : 23. 12. 2025).

16. Нормування технологічних витрат електроенергії в магістральних та міждержавних електричних мережах. Нормативний документ Міненерговугілля України. Методика / Затверджено Наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України №637 від 21.08.2012р. URL : https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=96819 (дата звернення : 16.12. 2025)

17. ГНД 34.09.204-2004. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження. М-во палива та енергетики України. Офіц. вид. К.: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2004. с.159.

18. Шкрабець Ф. П, Красовський П. Ю, Експлуатаційна динаміка втрат електроенергії в системах електропостачання : монографія. Міністерство освіти і науки України, Національний гірничий університет. Дніпро : НГУ, 2015. 152 с.

19. Зайцев Є.О., Кучанський В.В., Гунько І.О. Підвищення експлуатаційної надійності та ефективності роботи електричних мереж та електроустановка : монографія. Вінниця : ГО «Європейська наукова платформа», 2021. 156 с.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						97
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

20. Кучанський В. В., Зайцев Є. О., Коваленко О. М. Аналіз експериментальних оцінок втрат потужності на коронування повітряних міжсистемних ліній електропередавання. *Вісник ВПІ*. Вінниця : ВНТУ. 2024. № 4. С. 22-29. URL : <https://visnyk.vntu.edu.ua/index.php/visnyk/article/view/3063> (дата звернення : 23. 12. 2025).

21. Василець С. В., Василець К. С. Техніка високих напруг : навчальний посібник. Рівне : НУВГП, 2018. 187 с.

22. Пізнак В. В., Кучанський В. В. Вплив коронування проводів на режими роботи магістральних електричних мереж. *Збірник наукових праць ЛОГОС. Сучасні інструменти та алгоритми для емпіричних та теоретичних наукових досліджень*. Будапешт, 2020. С.77-79. URL : <https://ojs.ukrlogos.in.ua/index.php/logos/article/view/4626> Збірник наукових праць ЛОГОС

23. Кучанський В.В., Малахатка Д. О. Заходи та технічні засоби підвищення ефективності режимів роботи магістральних електричних мереж: монографія. Вінниця : ГО «Європейська наукова платформа», 2021. 120 с.

24. Тугай Ю.І. Програмне забезпечення для аналізу ферорезонансних процесів в електричних мережах з заземленою нейтраллю. *Праці ін-ту електродинаміки НАН України*. Київ : ІЕД НАНУ, 2008. №2(20). – С. 27.

25. Тамазов О. Й., Зійер М. М., Остапенко С. І., Христюк О. І Втрати на корону у ПЛ 750 кВ Донбас-Захід та можливості їх зниження. *Енергетика і електрифікація*. 1981. № 3. С. 6-9.

26. Зайцев Є.О., Кучанський В.В., Гунько І.О. Підвищення експлуатаційної надійності та ефективності роботи електричних мереж та електроустановка. *Грааль науки*. 2021. №5. С. 144-152.

27. Черненко П. А., Волхонський А. С. Підвищення точності визначення активних опорів і провідностей ліній електропередач. *Новини енергетики*. 2004. № 1. С. 45-48.

28. Коваленко О. І., Коваленко Л. Р. Аналіз шляхів підвищення ефективності передачі електричної енергії в магістральних мережах напругою 330-750 кВ. *Науковий вісник ТДАТУ*. Вип. 9. Том 1. Мелітороль : ТДАТУ. 2019. URL : <https://oj.tsatu.edu.ua/index.php/visnik/article/view/219> (дата звернення : 29. 12. 2025).

29. Бакулевський В. Л. Дослідження впливу кліматичних факторів на втрати електроенергії в повітряних лініях електропередачі.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						98
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Східноєвропейський журнал передових технологій: Енергозберігаючі технології та обладнання. 2016. Т.5. №8 (83). С. 9-19.

30. Кузнецов, В.Г., Тугай, Ю.І. Підвищення надійності та ефективності магістральних електричних мереж. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України.* 2009. №23. С. 110-117.

31. Кучанський В. В., Кузнецов В. Г., Тугай Ю. І. Вплив коронного розряду на кратність внутрішніх перенапруг у магістральних електричних мережах. *Технічна електродинаміка.* 2017. № 6, с. 55-60.

32. Черненко П. О., Волхонський А. С. Оперативне визначення втрат потужності із ідентифікацією пасивних параметрів ЛЕП 750 кВ. *Технічна електродинаміка. «Проблеми сучасної електротехніки».* 2004. Ч.2. С. 33-36.

33. Черненко П. О., Волхонський А. С. Про оперативний розрахунок втрат на корону у високовольтних лініях електропередавання. *Технічна електродинаміка. «Проблеми сучасної електротехніки».* 2002. Ч.2. С. 100-103.

34. Черненко П. О., Волхонський А. С. Черненко П. О. Оперативне визначення втрат активної потужності (навантажувальних і на корону) у високовольтних лініях. *Праці Інституту електродинаміки НАН України.* Київ : ІЕД НАНУ, 2005. №2(11). С. 31-33.

35. Черненко П. О., Волхонський А. С. Оперативне визначення залежності втрат на корону від напруги у високовольтних лініях. *Новини енергетики.* 2005. №12. С. 32-38.

36. Черненко П. О., Волхонський А. С. Ідентифікація пасивних параметрів високовольтних ліній в процесі експлуатації. *Праці Інституту електродинаміки НАН України.* Київ : ІЕД НАНУ, 2006. №2(14). С. 58-61.

37. Геркусов А. А., Макаров В.М., 2016. Техніко-економічне нормування втрат електроенергії в повітряних лініях електропередачі напругою 110 кВ та вище. *Вісник ІДЕУ №4.* 2016.

38. Тамазов О. І., Кравченко Є. В., Кривобоцький Г. К., Баламетов А. Б. Вимірювання втрат на корону в лініях електропередачі. Кишинів : Наука, 1992. С. 33-46.

39. Постолатій В. М., Бикова Є. В., Шакарян Ю. Г., Тімашова Л. В. Основні принципи створення і характеристики керованих ліній електропередачі, що самокомпенсуються. *Електротехнічні та комп'ютерні*

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						99
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

системи. 2017. № 25(101). С.216-229. URL : <https://eltecs.op.edu.ua/index.php/journal/article/view/496/140> (дата звернення : 23. 12. 2025).

40. Стогній, Б. С., Оболонський В. В. Інформаційно-діагностичний комплекс «Регіна» – система моніторингу електроенергетичного обладнання підстанцій. *Новини енергетики*. 2003. № 8. С. 48-50.

41. Інформаційно-діагностичний комплекс «Регіна». URL : <http://www.researchclub.com.ua/project/69> (дата звернення : 26.12. 2025).

42. Волхонський А. С. Оперативне визначення втрат активної потужності на корону у високовольтних лініях електропередавання змінного струму : дис. ... канд. техніч. Київ. 2007. 209 с.

43. Прихно В. Л. Програмний комплекс «Космос» для оперативних розрахунків режимів енергосистем на основі телеметричної інформації. *Праці Інституту електродинаміки НАН України: Збірник наукових праць*. Київ : ІЕД НАНУ, 2000. № 1. С. 118-127.

44. Островерхов М. Я., Сільвестров А. М., Скринник О. М. Системи і методи ідентифікації електротехнічних об'єктів : монографія. Київ : НТУУ «КПІ». 2016.

45. Василенко О. А., Сенча І. А. Математично-статистичні методи аналізу у прикладних дослідженнях: навч. посіб. Одеса : ОНАЗ ім. О. С. Попова, 2011. 166 с.

46. Використання HMI/SCADA-системи zenon в енергетиці. URL : https://www.svaltera.ua/catalogs/knowledge-base/brands/copa_data/zenon_in_energy.pdf (дата звернення : 26.12. 2025).

47. Братковська К. О. Економічне обґрунтування проєктів : Метод. вказівки до виконання контрольних робіт. Запоріжжя : ЗДІА, 2011. 54 с.

48. ГКД 340.000.002-97 Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі. Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Київ, 2011.

49. Мельнік Л.Г., Корінцева Л. Г., Сотнік І. М. Економіка енергетики : навч. посібн. Суми : ВТД «Університетська книга», 2006. 238с.

50. Проскурня О.М., Ганус О.І. Економіка в енергетиці : навч. посібн. Харків : НТУ «ХПІ», 2012. 272 с.

51. Стахурський В.О. Економіка енергетики та організація виробництва: Конспект лекцій. Київ : НУХТ, 2012. 153 с.

					21ЕЕД.11960563.02.26.000000ПЗ	Арк.
						100
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		