

НУБІП України

НУБІП України

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

02.03 – КМР. 2066 “С” 2021.12.08. 006 ПЗ

**ДІДЕНКО ВІТАЛІЙ ВАЛЕРІЙОВИЧ**

**2022 р.**

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ  
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ  
НИІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

УДК 621.3

ПОГОДЖЕНО

Директор ННІ енергетики,  
автоматики і енергозбереження

/Каплун В.В./

(підпис)

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2022 р.

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ

Завідувач кафедри  
електропостачання ім. проф. В.М.

Синькова

/Гай О.В./

(підпис)

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2022 р.

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему «Система електропостачання групи населених пунктів з дистанційним моніторингом електроспоживання»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка»

(код і назва)

Освітня програма Електротехнічні системи розосередженої генерації

(назва)

Орієнтація освітньої програми \_\_\_\_\_

освітньо-професійна

(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Гарант освітньої програми

Д.Т.Н., професор

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Заблудський М.М.

(ПІБ)

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи

К.Т.Н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Волошин С.М.

(ПІБ)

Виконав \_\_\_\_\_

(підпис)

Діденко В.В.

(ПІБ студента)

КИЇВ 2022

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ  
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ  
ІНЖЕНЕРНО-ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

електропостачання ім. проф. В.М. Синькова

к.т.н доцент

Гай О.В.

(науковий ступінь, вчене звання) (підпис)

(ПІБ)

2022 року

ЗАВДАННЯ

ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ

Діденку Віталію Валерійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка»

(код і назва)

Освітня програма – Електротехнічні системи розосередженої генерації

(назва)

Орієнтація освітньої програми - освітньо-професійна

(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи **«Система електропостачання групи населених пунктів з дистанційним моніторингом електроспоживання»**

затверджена наказом ректора НУБіП України від «08» 12 2021р. № 2066 «С»

Термін подання завершеної роботи на кафедру \_\_\_\_\_

(рік, місяць, число)

Вихідні дані до магістерської кваліфікаційної роботи: завдання та розробки кафедри, матеріали зібрані на виробництві.

Перелік питань, що підлягають дослідженню:

1. Аналіз району електропостачання \_\_\_\_\_
2. Модернізація обладнання ртп та електромереж \_\_\_\_\_
3. Система дистанційного моніторингу електроспоживання \_\_\_\_\_
4. Економічна ефективність прийнятих рішень \_\_\_\_\_
5. Забезпечення безпечної експлуатації електрообладнання РТП \_\_\_\_\_

Перелік графічного матеріалу (за потреби) презентація виконана в програмному забезпеченні MS Power Point \_\_\_\_\_

Дата видачі завдання «23» 09 2021 р.

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи \_\_\_\_\_

(підпис)

Волошин С.М.

(прізвище та ініціали)

Завдання прийняв до виконання \_\_\_\_\_

(підпис)

Діденку В.В.

(прізвище та ініціали студента)

РЕФЕРАТ	5
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	6
ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ РАЙОНУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	9
1.1 Характеристика району електропостачання	9
1.2 Розрахунок електричних навантажень	11
РОЗДІЛ 2 МОДЕРНІЗАЦІЯ ОБЛАДНАННЯ РТП ТА ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ	25
2.1 Перевірка параметрів існуючих силових трансформаторів на РТП 35/10 кВ за умови розвитку електричних мереж	25
2.2 Розрахунок струмів короткого замикання	28
2.3 Вибір електричної апаратури розподільчого пристрою 10 кВ	34
2.3.1. Розрахунок та вибір електричних шин	35
2.3.2. Вибір вакуумних вимикачів	36
2.3.3. Вибір обмежувачів перенапруг	38
2.3.4. Вибір трансформаторів струму	40
2.3.5. Вибір трансформаторів напруги	44
2.3.6. Вибір трансформаторів власних потреб	45
2.4 Перевірка проводів повітряних ліній 10 кВ на втрату по напруги	46
РОЗДІЛ 3 СИСТЕМА ДИСТАНЦІЙНОГО МОНІТОРИНГУ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ РТП 35/10 кВ "СРІБНЕ"	51
3.1 Необхідність модернізації системи обліку	51
3.2 Відомості про системи моніторингу електроспоживання	52
3.3 Рішення компанії Schneider Electric для енергоефективності в електричних мережах	57
3.4 Вибір обладнання системи дистанційного моніторингу	67

РОЗДІЛ 4. ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРИЙНЯТИХ РІШЕНЬ	75
4.1. Специфікація на обладнання для модернізації РП 10 кВ	75
4.2. Кошторис РП 10 кВ	75
4.3. Основні показники економічної ефективності без врахування модернізації системи обліку	76
4.4. Основні показники економічної ефективності з врахуванням модернізації системи обліку	79
4.5. Визначення економічної ефективності модернізації системи обліку електроенергії	81
РОЗДІЛ 5. ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРО-ОБЛАДНАННЯ РТП 35/10 «СРІБНЕ»	85
5.1 Загальні вимоги по охороні праці.	85
5.2 Електробезпека на РТП 35/10 «Срібне»	86
5.3 Заходи щодо усунення небезпечних та шкідливих факторів	87
5.4 Розрахунок заземлюючого пристрою для РТП 35/10 «Срібне»	88
5.5 Заходи з протипожежної безпеки	91
5.6 Розрахунок блискавкозахисту РТП 35/10 «Срібне»	92
ВИСНОВКИ	94
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	95

# НУБІП України

Діденко В.В. «Система електропостачання групи населених пунктів з дистанційним моніторингом електроспоживання» (магістерська

кваліфікаційна робота, Київ, Національний університет біоресурсів і природокористування України, 2022 р.). Обсяг – 96 сторінки, таблиць – 21, рисунків – 24, список використаних джерел – 20 найменувань.

Кваліфікаційна робота складається із 5 розділів пояснювальної записки

В розділі 1 роботи наведено аналіз району електропостачання.

В розділі 2 розраховано навантаження, струми короткого замикання, втрати напруги на ділянках ліній.

В розділі 3 проведено обґрунтування застосування системи дистанційного моніторингу електроспоживання для РТП 35/10 «Срібне»

В розділі 4 проведено розрахунок показників економічної ефективності прийнятих рішень

В розділі 5 наведено основні заходи з безпечної експлуатації електроустановок.

За отриманими результатами сформовані висновки.

**Ключові слова:** система електропостачання, встановлена потужність, лінія електропередачі, облік електроенергії, трансформаторна підстанція.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АВР - автоматичне ввімкнення резерву;  
АПВ - автоматичне повторне включення;

АСКОЕ - автоматизована система комерційного обліку електроенергії;

ВН - висока напруга;  
ВРП - відкритий розподільний пристрій;  
РТП - районна трансформаторна підстанція

КЗ - коротке замикання

ЗРП - закритий розподільний пристрій;

КЛ - кабельна лінія;  
КТП - комплектна трансформаторна підстанція;  
ПБЕЕ - правила безпечної експлуатації електроустановок;

ПК - персональний комп'ютер;

ПЛ - повітряна лінія;  
ПКЕЕ - правила користування електроенергією;  
ПУЕ - правила улаштування електроустановок;

РП - розподільний пристрій;

ТН - трансформатор напруги;

ТС - трансформатор струму.  
ТП - трансформаторна підстанція.

НУБІП України

НУБІП України

## ВСТУП

# НУБІП України

Електроенергія є одним із найдорожчих видів ресурсів, а її правильний та точний облік – важливе завдання для постачальників енергії. Оскільки кількість абонентів у мережі досить велика, отримання достовірних показань є важливим критерієм щодо точних розрахунків споживання. Під час передачі, розподілу та споживання електроенергії можливі різні відмови електроустановок, що негативно впливають на надійність і економічність електропостачання. Основне завдання енергопостачання - знизити втрати електроенергії при її виробництві, передачі та споживання.

# НУБІП України

Висока вартість енергоресурсів зумовила в останні роки кардинальну зміну ставлення до організації енергообліку у промисловості та інших енергоємних галузях (транспорт та житлово-комунальне господарство).

# НУБІП України

Мережеві компанії зазнають величезних збитків. Насамперед, ця проблема актуальна у сільських місцевостях та дачних кооперативах.

# НУБІП України

Слід зазначити, що максимальна надійність та ефективність енергопостачання досягається розробкою досконалих систем розподілу електроенергії, використанням раціональних конструкцій комплектних розподільних пристроїв (КРП) та підстанцій (ПС), а також вирішення основних питань оптимізації СЕП.

# НУБІП України

В останні роки розроблено і успішно впроваджено велику кількість принципово нових електричних пристроїв, а також схем рішень для використання в різних системах електропостачання. Для компенсації збитків електроенергетика вже давно практикує використання автоматизованих систем контролю та обліку електроенергії – АСКОВ, яка забезпечує не тільки достовірність, точність та оперативність збору інформації, а також повідомляє про позаштатні ситуації, дозволяє виявити факти розкрадань електроенергії та дистанційно відключити неплатників..

# НУБІП України

При розробці та експлуатації СЕП необхідно враховувати перспективи розвитку (можливість збільшення споживання електроенергії без кардинальної реконструкції), передбачати можливість розвитку поетапно. Реалізація цих



вимог забезпечує зменшення електричних втрат та грошових витрат під час будівництва та експлуатації всіх елементів електростанції і забезпечить високоякісне електроживлення під час його використання.

*Мета кваліфікаційної роботи* – обґрунтування параметрів системи електропостачання групи населених пунктів Срібнянської ОТГ з розробкою системи дистанційного моніторингу електроспоживання.

*Об'єктом дослідження* є система електропостачання групи населених пунктів Срібнянської ОТГ від РТП 35/10 кВ "Срібне" Срібнянської ЕЗД, АТ "ЧЕРНІГІВООБЛЕНЕРГО".

*Предметом дослідження* процес передачі та розподілу електроенергії в системі електропостачання групи населених пунктів та дистанційний моніторинг електроспоживання.

*Завданнями магістерської роботи є:*

- аналіз і дослідження діючої системи електропостачання;
- розробка заходів по оновлення обладнання РТП-35/10 кВ та ЛЕП;
- обґрунтування вибору системи дистанційної моніторингу енергоспоживання;
- проведення економічного обґрунтування прийнятих рішень;
- визначення заходів для безпечної експлуатації електрообладнанням.

*Практична значущість кваліфікаційної роботи* полягає в тому, що матеріали щодо впровадження дистанційного моніторингу споживання електроенергії можуть бути використані безпосередньо в умовах виробництва.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ РАЙОНУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

# НУБІП України

## 1.1. Характеристика району електропостачання

Район електропостачання споживачів підстанції РТП 35/10 кВ "Срібне" знаходиться в Срібнянській об'єднаній територіальній громаді, Придубського району, Чернігівської області (рис. 1.1).

# НУБІП України



# НУБІП України

# НУБІП України

Рис. 1.1. Срібнянська об'єднана територіальна громада

Рельєф місцевості в районі електропостачання має рівнинний характер, лісостепові масиви займають значну площу. За даними метеорологічних органів і служб, характеризується наступними кліматичними умовами (табл. 1.1)

# НУБІП України

Таблиця 1.1

### Кліматичні умови району електропостачання

Назва параметру	Величина
Район по ожеледі	III
Товщина стінки ожеледі, мм	19
Район за вітром	III
Максимальний швидкісний напір вітру $Q_{max}, \text{кг/м}^2$ (Па)	37 (370)
Середньорічна температура, $^{\circ}\text{C}$	+11
Максимальна температура, $^{\circ}\text{C}$	37
Мінімальна температура, $^{\circ}\text{C}$	-30
Максимальна швидкість вітру $V_{max}, \text{м/с}$	29

# НУБІП України

В розглянутих мережах доля комунально-побутових споживачів переважає кількість виробничих споживачів, тому середнє споживання електроенергії виробничими підприємствами менше за споживання побутовим сектором. Але не звертаючи на це увагу, район електропостачання налічує невелику кількість значних споживачів: завод харчової промисловості, а також потужні елеваторні комплекси по зберіганню зерна.

Електрична мережа 10 кВ характеризується досить великою розгалуженістю, а також доволі великою протяжністю. Найвні споживачі першої та другої категорій по надійності електропостачання. Розподільча система ліній 10 кВ має зв'язок з іншими системами за допомогою пунктів резервування.

Від підстанції розгалуджуються 6 ПЛ довжина яких 137 км які мають такі назви: ПЛ-10 "ТП-149"; ПЛ-10 "Дейманівка" ; ПЛ-10 "ТП-29" ; ПЛ-10 "ТП-95-1" ; ПЛ-10 "ТП-121"; ПЛ-10 "ТП-85" . Найбільшу протяжність має ПЛ-10 "Дейманівка". ПЛ побудовані проводами різних марок та перерізів: АС-70, АС-35, А-50 і А-35.

ПЛ 10 кВ виконані переважно залізобетонними опорами та забезпечують постачання електроенергією для 125 споживчих ТП, які також налічують декілька споживачів великої потужності першої (I) та другої (II) категорій постачання. До системи розподілу мереж 10 кВ належать механізми ввімкнення резерву від найближчих ТП.

РТП-35/10 кВ "Срібне" – це двотрансформаторна підстанція. Кожен трансформатор розрахований на номінальну потужність в 4000 кВА. Шини на лініях 10 кВ секціоновані та розподілені вимикачем секційного типу який має змонтований АВР -10 кВ.

Резервне живлення відхідних ліній 10 кВ забезпечується за рахунок зв'язку з іншими мережами та системами АВР, відповідно, це все забезпечує резервне живлення споживачів.

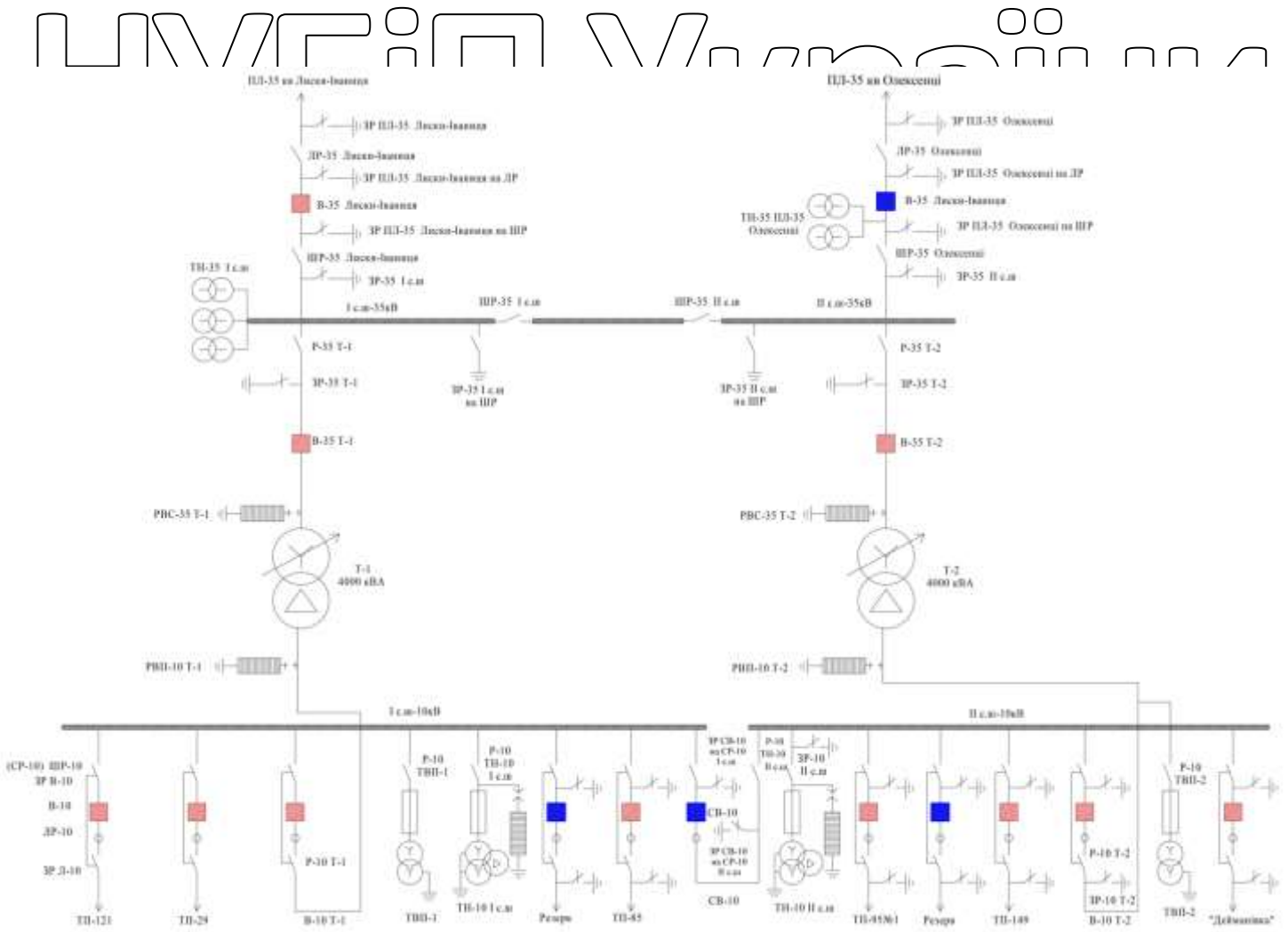


Рис. 1.2. Однолінійна схема РТП 35/10 кВ "Срібне"

# НУБІП України

## 1.2. Розрахунок електричних навантажень

Знаходимо максимальне навантаження діючих ТП 10/0,4 кВ, та проводимо підрахунок електричного навантаження на кожній ділянці відхідних ліній 10 кВ.

Розрахункові навантаження діючих трансформаторних підстанцій знаходяться з урахуванням коефіцієнту зростання навантажень в залежності від класу споживачів.

Розрахункові навантаження  $P_p$  трансформаторних підстанцій 10/0,4кВ з перспективою на 7 років визначається за формулою:

$$P_p = K_n \cdot P_m, \quad (1.1)$$

де  $P_m$  – максимальне існуюче навантаження ТП, кВ;

$K_n$  – коефіцієнт зростання навантаження, залежить від класу споживачів.

При проведенні розрахунку навантаження ТП на 2029 рік  $K_n$  має бути прийнятим:

для виробничих споживачів –  $K_n = 1,4$ ;

для змішаного навантаження –  $K_n = 1,4$ ;

для комунально-побутових споживачів –  $K_n = 1,3$ .

Розрахунок денного та вечірнього навантаження діючих ТП виконується як добуток розрахункового навантаження  $P_p$  і коефіцієнта денного  $K_d$  або вечірнього  $K_B$  максимум, які приймаються відповідно до класу споживачів:

- для виробничих споживачів  $K_d = 1,0$ ;  $K_B = 0,6$ ;

- для змішаних  $K_d = K_B = 1,0$ ;

для комунально-побутових  $K_d = 0,3..0,4$ ;  $K_B = 1,0$ .

Розрахункові навантаження діючих ТП 10/0,4 кВ на 2029 рік наведено в табл. 1.2.

Таблиця 1.2

**Розрахункові навантаження ТП-10/0,4 кВ на 2029 рік**

№ ТП	Характер навантаження	Максимальне існуюче навантаження (на 2021 р.) $P_m$ , кВт	Розрахункове навантаження $P_p$ , кВт	Денний максимум $P_d$ , кВт	Вечірній максимум $P_B$ , кВт
ПІ-10 «ТП-95-1»					
86	к	45,4	59	23,6	59
134	в	180	252	252	151,2
50	к	115	150,4	60,2	150,4
204	з	116,4	163	163	163
239	з	117,3	164,2	164,2	164,2
178	к	70,4	98,5	39,4	98,5
175	к	47,3	61,5	24,6	61,5
51	к	47,7	62	24,8	62
208	к	76,2	99	39,6	99
93	к	45,4	59	23,6	59
200	в	116,5	163,1	105	63
52	к	48,2	62,7	25,1	62,7
146	к	46,3	60,3	24,1	60,3
100	в	119,3	167	167	100,2
25	з	75	105	105	105
162	к	45,2	58,7	23,5	58,7
161	к	71,5	93	37,2	93
ПІ-10 «ТП-149»					
56	к	43,6	56,7	22,7	56,7
57	к	41,9	54,5	21,8	54,5
59	к	26,9	35,1	14	35,1
157	к	29,6	38,5	15,4	38,5
58	к	46	59,8	23,8	59,8
165	з	69,4	97,2	97,2	97,2

60	к	28,5	37	14,8	37
223	з	116,1	162,5	162,5	162,5
62	к	69,2	89,9	35,9	89,9
168	в	120,7	169	169	101,4
61	к	43,6	61	24,4	61
149	з	115,7	162	162	162
63	к	42,8	55,8	22,3	55,8
164	к	43,7	56,8	22,7	56,8
183	к	43,9	57,1	22,8	57,1
142	в	189,3	265	265	159
64	к	42	54,6	21,8	54,6
163	к	40,7	52,9	21,2	52,9
140	к	42,2	54,9	21,9	54,9
72	к	48,4	62,9	25,2	62,9
73	в	122,1	171	171	102,6
138	к	47,5	61,8	24,7	61,8
156	в	187,1	262	262	157,2
74	к	74,9	97,4	38,9	97,4
НЛІ-10 «ТІІ-29»					
26	з	108,6	152	152	152
226	к	113,8	148	59,2	148
27	к	68,5	89	35,6	89
234	к	39,7	51,7	20,68	51,7
148	в	112,1	157	157	62,8
29	в	176,8	247,5	247,5	148,5
28	к	41,9	54,5	21,8	54,5
35	в	106,8	149,5	149,5	89,7
130	к	75,1	97,6	39	97,6
119	к	38,2	49,7	19,9	49,7
36	к	39,6	51,6	20,6	51,6
152	в	115	161	161	96,6
37	к	33	42,9	17,2	42,9
38	в	171,1	239,5	239,5	143,7
24	к	45	58,6	23,4	58,6
30	з	115,7	162	162	162
32	к	66,8	86,9	34,8	86,9
31	к	35,6	46,3	18,5	46,3
33	к	70,8	92	36,8	92
34	к	41,7	54,3	21,7	54,3
НЛІ-10 «ТІІ-121»					
1	з	62,1	87	87	87
185	к	66,5	86,5	34,6	86,5
113	к	29,8	38,7	15,5	38,7
194	к	44,5	57,9	23,2	57,9
195	к	45,9	59,7	23,9	59,7
15	к	70,2	91,3	36,5	91,3
196	к	17,7	23	9,2	23
16	в	170,7	239	239	143,4
122	в	109	152,6	152,6	91,6
199	к	42,2	54,9	22	54,9
17	з	69,8	97,7	97,7	97,7
197	к	53,9	41,5	16,6	41,5
236	в	115,4	161,5	161,5	96,9
22	к	66,8	86,9	34,8	86,9
121	в	108,5	151,9	151,9	91,1
23	к	71,5	92,9	37,2	92,9
19	к	15,4	20	8	20
265	з	113,1	158,4	158,4	158,4
216	к	73,6	95,7	38,3	95,7

18	к	42,2	54,9	22	54,9
192	к	75,4	98,7	39,2	98,7
147	з	116,8	163,5	63,5	163,5
20	в	176,2	246,7	246,7	148
ПЦ-10 «П-85»					
177	к	42,2	54,9	21,9	54,9
221	к	66,7	86,7	34,7	86,7
176	з	101,4	142	142	142
239	з	109,6	153,5	153,5	153,5
42	к	32,8	42,6	17,04	42,6
181	к	43,6	56,7	22,7	56,7
180	з	69,7	97,6	97,6	97,6
163	в	113,9	159,4	159,4	95,6
43	к	45,7	59,4	23,8	59,4
224	в	189,3	265	265	159
233	к	27,6	35,9	14,4	35,9
101	в	447,9	627	627	376,2
118	к	77,7	101	40,4	101
225	к	49,9	64,9	25,9	64,9
125	з	112,1	157	157	157
85	в	303,6	425	425	255
7	к	180	234	93,6	234
169	в	196,4	275	275	165
55	к	190,4	247,5	99	247,5
210	к	46,8	60,9	24,4	60,9
92	к	75,1	97,6	39,1	97,6
154	к	72,5	94,5	37,8	94,5
53	з	109,9	153,9	153,9	153,9
208	з	69,1	96,7	96,7	96,7
106	к	75,1	97,6	39,1	97,6
ПЦ-10 «Дейманівка»					
4	к	45,7	59,4	23,8	59,4
5	к	77,7	101	40,4	101
103	к	53,9	41,5	16,6	41,5
3	к	74,9	97,4	38,90	97,4
160	в	116,5	163,1	163	105
6	з	69,8	97,7	97,7	97,7
109	в	120,7	169	169	101,4
7	к	75	105	42	105
9	к	47,3	61,5	24,6	61,5
116	к	35,6	46,3	18,5	46,3
120	к	76,2	99	39,6	99
215	к	75,1	97,6	39,1	97,6
214	в	116,5	163,1	163	63
235	з	79,4	111,2	111,2	111,2
11	в	117,9	165	165	99
10	к	77,9	101,3	40,5	101,3
238	к	79,5	103,4	41,4	103,4
12	в	109,8	153,7	153,7	92,2
201	в	169,3	237	237	142,2
13	з	113,9	159,4	159,4	159,4
81	к	35,6	46,3	18,5	46,3
82	к	30	39	15,6	39
124	з	115	161	161	161
14	к	46,7	60,7	24,3	60,7

91	к	41,7	54,3	21,7	54,3
237	к	45	63	25,2	63
102	в	126,6	164,6	164,6	98,8
83	к	28,1	39,4	15,8	39,4
87	к	42,2	59,1	23,6	59,1
94	к	45,1	63,1	25,2	63,1
90	к	69,4	97,1	38,8	97,1
187	к	28,9	40,5	16,2	40,5
88	в	115,2	161,3	161,3	96,8
89	в	108,3	151,6	151,6	91

Проводимо розрахунок навантаження на ділянках лінії напругою 10 кВ

Розрахункове навантаження визначаємо сумою (окремо денних і вечірніх навантажень) по добавках. Підрахунок навантажень виконується починаючи з кінця лінії. На ділянках лінії розраховуємо загальне навантаження  $P_{заг}$ , що включає в себе всі види навантажень виробниче, змішане, комунально-побутове.

Проводимо розрахунок денного та вечірнього навантаження на ділянках лінії за формулами:

$$P_d = P_{об} + \Delta P (P_{дм}), \quad (1.2)$$

$$P_{в} = P_{вб} + \Delta P (P_{вм}), \quad (1.3)$$

де  $P_{об}$  і  $P_{вб}$  – більше денне та вечірнє навантаження, кВт;

$P_{дм}$  і  $P_{вм}$  – менше денне та вечірнє навантаження, кВт;

$\Delta P$  – добавка від меншого навантаження.

Схеми електричних мереж наведено на рис. 1.3–1.8, а розрахунок навантажень ліній 10 кВ наведені в табл. 1.3.

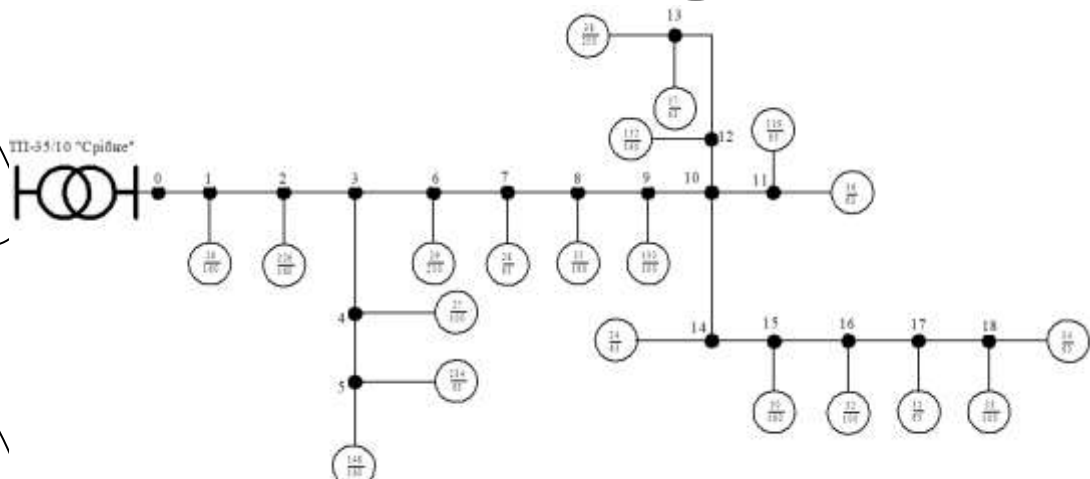


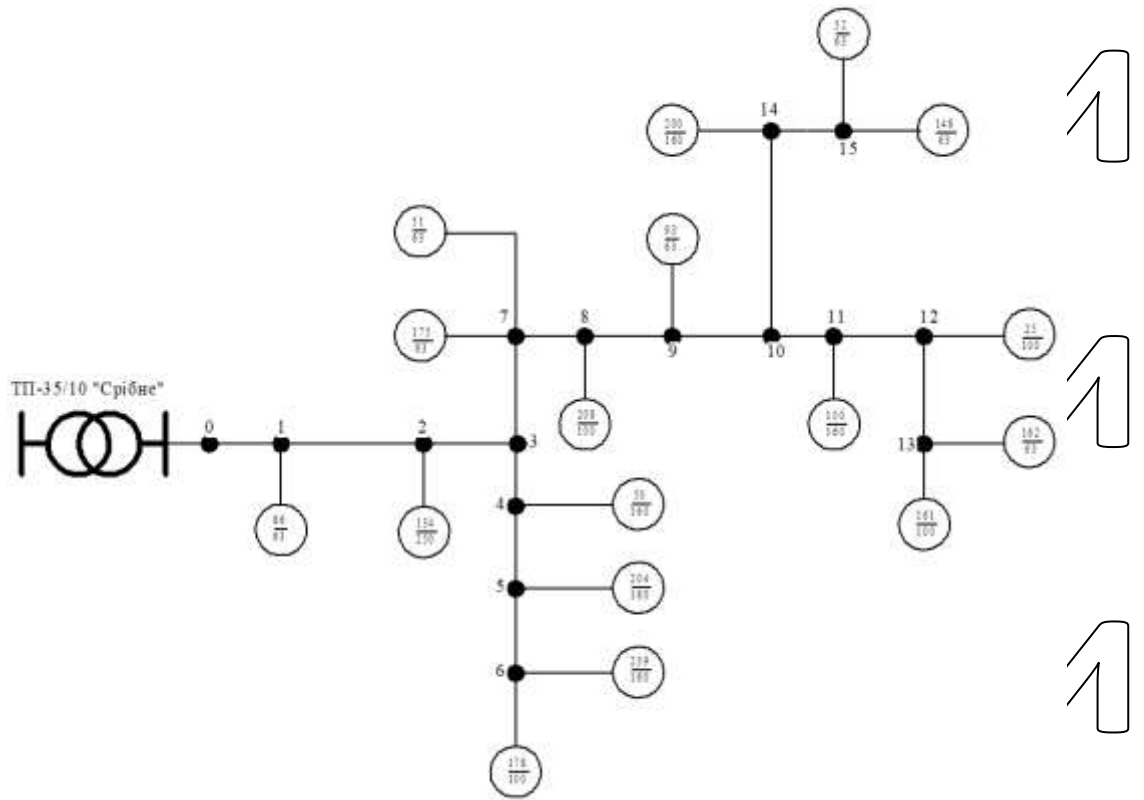
Рис. 1.3. Розрахункова схема ПЛ/10 кВ "ТМ-29" РПН-35/10 кВ "Срібне"



НУ

НУ

НУ

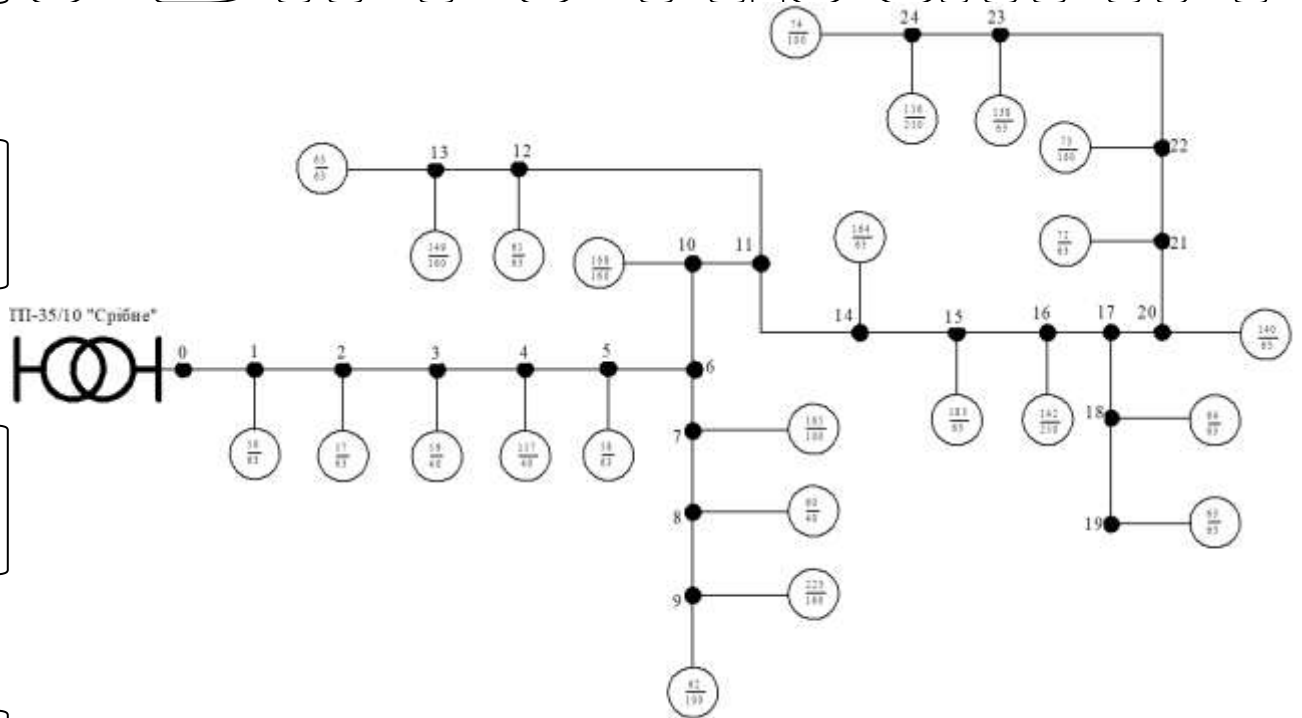


НУБІП УКРАЇНИ

Рис. 1.4. Розрахункова схема ПЛ-10 кВ "ТП-95-1" РТП-35/10 кВ "Срібне"

Н

Н



НУБІП УКРАЇНИ

Рис. 1.5. Розрахункова схема ПЛ-10 кВ "ТП-149" РТП-35/10 кВ "Срібне"

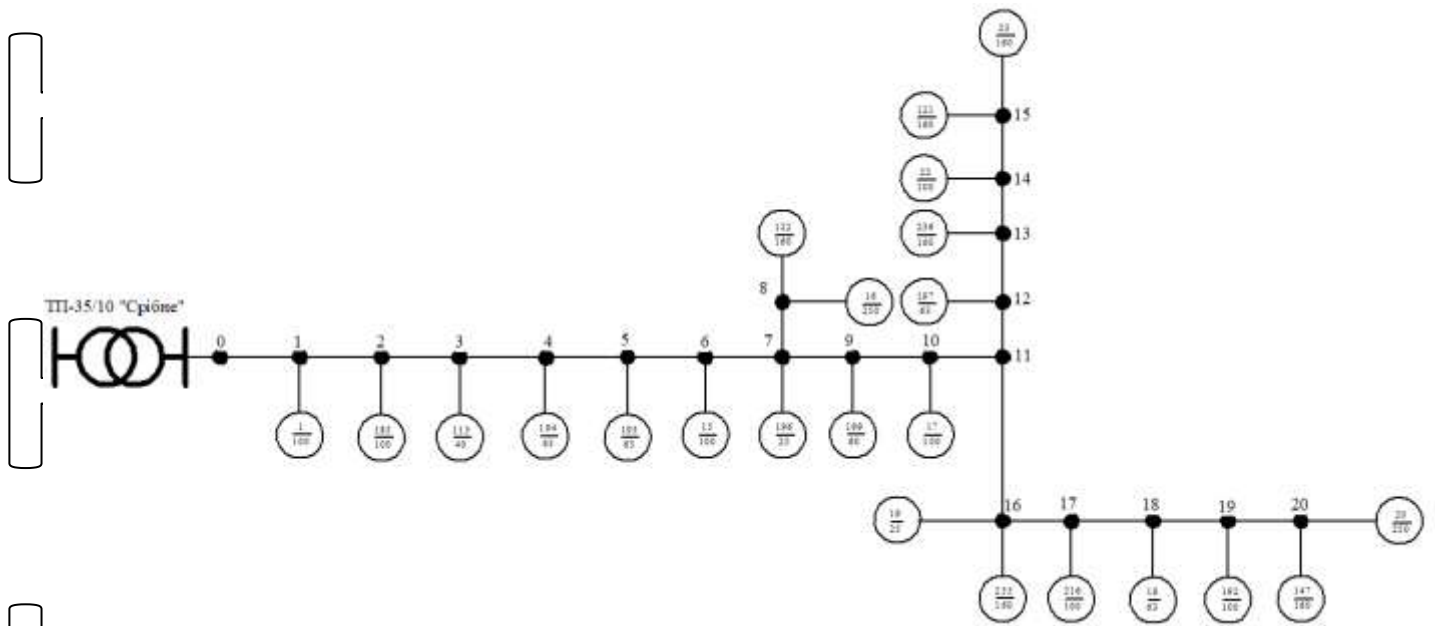


Рис. 1.6. Розрахункова схема ПЛ-10 кВ "ТП-121" РТП-35/10 кВ "Срібне"

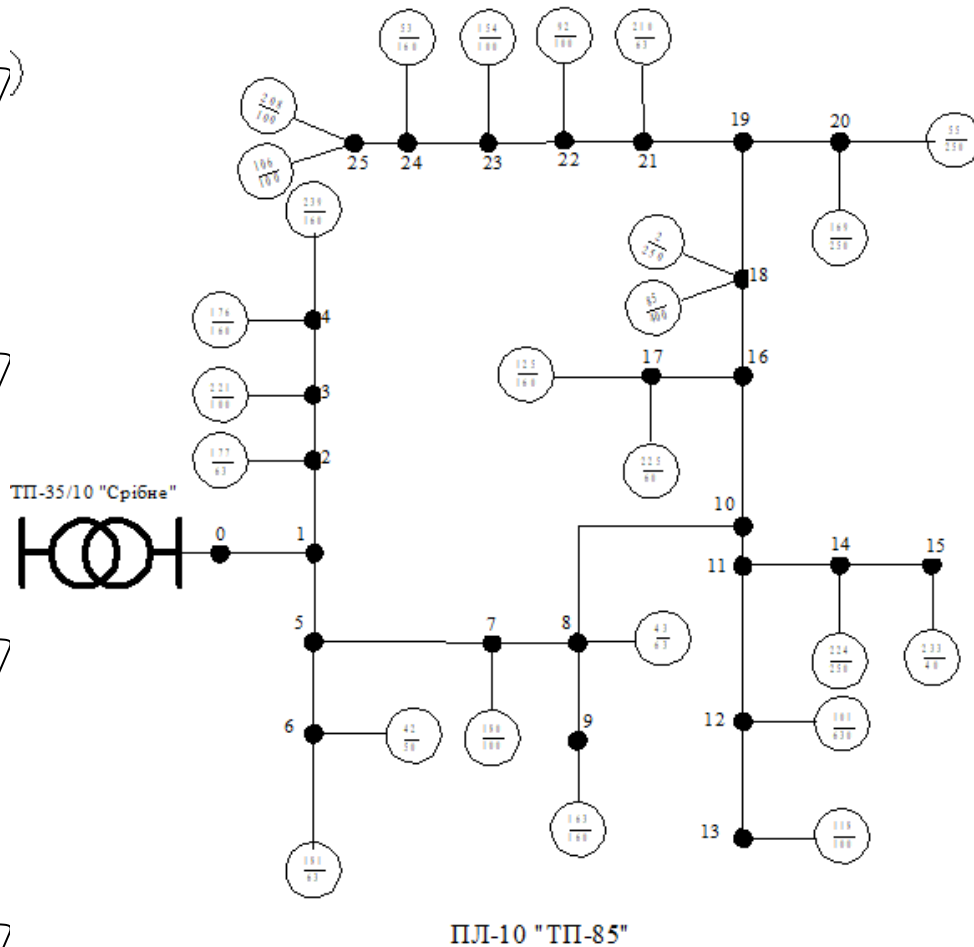


Рис. 1.7. Розрахункова схема ПЛ-10 кВ "ТП-85" РТП-35/10 кВ "Срібне"

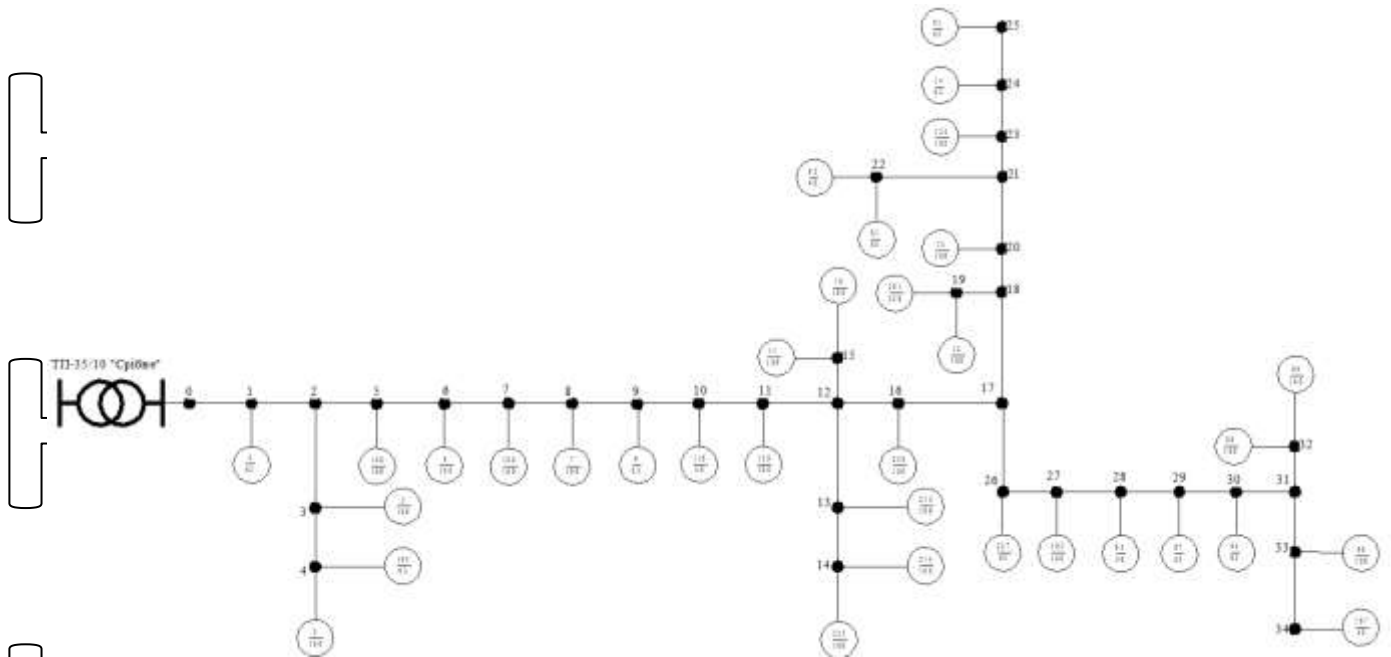


Рис. 1.8. Розрахункова схема ПЛ-10 кВ "Дейманівка" РТП-35/10 кВ "Срібне"

Таблиця 1.3

Розрахунок навантаження ПЛ 10 кВ на 2029 рік

Ділянка	Вид навантаження $P_{вир} / P_{заг}$	Денне, кВт				Вечірнє, кВт			
		$P_{об}$	$P_{дм}$	$\Delta P$ ( $P_{дм}$ )	$P_{д}$	$P_{об}$	$P_{вм}$	$\Delta P$ ( $P_{вм}$ )	$P_{в}$
ПЛ-10 «ТП-95-1»									
14-15	Рвир								
	Рзаг	25,1	24,1	18,0	31,1	60,3	62,7	44,3	107,00
10-14	Рвир				105,00	63,00			63,00
	Рзаг	105,00	31,1	20,9	125,90	107,00	63,00	46	153,00
12-13	Рвир								
	Рзаг	37,20	23,50	15,00	52,20	93,00	58,70	40,50	133,50
11-12	Рвир				105,00	133,5			105,00
	Рзаг	105,00	52,2	38,5	143,50	133,50	105,00	78,00	211,50
10-11	Рвир	167,50	105,00	78,00	245,5	105,00	100,20	74,5	179,5
	Рзаг	167,50	143,50	108,00	275,20	211,50	100,20	74,0	285,50
9-10	Рвир	245,5	105,00	78,00	323,50	179,5	63,00	46,00	225,20
	Рзаг	275,20	125,90	94,80	370,00	285,50	133,00	116,5	402,00
8-9	Рвир				323,50				225,20
	Рзаг	370	23,60	15	385,00	402	59,00	43	445,00
7-8	Рвир	385,00			323,50				225,20
	Рзаг	385,00	39,60	28,00	413,00	445,00	99,00	74,00	519,00
3-7	Рвир				323,50				225,20
	Рзаг	413,00	24,60	16,20	445,50	519,00	61,50	44,30	608,40
			24,80	6,30			62,00	45	
5-6	Рвир				164,20				164,20
	Рзаг	164,20	39,40	28,30	192,50	164,20	98,50	73,30	237,50

4-5	Рвир	164,20	163,00	125,00	289,20	164,20	163,00	125,00	289,20
	Рзаг	192,50	163,00	125,00	317,50	237,50	163,00	125,00	362,50
3-4	Рвир				289,20				289,20
	Рзаг	317,50	60,20	44,00	361,50	362,50	150,40	115	477,50
2-3	Рвир	323,50	289,20	227,00	550,50	289,20	225,20	173,00	462,20
	Рзаг	445,50	361,50	285,00	730,50	608,50	477,50	375,00	983,00
1-2	Рвир	550,50	252,00	188,00	738,2	462,20	151,20	116,00	578,20
	Рзаг	730,50	252,00	188,00	981,50	983,00	151,20	116,00	1099,00
0-1	Рвир				738,2	578,20			578,20
	Рзаг	981,50	23,6	15,50	997,00	1099,00	59	43,00	1142,00
23-24	Рвир				262				157,2
	Рзаг	262	38,9	28	290,00	157,2	97,4	73	280,20
22-23	Рвир				262				157,2
	Рзаг	290,00	24,7	16,2	306,20	230,20	61,8	45	275,20
21-22	Рвир	262	171,00	132,00	394,00	157,2	102,60	75,5	232,70
	Рзаг	306,20	171,00	132,00	438,20	275,20	102,60	75,5	350,70
20-21	Рвир				394,00				232,70
	Рзаг	438,20	25,20	16,70	454,90	350,70	62,00	46,00	396,70
17-20	Рвир				394,00				232,70
	Рзаг	454,90	21,90	13,50	468,40	396,70	54,90	44,00	440,70
18-19	Рвир				394,00				232,70
	Рзаг	21,20			21,20	52,90			52,90
17-18	Рвир				394,00				232,70
	Рзаг	21,80	21,20	13,50	35,30	54,60	52,90	37,50	92,10
16-17	Рвир				394,00				232,70
	Рзаг	468,40	35,30	24,7	493,10	440,70	92,10	68	508,70
15-16	Рвир	394,00	265,00	208,00	602,00	232,70	159	122	354,70
	Рзаг	493,10	265,00	208,00	701,10	508,70	59	122	630,7
14-15	Рвир				602,00				354,70
	Рзаг	701,10	22,80	14,70	715,70	630,70	57,10	40,00	670,70
11-14	Рвир				602,00				354,70
	Рзаг	715,70	22,70	14,60	730,30	670,70	56,80	39,70	710,40
12-13	Рвир				162,0				162,0
	Рзаг	162,0	23,30	14,50	176,50	162,00	56,80	40,50	176,50
11-12	Рвир				162,0				162,0
	Рзаг	176,50	24,40	16,00	192,50	176,50	61,00	45,00	221,50
10-11	Рвир	602,00	162,0	124,00	726,00	354,70	162,0	124,00	478,70
	Рзаг	730,30	192,50	148,00	878,30	710,40	221,50	171,00	881,40
6-10	Рвир	726,00	169,00	130,00	856,00	478,70	101,40	75,00	553,70
	Рзаг	878,30	169,00	130,00	1008,30	881,40	101,40	75,00	956,40
8-9	Рвир				162,50				162,50
	Рзаг	162,50	35,90	25,00	187,50	162,50	89,90	67,00	229,50
7-8	Рвир				162,50				162,50
	Рзаг	187,50	14,80	9,60	197,10	229,50	37,00	26,40	255,90
6-7	Рвир	162,50	97,20	72,50	235,00	162,50	97,20	72,50	235,00
	Рзаг	197,1	97,20	72,50	269,60	255,90	97,20	72,50	328,40
5-6	Рвир	856,00	235,00	181,00	1037,00	553,70	235,00	181,00	734,70
	Рзаг	1008,30	269,60	212,00	1220,30	956,40	328,40	256,00	1212,40
4-5	Рвир				1037,00				734,70
	Рзаг	1220,30	23,80	15,70	1236	1212,40	59,80	44,00	1256,40
3-4	Рвир				1037,00				734,70
	Рзаг	1236	15,40	9,80	1245,80	1256,40	38,50	26,80	1283,20
2-3	Рвир				1037,00				734,70
	Рзаг	1245,80	14,00	9,00	1254,80	1283,20	35,00	24,40	1307,60
1-2	Рвир				1037,00				734,70
	Рзаг	1254,80	21,80	13,50	1268,30	1307,60	54,50	44,00	1351,60

0-1	Рвир				1037,00				734,70			
	Рзаг	1268,30	22,70	14,60	1282,90	1351,60	56,70	39,70	1391,30			
ПІ-10 «ТІ-29»												
7-18	Рвир											
	Рзаг	36,8	21,7	13,50	50,30	92	54,3	44,00	136,00			
16-17	Рвир											
	Рзаг	50,30	18,50	11,7	62,00	136,00	46,30	33,5	169,50			
15-16	Рвир											
	Рзаг	62,00	34,80	24,00	86,00	169,50	86,90	63	232,50			
14-15	Рвир				162,00				162,00			
	Рзаг	86,00	162,00	124	210,00	232,50	62	124	356,50			
10-14	Рвир				162,00				162,00			
	Рзаг	210,00	23,4	15	225,00	356,50	58,6	43	399,50			
12-13	Рвир				239,50				143,70			
	Рзаг	239,50	17,20	12,00	251,50	143,70	42,90	30,40	174,10			
10-12	Рвир				239,50	161,00	124,00	363,50	143,70	96,60	70,50	214,20
	Рзаг	251,50	161,00	124,00	375,50	174,10	96,60	70,50	244,60			
10-11	Рвир											
	Рзаг	20,60	19,90	13,00	33,60	51,60	49,70	36,40	88,00			
9-10	Рвир				363,50	214,20	162,00	124	338,20			
	Рзаг	375,50	225,00	175,00	575,50	399,50	244,60	190,00	654,50			
			33,60	25,00		88,00	65,00					
8-9	Рвир				487,50				338,20			
	Рзаг	575,50	39,00	28,00	603,50	654,50	97,60	72,50	727,00			
7-8	Рвир				487,50	149,5	115,00	602,50	338,20	89,70	67,00	405,20
	Рзаг	603,50	149,5	115,00	718,50	727,00	89,70	67,00	794,00			
6-7	Рвир				602,50				405,20			
	Рзаг	718,50	21,80	14,00	732,50	794,00	54,50	40,00	834,00			
3-6	Рвир				602,50	247,50	195,00	797,50	405,20	148,50	114,00	819,20
	Рзаг	732,50	247,50	195,00	927,50	834,00	148,50	114,00	948,00			
4-5	Рвир				157,00				62,80			
	Рзаг	157,00	20,68	14,00	170,00	62,80	51,50	37,50	100,30			
3-4	Рвир				157,00				62,80			
	Рзаг	170,00	35,60	25,00	195,00	100,30	89,00	66,50	166,80			
2-3	Рвир				797,50	157,00	120,00	917,50	519,20	62,80	46,00	565,20
	Рзаг	927,50	195,00	150,00	1077,50	948,00	166,80	127,00	1075,00			
1-2	Рвир				917,50				565,20			
	Рзаг	1077,50	59,20	44,00	1121,50	1075,00	148,00	114,00	1189,00			
0-1	Рвир				917,50	152,00	117,00	1034,50	565,20	152,00	117,00	682,20
	Рзаг	1121,50	152,00	117,00	1238,50	1189,00	152,00	117,00	1306,00			
ПІ-10 «ТІ-121»												
19-20	Рвир				246,70	163,50	124,5	371,20	148,00	163,50	124,50	272,50
	Рзаг	246,70	163,50	124,5	371,20	148,00	163,50	124,50	272,50			
18-19	Рвир				371,20				272,50			
	Рзаг	371,20	39,20	28,00	399,20	272,50	98,00	73,50	346,00			
7-18	Рвир				371,20				272,50			
	Рзаг	399,20	22,00	14,40	413,60	346,00	54,90	40,50	386,50			
16-17	Рвир				371,20				272,50			
	Рзаг	413,60	38,30	27,40	440,70	386,50	95,70	71,30	457,80			
11-16	Рвир				371,20	158,40	122,00	493,20	272,50	158,40	122,00	394,50
	Рзаг	440,70	8,00	5,00	567,70	457,80	20,00	13,00	592,80			
14-15	Рвир				151,90				92,90			
	Рзаг	151,90	37,20	26,40	181,30	92,90	91,10	68,00	180,90			
13-14	Рвир				151,90				92,90			
	Рзаг	181,30	34,80	24,00	205,30	160,90	86,90	64,50	225,40			

12-13	Рвир	161,50	151,90	115,00	276,50	96,90	92,90	68,5	165,40
	Рзаг	205,30	161,50	124,00	329,30	223,40	96,90	71,00	296,40
11-12	Рвир				276,50				165,40
	Рзаг	329,30	16,60	10,80	340,10	296,40	41,50	29,30	325,70
10-11	Рвир	493,20	276,50	216,00	709,20	394,50	165,40	127,00	521,50
	Рзаг	567,70	340,10	267,00	834,70	592,80	325,70	256,00	848,80
9-10	Рвир	709,20	97,70	72,50	781,70	521,50	97,70	72,50	593,70
	Рзаг	834,70	97,70	72,50	907,20	848,80	97,70	72,50	921,30
7-9	Рвир				781,70				593,70
	Рзаг	907,20	22	15,00	922,20	921,30	54,9	38,50	959,80
7-8	Рвир	239,00	152,60	118,00	357,00	143,40	91,60	68,00	211,40
	Рзаг	239,00	152,60	118,00	357,00	143,40	91,60	68,00	211,40
6-7	Рвир	781,70	357,00	280,00	1061,70	593,70	211,40	163,00	756,70
	Рзаг	922,20	357,00	280,00	1208,20	959,80	211,40	163,00	1137,80
5-6	Рвир		9,2	6,00			23	15,00	
	Рзаг	1208,20	36,50	25,40	1233,60	1137,80	91,30	68,00	1205,80
4-5	Рвир				1061,70				756,70
	Рзаг	1233,60	23,90	15,70	1249,30	1205,80	59,70	43,80	1249,60
3-4	Рвир				1061,70				756,70
	Рзаг	1249,30	23,20	15,50	1264,80	1249,60	57,90	42,30	1292,10
2-3	Рвир				1061,70				756,70
	Рзаг	1264,80	15,50	10,00	1274,80	1292,10	38,70	26,50	1318,60
1-2	Рвир				1061,70				756,70
	Рзаг	1274,80	34,60	24,00	1298,80	1318,60	86,50	62,50	1381,10
0-1	Рвир	1061,70	87,00	63,00	1124,70	756,70	87,00	63,00	819,70
	Рзаг	1298,80	87,00	63,00	1361,80	1381,10	87,00	63,00	1444,10
24-25	Рвир				96,70				96,70
	Рзаг	96,70	39,10	28,00	124,70	97,60	96,70	71,30	169,10
23-24	Рвир	153,90	96,70	72,50	226,40	153,90	96,70	72,50	226,40
	Рзаг	153,90	124,70	94,00	247,90	169,10	153,90	117,00	286,10
22-23	Рвир				226,40				226,40
	Рзаг	247,90	37,80	26,40	274,30	286,10	94,50	70,50	356,60
21-22	Рвир				226,40				226,40
	Рзаг	274,30	39,10	28,00	332,30	356,60	97,60	73,00	429,60
19-21	Рвир				226,40				226,40
	Рзаг	332,30	24,40	16,00	348,30	429,60	60,90	44,50	474,10
19-20	Рвир				275,00				165,00
	Рзаг	275,00	99,00	74,00	349,00	247,50	165,00	128,00	375,50
18-19	Рвир	275,00	226,40	177,00	452,00	226,40	165,00	128,00	354,40
	Рзаг	349,00	348,30	272,00	621,00	474,10	375,50	295,00	769,10
16-18	Рвир	452,00	425,00	337,00	789,00	354,40	255,00	194,00	548,40
	Рзаг	621,00	425,00	337,00	1026,50	769,10	255,00	194,00	1128,10
16-17	Рвир		93,60	68,70	157,00				157,00
	Рзаг	157,00	25,90	17,00	174,00	157,00	64,90	46,30	203,30
10-16	Рвир	789,00	157,00	120,00	909,00	548,40	157,00	120,00	668,40
	Рзаг	1026,50	174,00	134,50	1161,00	1128,10	203,50	156,50	1284,60
12-13	Рвир				40,4				101,00
	Рзаг								
11-12	Рвир				627,00				376,20
	Рзаг	627,00	40,4	28,90	655,90	376,20	101,00	75,00	451,20
14-15	Рвир				14,40				35,00
	Рзаг								
11-14	Рвир				265,00				169,00
	Рзаг	265,00	14,40	9,50	274,50	159,00	35,90	24,90	183,90

10-11	Рвир	627,00	263,00	210,00	837,00	376,20	159,00	122,00	498,20
	Рзаг	655,90	274,50	215,00	870,90	451,20	183,90	143,00	594,20
8-10	Рвир	909,00	837,00	670,00	1579,00	668,40	498,20	398,00	1066,40
	Рзаг	1161,00	870,90	725,00	1886,00	1284,60	594,20	475,00	1789,60
8-9	Рвир								95,60
	Рзаг				159,40				95,60
7-8	Рвир	1579,00	159,40	122,00	1701,00	1066,40	95,60	70,50	1136,60
	Рзаг	1886,00	159,40	122,50	2024,50	1759,60	95,60	70,50	1873,60
5-7	Рвир	1701,00	97,60	72,50	1773,50	1136,60	97,60	72,50	1209,10
	Рзаг	2024,50	97,60	72,50	2097,00	1873,60	97,60	72,50	1916,10
5-6	Рвир								
	Рзаг	22,70	17,04	11,50	34,20	56,70	42,60	30,40	86,80
1-5	Рвир				1773,50				1209,10
	Рзаг	2097,00	34,20	24,00	2121,00	1916,10	86,80	62,50	1978,60
3-4	Рвир	153,50	142,00	108,00	261,50	153,50	142,00	108,00	261,50
	Рзаг	153,50	142,00	108,00	261,50	153,50	142,00	108,00	261,50
2-3	Рвир				261,50				261,50
	Рзаг	261,50	34,70	24,20	285,70	261,50	86,70	63,50	325,00
1-2	Рвир				261,50				261,50
	Рзаг	285,70	21,90	14,30	300,00	325,00	54,90	40,00	365,00
0-1	Рвир	1773,50	261,50	205,00	1978,50	1209,10	261,50	205,00	1414,40
	Рзаг	2121,00	300,00	235,00	2356,00	1978,60	365,00	290,40	2690,00
ПЛ-10 «Дейманівка»									
33-34	Рвир								
	Рзаг				16,20				40,50
31-33	Рвир	16,20			16,20	40,50			40,50
	Рзаг	38,80	16,20	10,50	49,30	97,10	40,50	29,00	126,10
31-32	Рвир	161,30	151,60	116,00	277,30	96,80	91,00	68,00	164,80
	Рзаг	161,30	151,60	116,00	277,30	96,80	91,00	68,00	164,80
30-31	Рвир				277,30				164,80
	Рзаг	277,30	49,30	36,00	313,30	164,80	126,10	94,50	259,30
29-30	Рвир				277,30				164,80
	Рзаг	313,30	25,20	16,00	329,30	259,30	63,10	46,50	305,80
28-29	Рвир				277,30				164,80
	Рзаг	329,30	23,60	15,00	344,30	305,80	59,10	43,00	348,80
27-28	Рвир				277,30				164,80
	Рзаг	344,30	15,80	10,10	354,40	348,80	39,40	28,10	376,90
26-27	Рвир	277,30	164,60	127,50	404,80	164,80	98,80	73,50	238,30
	Рзаг	354,40	164,60	127,50	481,90	376,90	98,80	73,50	450,40
17-26	Рвир				404,80				238,30
	Рзаг	481,90	25,20	16,80	498,70	450,40	63,00	45,50	495,90
24-25	Рвир				21,70				54,30
	Рзаг				21,70				54,30
23-24	Рвир								
	Рзаг	24,30	21,70	13,90	38,20	60,70	54,30	39,70	100,40
21-23	Рвир				161,00				161,00
	Рзаг	161,00	38,20	26,90	187,90	161,00	100,40	74,90	235,90
21-22	Рвир								
	Рзаг	18,50	15,60	10,00	28,50	46,30	39,00	27,60	73,90
20-21	Рвир				161,00				161,00
	Рзаг	187,90	28,50	19,40	207,30	235,90	76,90	54,30	290,20
18-20	Рвир	161,00	159,40	122,60	283,60	161,00	159,40	122,60	283,60
	Рзаг	207,30	159,40	122,60	329,90	290,20	159,40	122,60	412,80
18-19	Рвир	237,00	153,70	117,50	354,50	142,20	92,20	68,30	210,70
	Рзаг	237,00	153,70	117,50	354,50	142,20	92,20	68,30	210,70

17-18	Рвир	354,50	283,60	221,00	575,50	283,60	210,70	163,00	446,60	
	Рзаг	354,50	329,90	253,50	610,00	412,80	210,70	163,00	575,80	
6-17	Рвир	575,50	404,80	320,00	895,50	446,60	238,30	185,00	631,60	
	Рзаг	610,00	498,70	399,50	1009,50	575,80	495,90	394,20	970,00	
12-16	Рвир				895,50				631,60	
	Рзаг	1009,50	41,40	29,50	1039,00	970,00	103,40	76,00	1046	
12-15	Рвир				165,00				99,00	
	Рзаг	165,00	40,50	29,00	194,00	101,30	99,00	74,00	175,30	
13-14	Рвир	111,20	105,00	79,00	190,20	111,20	63,00	46,50	157,70	
	Рзаг	111,20	105,00	79,00	190,20	111,20	63,00	46,50	157,70	
12-13	Рвир				190,20				157,70	
	Рзаг	190,20	39,1	28,00	218,20	157,70	97,50	72,50	280,20	
11-12	Рвир		190,20	147,00	1167,50	631,60	157,70	115,80	820,60	
			165,00	125,00			99,00	74,00		
	Рзаг		1039,00	218,20	168,00	1356,00	1046	230,20	179,00	1359,00
				194,00	149,00			175,30	134,00	
10-11	Рвир				1167,50				820,60	
	Рзаг	1356,00	39,60	28,20	1384,20	1359,00	99,00	74,00	1433,00	
9-10	Рвир				1167,50				820,60	
	Рзаг	1384,20	18,50	12,00	1396,20	1433,00	46,30	33,20	1466,20	
8-9	Рвир				1167,50				820,60	
	Рзаг	1396,20	24,60	16,20	1412,40	1466,20	61,50	44,90	1511,10	
7-8	Рвир				1167,50				820,60	
	Рзаг	1412,40	42,00	30,00	1442,40	1511,10	105,00	86,00	1597,10	
6-7	Рвир	1167,50	169,00	130,50	1298,00	820,60	101,40	75,00	895,60	
	Рзаг	1442,40	169,00	130,50	1572,90	1597,10	101,40	75,00	1672,40	
5-6	Рвир	1298,00	97,70	72,10	1370,10	895,60	97,70	72,10	967,70	
	Рзаг	1572,90	97,70	72,10	1645,00	1672,40	97,70	72,10	1744,50	
2-5	Рвир	1370,10	163,00	124,50	1494,60	967,70	105,00	86,00	1053,70	
	Рзаг	1645,00	163,00	124,50	1769,50	1744,50	105,00	86,00	1830,50	
3-4	Рвир									
	Рзаг	38,90	16,60	10,10	49,00	97,40	41,50	29,50	120,90	
2-3	Рвир									
	Рзаг	49,00	40,40	28,50	77,50	120,90	101,00	75,00	195,90	
1-2	Рвир				1494,60				1053,70	
	Рзаг	1769,50	77,50	58,00	1847,00	1830,50	195,90	143,00	1973,50	
0-1	Рвир				1494,60	1973,50			1053,70	
	Рзаг	1847,00	23,80	15,00	1862,00	1973,50	59,40	42,50	2016,00	

Розраховане навантаження ділянок записуємо в табл. 1.4, і проводимо підсумок всіх потужностей на шинах ліній 10 кВ РТЦ-35/10 «Срібне» використовуючи вечірні і денні максимуми (загальних і виробничих потужностей) відхідних ліній 10 кВ.

Денне навантаження      Вечірнє навантаження

ПЛ- 10 «ТН-95-1»

$$P_{вир} = 738,2 \text{ кВт}$$

$$P_{вир} = 578,2 \text{ кВт}$$

$$P_{заг} = 997 \text{ кВт}$$

$$P_{заг} = 1142 \text{ кВт}$$

ПЛ-10 «ТН-149»

$$P_{вир} = 1037 \text{ кВт}$$

$$P_{вир} = 734,7 \text{ кВт}$$

$$P_{заг} = 1282,9 \text{ кВт}$$

$$P_{заг} = 1391,3 \text{ кВт}$$



ПЛ-10 «ТП-29»	$P_{вир} = 1034,5 \text{ кВт}$	$P_{вир} = 682,2 \text{ кВт}$
	$P_{заг} = 1238,5 \text{ кВт}$	$P_{заг} = 1306,0 \text{ кВт}$
ПЛ-10 «ТП-121»	$P_{вир} = 1124,7 \text{ кВт}$	$P_{вир} = 819,7 \text{ кВт}$
	$P_{заг} = 1361,8 \text{ кВт}$	$P_{заг} = 1444,1 \text{ кВт}$
ПЛ-10 «ТП-85»	$P_{вир} = 1978,5 \text{ кВт}$	$P_{вир} = 1414,1 \text{ кВт}$
	$P_{заг} = 2356 \text{ кВт}$	$P_{заг} = 2690 \text{ кВт}$
ПЛ-10 «Дейманівка»	$P_{вир} = 1494,6 \text{ кВт}$	$P_{вир} = 1053,7 \text{ кВт}$
	$P_{заг} = 1862 \text{ кВт}$	$P_{заг} = 2016 \text{ кВт}$

Загальна потужність денного навантаження на шинах 10 кВ розраховуємо

за допомогою рівняння:

$$P_{заг\ денне} = K_0 \cdot \sum P_{заг\ денне} + \Delta P (P_{заг\ мін\ денне}), \quad (1.4)$$

$$P_{заг\ денне} = 0,825 \cdot (8658,2 + 825 \cdot 997) = 7968 \text{ кВт.}$$

Загальна потужність вечірнього навантаження на шинах 10 кВ

розраховуємо за допомогою рівняння:

$$P_{заг\ вечірне} = K_0 \cdot \sum P_{заг\ вечірне} + \Delta P (P_{заг\ мін\ вечірне}), \quad (1.5)$$

$$P_{заг\ вечірне} = 0,8 \cdot 9189,5 + 965 \cdot (1142) = 8316,6 \text{ кВт.}$$

Отже, максимальна розрахована споживана потужність на шинах 10 кВ

РТП-35/10 кВ "Срібне" має значення 8156,6 кВт, дана потужність припадає на

вечірній максимум.

# НУВБІП України

## 2.1. Перевірка параметрів існуючих силових трансформаторів на РТП

### 35/10 кВ за умови розвитку електричних мереж

Визначаємо розрахункове повне навантаження силових трансформаторів використовуючи рівняння :

$$S_{роз} = 1,12 \cdot S, \quad (2.1)$$

де 1,12 – коефіцієнт, який характеризує втрати потужності при передачі електричної енергії;

НУВБІП України

$$S = \frac{P_{заг.б.}}{\cos \varphi}, \quad (2.2)$$

де  $P_{заг.б.}$  – загальна більша потужність денного, або вечірнього максимумів

( $P_{заг.б.} = 8316,5 \text{ кВт}$ );

НУВБІП України

$\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності, приймаємо рівним 0,8 для денного максимуму.

$$S = 8316,5 / 0,8 = 10395,6 \text{ кВА},$$

$$S_{роз} = 1,12 \cdot 10395,6 = 11643,1 \text{ кВА}.$$

НУВБІП України

На РТП-35/10 «Срібне» на даний час встановлено і використовується 2 трансформатора ТМН-4000 які мають загальну потужність в 8000 кВА. При

врахуванні розвитку електричних мереж з перспективою на 7 років можна побачити, що трансформатори РТП не задовольняють умови для передачі збільшеної потужності, а також належної якості електроенергії.

НУВБІП України

Задля виконання умов, а також забезпечення стабільності в роботі РТП-35/10 «Срібне», модернізуємо РТП і виконуємо заміну наявних трансформаторів на трансформатори ТМН-6300.

НУВБІП України

Відповідно робимо висновок що на РТП-35/10 «Срібне» буде встановлено 2 трансформатора марки ТМН-6300, які будуть включені на паралельну роботу.

Визначасмо навантаження двох трансформаторів за допомогою співвідношення:

– для ТМН-6300:

6300 кВА – 12600 кВА

$S_m = 11643,1$  кВА

$S_m = (11643,1 \cdot 6300) / 12600 = 5821$  кВА.

Визначасмо кількість річних втрат електроенергії (у грошовому вигляді) у трансформаторах за розрахунковою формулою:

$$\Delta C = (\Delta P_{кз} \cdot (S_m^2 / S_n^2) \cdot \tau + \Delta P_{xx} \cdot t) \cdot c, \quad (2.3)$$

де  $S_m$  – максимальна потужність трифазного навантаження, кВА;

$S_n$  – повна потужність трансформатора, кВА;

$U_n$  – номінальна напруга лінійна, кВ;

$\Delta P_{кз}$  – втрати активної потужності при коротких замиканнях в обмотці трансформатора, кВт;

$\Delta P_{xx}$  – втрати активної потужності під час холостого ходу, тобто втрати в сталі трансформатора, кВт;

$\tau$  – кількість річних годин втрат (час втрат), год/рік ( $\tau = 1800$  год/рік);

$c$  – ціна за 1 кВт\*год електроенергії, грн. ( $c = 1,69$  грн);

$t$  – напрацювання трансформатора в годинах (год/рік). Пр роботі трансформатора упродовж року приймаємо  $t = 8760$  год/рік.

Технічні характеристики трансформаторів наведені у табл 2.1.

Таблиця 2.1

Паспортні характеристики трансформаторів

Тип	Потужність $S_n$ , кВА	Номінальна напруга обмоток, кВ		$\Delta P_{xx}$ , кВт	$\Delta P_{кз}$ , кВт	$U_{кз}$ , %	$I_{xx}$ , %
		ВН	НН				
ТМН-4000/35	4000	35	11	5,0	32,0	7,5	0,9
ТМН-6300/35	6300	35	11	7,4	40,0	7,5	0,85

$\Delta C_z = (40 \cdot (5821^2 / 6300^2) \cdot 1800 + 7,4 \cdot 8760) \cdot 1,68 = 212169,97 \text{ грн/рік.}$   
 Визначимо втрати електричної енергії при використанні трансформаторів які встановлені на РТП в даний момент.

Визначаємо навантаження двох діючих трансформаторах за допомогою співвідношення:  
 - для ТМН-4000:  
 $4000 \text{ кВА} - 8000 \text{ кВА}$

$S_m = 8316,5 \text{ кВА}$   
 $S_m = 8316,5 \text{ кВА}$   
 $S_m = (8316,5 \cdot 4000) / 8000 = 4158 \text{ кВА.}$   
 Визначаємо кількість річних втрат електричної енергії (у грошовому вигляді) в діючих трансформаторах.

$\Delta C_{2c} = (32 \cdot (4158^2 / 4000^2) \cdot 1800 + 5 \cdot 8760) \cdot 1,68 = 178147,65 \text{ грн/рік.}$   
 Число, що характеризує частку вартості втрат електроенергії, що приймається до 1 кВт максимальних потужностей навантажень трансформаторів визначається за допомогою розрахункової формули:

$$PB = \Delta C / S_m \quad (2.4)$$

Для трансформаторів обраних з перспективою:  
 ТМН-2500:  $PB = 212169,97 / 5821 = 36,5 \text{ грн/(кВт}\cdot\text{рік).}$   
 Для діючих трансформаторів:  
 ТМН-1600:  $PB = 178147,65 / 4158 = 42,8 \text{ грн/(кВт}\cdot\text{рік).}$

Визначення зменшення питомих втрат виконується за розрахунковою формулою:  
 $\Delta PB = ((\Sigma PB_{ст} - \Sigma PB_{нов}) / \Sigma PB_{ст}) \cdot 100\% \quad (2.5)$   
 $\Delta PB = ((2 \cdot 42,8 - 2 \cdot 36,5) / (2 \cdot 42,8)) \cdot 100\% = 29,5 \%$

Визначення потужності втрат в трансформаторах виконується за розрахунковою формулою:  
 $\Delta P = \Delta P_{хх} + \Delta P_{кз} \cdot (S_m / S_n)^2 \quad (2.6)$   
 Для трансформаторів обраних з перспективою:

$$\Delta P_{2500} = 7,4 + 40 \cdot (5821/6300)^2 = 41,6 \text{ кВт.}$$

Для діючих трансформаторів:

$$\Delta P_{1600} = 5 + 32 \cdot (4158/4000)^2 = 39,6 \text{ кВт.}$$

$K_{Втр}$  - коефіцієнт що відображає частку втрат в трансформаторах на 1 кВт

максимального навантаження трансформаторів РТП, який розраховується використовуючи залежність:

$$K_{Втр} = \Delta P / S_m, \quad (2.7)$$

Для трансформаторів обраних з перспективою:

$$K_{Втр2500} = 41,6/5821 = 0,0071.$$

Для діючих трансформаторів:

$$K_{Втр1600} = 39,6/4158 = 0,0095.$$

Провівши розрахунки можна зробити висновки, що при заміні діючих трансформаторів РТП-35/10 «Срібне» буде знижена частка вартості втрат електроенергії в трансформаторах на 29,5 %, буде знижений коефіцієнт втрати потужності з 0,0095 до 0,0071, а також поліпшиться пропускна здатність СЕИ.

## 2.2. Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів к.з потрібний для подальшого вибору та перевірки

обладнання та струмопровідних частин електричних установок (трансформатори струму і напруги, ізолятори, кабельні ліній, та ін.) на електродинамічну, а також термічну стійкість, здійснення вибору засобів і розробка схеми блискавкозахисту, проектування і налагодження релейного захисту, проведення відбору та обчислення струмообмежуючого та заземлювального устаткування, проведення розрахунку струмів к.з. на відхідних лініях РТП-35/10 «Срібне» .

Для проведення розрахунку струмів к.з використовуємо метод відносних одиниць.

На шинах РТП-35/10 «Срібне» величина потужності короткого замикання складає  $S_{кзи} = 110$  МВА, в свою чергу величина базисної потужності  $S_б = 100$  МВА.

Розрахунок виконуємо для відхідної лінії ПЛ-10 кВ "ТЦ-121" (рис. 2.1).

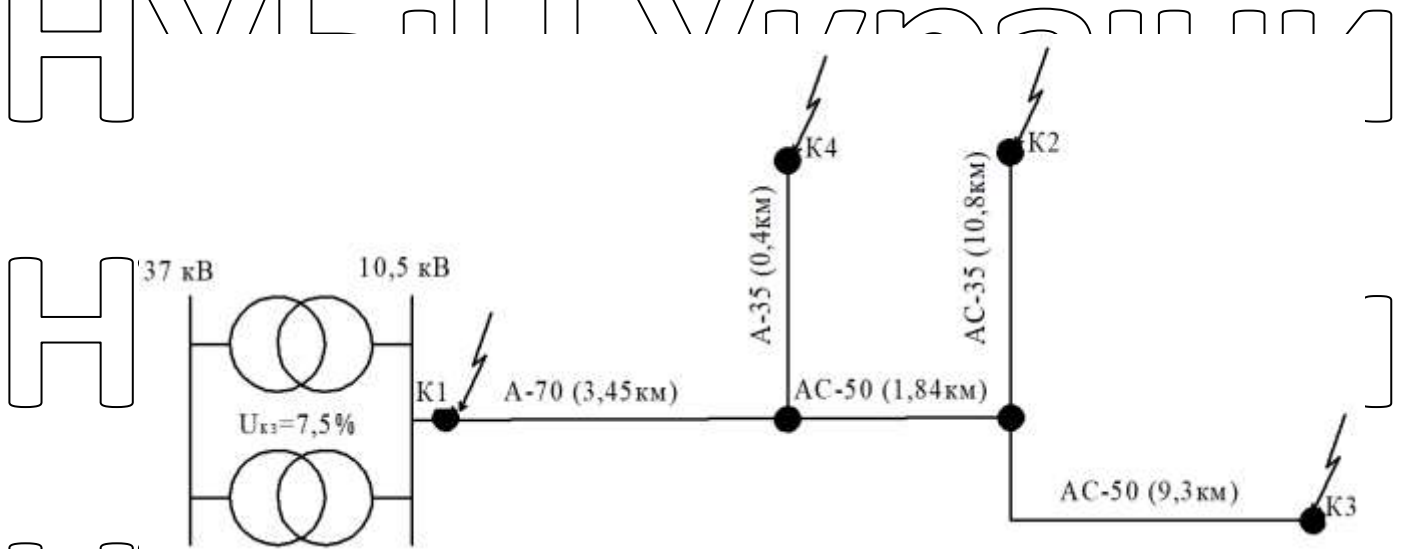


Рис. 2.1 Схема розрахунку струмів к.з на ПЛ-10 кВ "ТЦ-121"

Визначення струмів короткого замикання виконуємо відповідно до методики описаної в [15].

Проводимо розрахунок реактивного опору досліджуваної мережі:

$$X_{сб} = \frac{S_{\sigma}}{S_{кш}}, \quad (2.8)$$

$$X_{сб} = \frac{100}{110} = 0,9.$$

Проводимо розрахунок реактивного опору досліджуваної РТН (два трансформатори включені на паралельну роботу) обчислення проводимо за формулою:

$$X_{мб} = \frac{U_{кз} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{н}}, \quad (2.9)$$

$$X_{мб1} = \frac{7,5 \cdot 100}{100 \cdot 6,3} = 1,19,$$

$$X_{мб2} = \frac{7,5 \cdot 100}{100 \cdot 6,3} = 1,19,$$

$$X_{мб} = \frac{X_{мб1} \cdot X_{мб2}}{X_{мб1} + X_{мб2}} = \frac{1,19 \cdot 1,19}{1,19 + 1,19} = 0,595.$$

Проводимо розрахунок опорів лінії 10 кВ:

- реактивний опір

$$X_{л} = \frac{X_0 \cdot l \cdot S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2}, \quad (2.10)$$

$$X_{л} = \frac{(0,355 \cdot 3,45 + 0,355 \cdot 1,84 + 0,355 \cdot 10,8) \cdot 100}{10,5^2} = 5,18$$

$$X_{л} = \frac{(0,355 \cdot 3,45 + 0,355 \cdot 1,84 + 0,355 \cdot 9,3) \cdot 100}{10,5^2} = 4,7$$

$$X_{л} = \frac{(0,355 \cdot 3,45 + 0,355 \cdot 0,4) \cdot 100}{10,5^2} = 1,24$$

- активний опір

$$R_{л} = \frac{R_0 \cdot l \cdot S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2}, \quad (2.11)$$

$$R_{л} = \frac{(0,42 \cdot 3,45 + 0,603 \cdot 1,84 + 0,79 \cdot 10,8) \cdot 100}{10,5^2} = 10,06$$

$$R_{л} = \frac{(0,42 \cdot 3,45 + 0,603 \cdot 1,84 + 0,603 \cdot 9,3) \cdot 100}{10,5^2} = 7,41$$

$$R_{л} = \frac{(0,42 \cdot 3,45 + 0,85 \cdot 0,4) \cdot 100}{10,5^2} = 1,62$$

Проводимо розрахунок еквівалентних результуючих опорів до точок к. з.

Визначаємо результуючий опір для точки К4 за рівняннями:

- активний опір:

$$R_{резК2} = R_{л}.$$

- реактивний опір:

$$X_{резК2} = X_{сб} + X_{тб} + X_{л} \quad (2.12)$$

$$X_{резК4} = 0,9 + 0,595 + 1,24 = 2,735.$$

- повний опір:

$$Z_{резК1} = \sqrt{R_{резК1}^2 + X_{резК1}^2} \quad (2.13)$$

$$Z_{резК4} = \sqrt{1,62^2 + 2,735^2} = 3,18.$$

Результуючий опір решти точок к.з даної лінії наведений в табл.2.2

## Результуючий опір точок короткого замикання

Ш-10 вВ "ТШ-121"

Опори к.з.	К-1	К-2	К-3	К-4
$R_{рез}$	0	10,6	7,41	1,62
$X_{рез}$	1,495	6,675	6,195	2,735
$Z_{рез}$	1,495	12,53	9,66	3,18

Обчислюємо величину базисних струмів за допомогою рівняння (в точках

К1 – К4):

$$I_{БК} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6}, \quad (2.14)$$

$$I_{БК} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,51 \text{ кА}.$$

Обчислюємо значення струму короткого замикання в точці К1:

Визначаємо діюче значення трифазного струму к. з. за формулою:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{I_{БК1}}{Z_{резК}}, \quad (2.15)$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{5,51}{1,495} = 3,66 \text{ кА}.$$

Визначаємо числове значення ударного струму трифазного к. з.:

$$I_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{кз}^{(3)}, \quad (2.16)$$

де  $K_y$  – ударний коефіцієнт, що має залежність від затухання аперіодичної складової струмів короткого замикання (при замиканні на шинах 10 кВ  $K_y = 1,5$ ; при замиканні в мережі 10 кВ  $K_y = 1,2$ )

$$I_y = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 3,69 = 7,75 \text{ кА}.$$

Визначаємо числове значення діючого ударного струму к. з.:

$$I_{діюч} = I_{кз}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2}, \quad (2.17)$$

$$I_{діюч} = 3,66 \cdot \sqrt{2 + 2 \cdot (1,5 - 1)^2} = 5,78 \text{ кА}.$$

Визначаємо числове значення струму двофазного к. з.:

$$I_{кз}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{кз}^{(3)}$$

$$I_{кз}^{(2)} = 0,87 \cdot 3,66 = 3,18 \text{ кА}.$$



Значення струмів короткого замикання в точках К1-К4 лінії ПЛ-10 кВ

"ТП-121" наведені в табл. 2.3

Таблиця 2.3

**Струми короткого замикання точок К1-К4 ПЛ-10 кВ "ТП-121"**

Струми К. З., кА	ПЛ-10 кВ "ТП-121"			
	К-1	К-2	К-3	К-4
$I_{кз}^{(3)}$	3,69	0,43	0,57	1,73
$I_y$	7,83	0,91	1,2	3,68
$I_{діюч}$	5,83	0,68	0,90	2,74
$I_{кз}^{(2)}$	3,21	0,37	0,49	1,51

Аналогічні розрахунки проводимо для інших ліній ПЛ-10 кВ що відходять від РТП-35/10 «Срібне», відповідно знаходимо значення струмів к.з у всіх розрахункових точках і кінцеві результати заносимо до табл. 2.4.

Схеми для розрахунку струмів к.з. ліній зображені на рис. 2.2 – 2.6.

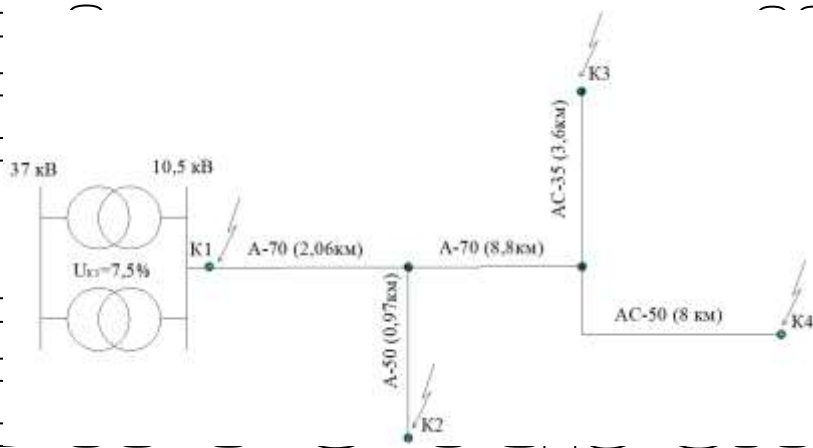


Рис. 2.2 Схема розрахунку струмів к.з на ПЛ-10 кВ "ТП-29"

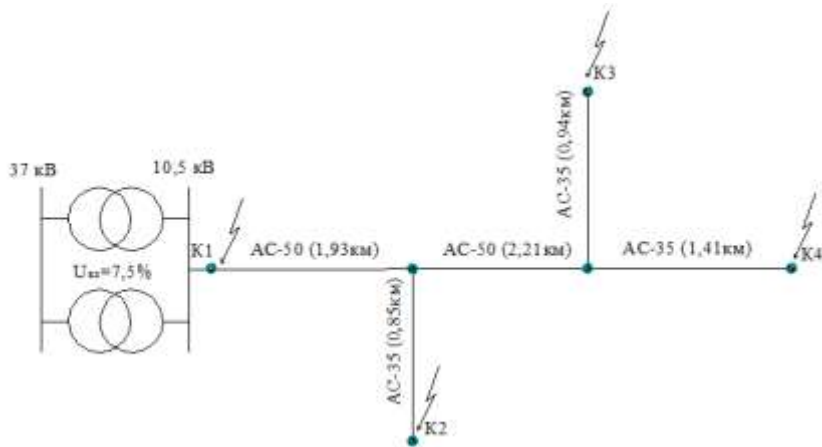


Рис. 2.3 Схема розрахунку струмів к.з на ПЛ-10 кВ "ТП-95-1"

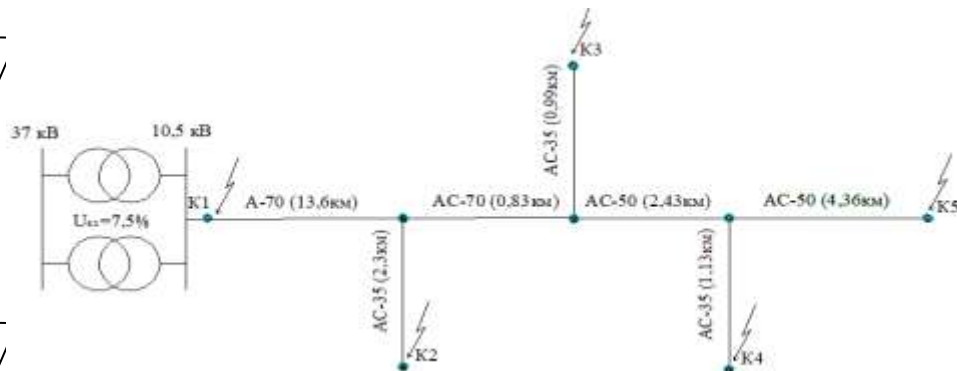


Рис. 2.4 | Схема розрахунку струмів к.з на ПЛ-10 кВ "ТН-149"

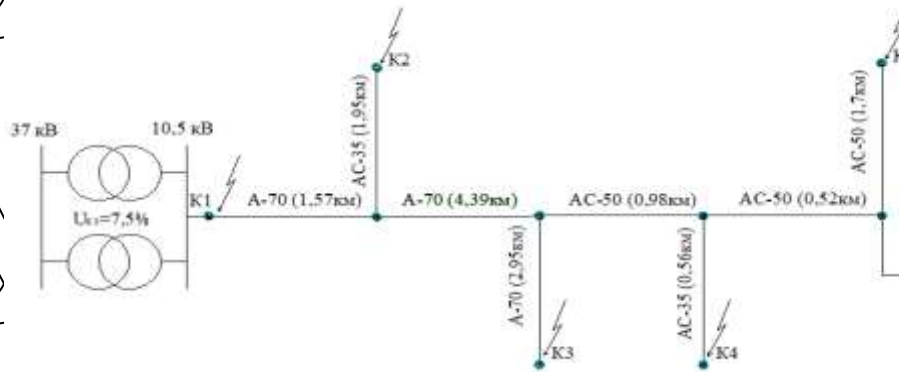


Рис. 2.5 | Схема розрахунку струмів к.з на ПЛ-10 кВ "ТП-85"

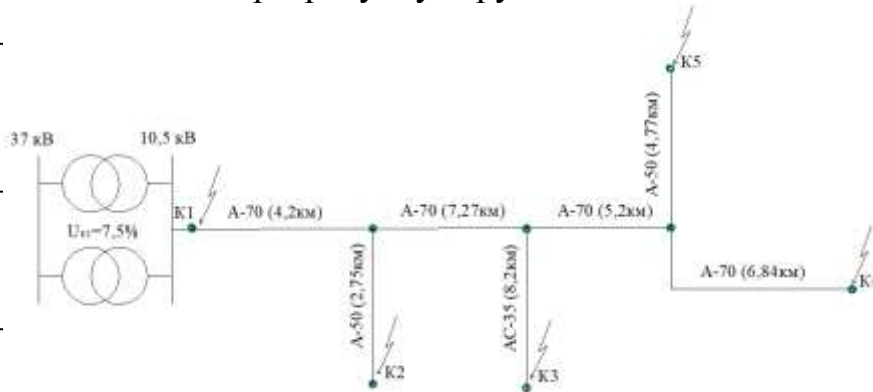


Рис. 2.6 | Схема розрахунку струмів к.з на ПЛ-10 кВ "Дейманівка"

Таблиця 2.4

**Результати розрахунків струму короткого замикання відхідних ліній ПЛ-10 кВ РТП 35/10 кВ "Срібне"**

Струми к.з., кА	Лінії 10 кВ та точки К.З.												
	ПЛ-10 «ТП-95-1»				ПЛ-10 «ТП-149»					ПЛ-10 «ТП-29»			
	K1	K2	K3	K4	K1	K2	K3	K4	K5	K1	K2	K3	K4
$I_{кз}^{(3)}$	3,66	1,89	1,28	1,19	3,66	0,58	0,61	0,52	0,433	3,66	1,96	0,603	0,48
$I_{\Sigma}$	7,75	3,2	2,17	2,01	7,75	0,98	1,04	0,88	0,75	7,75	3,33	1,024	0,82
$I_{\text{доп.}}$	5,78	1,96	1,33	1,23	5,78	0,6	0,64	0,54	0,46	5,78	2,04	0,627	0,50
$I_{кз}^{(2)}$	3,18	1,64	1,11	1,03	3,18	0,5	0,53	0,45	0,39	3,18	1,71	0,525	0,42

Струми К. 3, кА	ПЛІ – 10кВ «ТП-121»				ПЛІ-10 «ТП-85»						ПЛІ-10 «Дейманівка»				
	К1	К2	К3	К4	К1	К2	К3	К4	К5	К6	К1	К2	К3	К4	К5
$I_{кз}^{(3)}$	3,66	0,43	0,57	1,73	3,66	1,66	0,99	1,09	0,92	0,98	3,66	1,14	0,43	0,46	0,38
$I_y$	7,75	0,91	1,2	3,68	7,75	2,82	1,69	1,84	1,56	1,66	7,75	1,93	0,72	0,78	0,64
$I_{дйоч}$	5,78	0,68	0,90	2,74	5,78	1,73	1,03	1,13	0,95	1,02	5,78	1,18	0,44	0,48	0,39
$I_{кз}^{(2)}$	3,18	0,37	0,49	1,51	3,18	1,45	0,85	0,95	0,8	0,85	3,18	0,99	0,37	0,4	0,33

### 2.3. Вибір електричної апаратури розподільчого пристрою 10 кВ

Щоб забезпечити максимальний рівень ефективності і надійності роботи всієї системи електропостачання, потрібно провести осучаснення комірок 10 кВ РТН 35/10 «Срібне», для цього використовуємо комплекти виробництва "Таврида Електрик". Використання даних комплектів обґрунтовується тим, що вони дають змогу проводити монтаж нових, більш надійних вакуумних вимикачів серії ВВ/TEL, замість застарілих масляних вимикачів, які мають гірші характеристики і не забезпечують потрібної надійності СЕП. Відповідно обрані комплекти забезпечать збереження наявних електромеханічних та електромеханічних блокувань, а також дадуть змогу мінімізувати заміну конструктивних елементів комірок.

Вибір обладнання, яке буде використовуватись на РТП виконується за умов нормального режиму роботи і відповідно дане обладнання проходить перевірку при умовах струму к.з в аварійних режимах роботи. При виборі електроустаткування за нормальних умов, потрібно враховувати відключення (аварійне, вивід у ремонт, т.д) одного з двох трансформаторів.

### 2.3.1. Розрахунок та вибір електричних шин

В РП-10 кВ використовуються шини, які мають прямокутний переріз. Проводимо вибір шин за допомогою максимального робочого струму:

$$I_{p.макс} = \frac{1,4 \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (2.18)$$

$$I_{p.макс} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 509,2 \text{ А}$$

де  $S_H$  – номінальна потужність 1-го обраного трансформатора, *кВА*;

$U_H$  – напруга на шинах 10 кВ;

1,4 – коефіцієнт допустимого тривалого перевантаження.

Обираємо відповідно до розрахунку прямокутні алюмінієві шини перерізом 40×5 мм  $I_{доп} = 545 \text{ А}$ .

$$I_{роб.макс} \leq I'_{доп} \quad (2.19)$$

$$I'_{доп} = I_{доп} \cdot \sqrt{\frac{\theta_{доп} - \theta_{макс}}{\theta_{доп} - \theta_0}}$$

де  $\theta_{доп,Al} = 70^\circ \text{C}$ ,  $\theta_0 = 25^\circ \text{C}$ ,  $\theta_{макс} = 30^\circ \text{C}$

$$I'_{доп} = 540 \cdot \sqrt{\frac{70 - 30}{70 - 25}} = 513,8 \text{ А}$$

Шини обрані вірно, оскільки за умовою  $I_{роб.макс} < I'_{доп}$

Проводимо перевірку обраних шин на термічну стійкість використовуючи умову:

$$F_{шин} \geq F_{min} \quad (2.20)$$

де  $F_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{c}$  – являється мінімально допустимим перерізом шин за

умовами термічної стійкості,  $\text{мм}^2$  ( $c = 88 \text{ А}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^2$  (для алюмінію));

$B_k = (I_{к.з.}^{(3)})^2 \cdot t_k$  – значення теплового імпульсу розрахункового струму короткого замикання;

$t_k$  – число яке показує приведений час теплової дії струму к. з.,  $t_k = 1,5 \text{ с}$ .

$$B_k = 3,66^2 \cdot 1,5 = 20 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} ;$$

$$F_{min} = \frac{\sqrt{20 \cdot 10^6}}{88} = 50,95 \text{ мм}^2$$

Відповідно до умови  $200 > 50,95$ , отже шини обрані вірно.

Наступним кроком проводимо перевірку шин на електродинамічну

стійкість:

$$\sigma_{розр} \leq \sigma_{доп}, \quad (2.21)$$

де  $\sigma_{доп} = 70 \text{ МПа}$ ;

$\sigma_{розр}$  – числове значення максимального напруження на шинах, МПа.

$$\sigma_{розр} = \frac{f_{ed} \cdot l^2}{10 \cdot W}, \quad (2.22)$$

де  $l$  – відстань між шиною однієї фази та опорними ізоляторами,  $l = 1,5 \text{ м}$ ;

$W$  – момент опору шин відповідно до осі:

$$W = \frac{b^2 \cdot h}{6}, \text{ м}^3, \quad (2.23)$$

де  $b = 0,04 \text{ м}$  – ширина шини;

$h = 0,005 \text{ м}$  – товщина шини.

$$W = \frac{0,04^2 \cdot 0,005}{6} = 1,33 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3$$

$f_{ed}$  – максимальна сила, яка має вплив на середню фазу:

$$f_{ed} = 1,76 \cdot K_{\phi} \frac{l}{a} \cdot I_y^2 \cdot 10^{-7}, \text{ Н} \quad (2.24)$$

де  $a$  – відстань між осями шин сусідніх фаз,  $a = 0,25 \text{ м}$ ;

$I_y$  – ударний розрах. струм к.з. кА;

$K_{\phi} = 1$ .

$$f_{ed} = 1,76 \cdot 1 \cdot \frac{1,5}{0,25} \cdot 7,75^2 \cdot 10^{-7} = 634,3 \cdot 10^{-7} \text{ Н}$$

$$\sigma_{розр} = \frac{634,3 \cdot 10^{-7} \cdot 1,5^2}{10 \cdot 1,33 \cdot 10^{-6}} = 10,9 \text{ МПа}$$

Відповідно до умови  $10,9 < 70$ , отже шини обрані вірно.

### 2.3.2. Вибір вакуумних вимикачів

Вимикач є, мабуть, найвідповідальнішим апаратом як у системі електропостачання підприємства, і у електричних мережах енергосистеми.

Очевидно, що основною вимогою до вимикача є його висока надійність у всіх можливих режимах експлуатації, яка, у свою чергу, залежить від багатьох параметрів.

Високовольтні вимикачі обирають враховуючи наступні умови:

1. Вибір по номінальній напрузі:

$$U_{н.в} \geq U_{н.}, \quad (2.25)$$

де  $U_{н.в}$  – номінальна напруга обраного вимикача, кВ;

$U_{н}$  – номінальна напруга мережі, кВ.

2. Вибір по номінальному струмові:

$$I_{н.в} > I_{роб.мах.}, \quad (2.26)$$

де  $I_{н.в}$  – номінальний струм обраного вимикача, А;

$I_{роб.мах.}$  – номінальний робочий струм вимикача, А;

3. Вибір по струмові відключення:

$$I_{н.в} \geq I_{в.}, \quad (2.27)$$

де  $I_{н.в}$  – номінальний струм відключення обраного вимикача, кА;

$I_{в.}$  – початкове значення періодичної складової струму к.з, кА.

4. Вибір по електродинамічній стійкості:

$$I_{у.}^{(3)} \leq I_{мах.}, \quad (2.28)$$

де  $I_{у.}^{(3)}$  – числове значення ударного струму, кА;

$I_{мах.}$  – каталожне значення граничного наскрізного струму обраного вимикача кА.

5. Проведення перевірки вимикача на термічну стійкість відповідно до умови використовуючи умову:

$$B_{к} \leq I_{м.н.}^2 \cdot t_{м.н.}, \quad (2.29)$$

де  $B_{к}$  – розрах. значення теплового імпульсу струму, в період к.з;

$I_{м.н.}^2 \cdot t_{м.н.}$  – номінальні значення струму і часу термічної стійкості вимикача.

Проводимо розрахунок значення теплового імпульсу за рівнянням:

$$B_{к} = I_{к.з.}^{(3)} \cdot t_{к.з.}, \quad (2.30)$$

Каталожні дані вибору вакуумного вимикача для ПЛ-10 кВ "ТП-121" заносимо до табл. 2.5 і відповідно порівнюємо їх з розрахунковими даними.

## Вибір та перевірка вакуумних вимикачів

№	Умови вибору	Вимикачі	
		Розрахункові дані	Каталожні дані
1	$U_{н.в.} \geq U_{н.уст.}$	10 кВ	10 кВ
2	$I_{н.в.} \geq I_{р.мах.}$	509,2 А	630 А
3	$I_{н.в.} \geq I_{в.}$	3,18 кА	20 кА
4	$I_{у.} \leq I_{мах.}$	7,75 кА	51 кА
5	$(I_{к.з.}^{(3)})^2 \cdot t_{к.} \leq I_{н.н.}^2 \cdot t_{н.н.}$	20 кА	20 кА
6	Власний час вмикання		70 мс
7	Власний час вимикання		15 мс

Враховуючи всі умови приймаємо рішення обрати вимикач ВВ/TEL-10-20/630 з наявним вбудованим приводом ПЕ.

## 2.3.3. Вибір обмежувачів перенапруг

Для захисту від атмосферних перенапруг, короточасних внутрішніх напруг ізоляції ПЛ та трансформаторів на сторонах ВН, НН, та запобігти при цьому пробоям ізоляції електроустановок, встановлюють обмежувачі перенапруг.

Щоб вибрати ОПН які будуть встановлені в сільських електричних мережах, висувуються наступні вимоги:

1) Найбільша допустима робоча напруга ОПН, при виборі цього параметра повинна виконуватися нерівність:

$$U_{но} \geq U_{мах.} \quad (2.31)$$

В мережах з ізольованою нейтраллю, або з компенсацією ємнісних струмів максимальну робочу напругу прирівнюють відповідно до лінійної напруги мережі (в нашому випадку 10 кВ).

2) Номінальна напруга, яку ОПН зможе витримати, протягом певного часу  $\tau$  має бути більшою за значення тимчасової перенапруги:

$$T \cdot U_{но} \geq U_{перх.} \quad (2.32)$$

де  $U_{перх.}$  – рівень квазістаціонарної перенапруги;

$T$  – припустиме значення кратності перевищення напруги.

Обчислення рівня квазістаціонарних перенапруг виконується за допомогою графіків імовірності дугових перенапруг та залежності дугових

перенапруг від співвідношення активної складової струму замикання до ємнісної, наведених в методичних вказівках до вибору ОПН. Для СЕП с.г. мереж обираємо такі викідні дані для знаходження  $U_{перх}$ : ймовірність внутрішньої перенапруги приймаємо 10%; відношення складових струму замикання активних до ємнісних приймаємо 0,5.

Рівень внутрішніх перенапруг у відповідності з графіками для електричних мереж 10 кВ рівний:

$$U_{перх} = 2,6 \cdot U_{\phi} = 2,6 \cdot 5,78 = 15 \text{ кВ.}$$

Проводимо розрахунок допустимої кратності перенапруг за рівнянням:

$$T = \frac{U_{пер}}{U_{нд}}, \quad (2.33)$$

Для найбільш допустимої напруги ОПН  $U_{нд} = 10,5, 11,5, 12, 12,7$  для напруги нашої мережі 10 кВ має такі значення:  $T=15/10,5=1,4$ ;  $T=15/11,5=1,3$ ;  $T=15/12=1,25$ .

В системі електропостачання сільського господарства максимальна тривалість внутрішньої перенапруги рівна  $\tau = 1...2$  с. У відповідності з графіком, залежності кратності перевищення напруги від часу прикладення напруги, який знаходиться методиці зазначеній вище, можна зробити висновок, умову задовольняють всі типи ОПН, виробництва "Таврида Електрик", окрім ОПН-КР який зможе задовільнити умову, лише в тому випадку, якщо значення  $U_{нд}$  буде більшим або рівним 11,5 кВ.

Для захисту ПЛ і силових трансформаторів (електрообладнання з нормальною ізоляцією) обираємо такі обмежувачі перенапруг ОПН-РС, щоб захистити трансформатори напруги (з полегшеною ізоляцією) – ОПН-КС в яких значення допустимої напруги дорівнює  $U_{нд} = 10,5$  кВ.

3) Оскільки в реальних умовах ОПН неможуть бути розташовані безпосередньо поблизу обладнання, яке захищається. Через наявність відстані між обладнанням та ОПН, виникає підвищення напруги на обладнанні у порівнянні із залишковою напругою на ОПН. Щоб запобігти даному явищу, рівень обмеження має бути на 20 – 25 % нижчим ніж напруга випробування,



повних або ж зрізаних грозових імпульсів. Відповідно ОПН повинен забезпечити необхідний захисний координаційний інтервал за грозовим впливом Агр:

$$A_{gp} = \frac{U_{випр} - U_{зал}}{U_{випр}} \geq (0,2...0,25), \quad (2.34)$$

де  $U_{випр}$  – напруга випробувального грозового імпульсу під час випробування ізоляції обладнання, для напруги 10 кВ обираємо 80 кВ;

$U_{зал}$  – числове значення залишкової напруга на обмежувачі перенапруг при номінальному розрядному струмі,

для ОПН-КС – 33 кВ ( $U_{нд} = 11,5$  кВ);

для ОПН-РС – 42,8 кВ ( $U_{нд} = 12,7$  кВ).

(0,2...0,25) – інтервал апризначений для координації.

Для ОПН-КС:  $A_{gp} = (80-33)/33=1,42 > (0,2...0,25)$  – пристрій обрано вірно оскільки умова виконується;

Для ОПН-РС:  $A_{gp} = (80-42,8)/42,8=0,87 > (0,2...0,25)$  – пристрій обрано вірно оскільки умова виконується.

### 2.3.4. Вибір трансформаторів струму

Живлення всіх струмових вимірювальних приладів, а також приладів релейного захисту здійснюється від трансформаторів струму (ТС). Використовуються ТС з декількома осердями: один або кілька відповідного класу точності для живлення вимірювальних приладів, інші – для релейних захистів.

Таблиця 2.6

#### Умови вибору трансформаторів струму

Параметри трансформатора струму	Умови вибору
Номінальна напруга	$U_{н.т.} \geq U_{н.м.}$
Номінальний первинний струм,	$I_{н1.} \geq I_{р. max}$
Клас точності	*
Номінальний вторинний струм, А	$I_{н2} = 5 \text{ А}$
Кратність струму термічної стійкості динамічної стійкості	$(K_f \cdot I_{н1}) > (I_{кз}^{(3)})^2 \cdot t_k$ $\sqrt{\epsilon} \cdot I_{н1} \cdot K_d > I_f$
Номінальна вторинна потужність	$S_{н2} \geq S_2$

(\*)-у відповідності з приєднувальними приладами.

Розраховуємо максимальний робочий струм лінії ПЛ10 кВ «ТП 121» для подальшого вибору ТС використовуючи рівняння:

$$I_{P.MAKC} = \frac{S_p'}{\sqrt{3} \cdot U_H}, A \quad (2.35)$$

де  $S_p'$  - значення розрахункової потужності лінії 10 кВ.

Значення струму для «ТП 121»  $I_{p.max} = 79,4 A$ .

Номінальний струм на шинах 10 кВ дорівнює 509,2 А.

Відповідно до розрахункових значень приймаємо трансформатор струму ТПЛ-10-0,5/Р для ліній 10кВ (табл. 2.7).

Таблиця 2.7  
Вибір трансформаторів струму

Параметри	Ввід 10 кВ	ПЛ 10 кВ «ТП-121»
Номінальна напруга	10 кВ	10 кВ
Номінальний первинний струм, А	250 А	100 А
Клас точності	0,5/Р	0,5/Р
Номінальний вторинний струм, А	5 А	5 А
Кратність струму: термічної стійкості динамічної стійкості	90 250	90 250
Номінальна вторинна потужність	10 ВА	10 ВА

Виконуємо перевірку найбільш навантаженої фази на вході 10 кВ на необхідний клас точності ТС. Відповідні значення навантаження вторинної обмотки ТС наведено табл. 2.8.

Проводимо розрахунок опіру з'єднувальних проводів на фазі за допомогою рівняння :

$$R_{PP} = \frac{S_{H2} - (\sum S_H + I_{H2}^2 \cdot R_K)}{I_{H2}^2}, \quad (2.36)$$

де  $R_K$  – контактний опір, Ом;  $R_K = 0,1 Ом$ ;

$I_{H2}$  – номінальний вторинний струм, А;  $I_{H2} = 5 A$ ;

$\sum S_H$  – загальна потужність послідовно ввімкнених приладів (амперметрів та лічильника), ВА;

$S_{H2}$  – максимально допустима номінальна потужність ТС  $S_{H2} = 10 \text{ ВА}$ ;

$$R_{\text{пр}} = \frac{10 - (1,995 + 25 \cdot 0,1)}{25} = 0,22 \text{ Ом}$$

Таблиця 2.8

**Дані навантаження вторинної обмотки трансформаторів струму**

Навантаження	Тип	Кількість	Фаза "А"		Фаза "С"	
			Ом	ВА	Ом	ВА
Лічильник активної і реактивної енергії	Інтелектуальний, цифровий	1	0,031	0,245	0,031	0,245
Амперметр	Э-30	1	0,07	1,75	-	-
Всього		2	0,101	1,995	0,031	0,245

Знаходимо потрібний переріз підєднувальних проводів за формулою:

$$F_{\text{пр}} = \rho \cdot \frac{L}{R_{\text{пр}}} \quad (2.37)$$

де  $\rho$  – питомий опір підєднувальних проводів,  $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ ;

$L$  – значення довжини проводів,  $\text{м}$ .

Довжину приєднувальних проводів обираємо з нормативними документами, довжина проводів складає  $L=3 \text{ м}$ , питомий опір міді становить  $\rho=0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ .

$$F_{\text{пр}} = 0,0175 \cdot \frac{3}{0,22} = 0,24 \text{ мм}^2.$$

Відповідно до розрахункового значення обираємо стандартний переріз, але не менше  $2,5 \text{ мм}^2$ , у відповідності зі встановленими нормами для мідних проводів приймаємо провід марки ПБ-2,5.

Знаходимо дійсне значення опору провідника використовуючи формулу:

$$R_{\text{д.пров}} = \frac{\rho \cdot L}{F_{\text{д.пров}}}, \text{ Ом} \quad (2.38)$$

де  $F_{\text{д.пров}}$  – переріз провідника,  $\text{мм}^2$ .

$$R_{\text{д.пров}} = \frac{0,0175 \cdot 3}{2,5 \cdot 10^{-6}} = 0,021 \text{ Ом}.$$

Числове значення повного опору проводів знаходимо за формулою:

$$Z_{\text{пр}} = R_{\text{д.пров}} + X_0 \cdot L, \text{ Ом} \quad (2.39)$$

де  $X_0$  – питомий реактивний опір проводів,  $X_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$ ;

$L$  – довжина проводів,  $L = 3 \cdot 10^{-3} \text{ км}$ .

$$Z_{IP} = 0,021 + 3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,4 = 0,022 \text{ Ом.}$$

Розраховуємо загальний повний опір однієї фази за формулою:

$$\sum Z = Z_{IP} + Z_H + Z_K, \text{ Ом} \quad (2.40)$$

де  $Z_H$  - повний опір послідовно ввімкненого обладнання,  $Z_H = 0,101 \text{ Ом}$ ;

$Z_K$  - повний опір контактів,  $Z_K = 0,1 \text{ Ом}$ .

$$\sum Z = 0,022 + 0,101 + 0,1 = 0,223 \text{ Ом.}$$

Відповідно повна потужність буде дорівнювати:

$$S_{TP} = I_{H2}^2 \cdot \sum Z, \text{ ВА} \quad (2.41)$$

$$S_{TP} = (5)^2 \cdot 0,223 = 5,575, \text{ ВА.}$$

Аналізуючи вище зазначені розрахункові дані, можна зробити висновок, що загальний опір та повна потужність залишаються в нормальних значеннях.

$$\sum Z < 0,4 \text{ Ом} \text{ та } S_{TP} < 10 \text{ ВА.}$$

Дані трансформатори струму вибрано вірно, оскільки вони задовольняють необхідні умови заданого класу точності.

Перевіряємо трансформатори струму на термічну та електродинамічну стійкість при струмах к.з..

Умова для перевірки ТС на термічну стійкість має вигляд:

$$K_{T.POЗ} \leq K_{T.ДOП}, \quad (2.42)$$

де  $K_{T.POЗ}, K_{T.ДOП}$  – відповідно розрахункова та допустима кратність струму;

$$K_{T.ДOП} = 90,$$

$$K_{T.POЗ} = \frac{I_{к.з}^{(3)}}{I_{H.P.}} \cdot \sqrt{t}, \quad (2.43)$$

де  $I_{к.з}^{(3)}$  - трифазний струм к.з. в місці встановленого ТС, А;

$I_{H.P.}$  - значення номінального робочого струму одного з силових трансформаторів;

$t$  - час для проходження струмів к. з.

$$K_{T.POЗ} = \frac{3660}{509,2} \cdot \sqrt{0,4} = 4,55.$$

Отже умова виконується оскільки, кратність струму не перевищує допустимого значення:  $4,55 < 90$ .

Умова для перевірки ТС на електродинамічну стійкість має вигляд::

$$K_{д.роз} \leq K_{д.доп}, \quad (2.44)$$

де:  $K_{д.роз}$ ,  $K_{д.доп}$  - відповідно розрахункова та допустима кратність струму на динамічну стійкість;

$$K_{д.доп} = 175.$$

$$K_{д.роз} = \frac{I_y}{\sqrt{2} \cdot I_{н.р.}}, \quad (2.45)$$

де  $I_y$  - ударний трифазний струм к.з. в місці встановленого ТС, А;

$I_{н.р.}$  - значення номінального робочого струму одного з силових трансформаторів, А.

$$K_{д.роз} = \frac{7750}{\sqrt{2} \cdot 509,2} = 10,76$$

Отже умова виконується оскільки, кратність струму не перевищує допустимого значення:

$$16 < 175.$$

Всі вище зазначені умови виконуються тому робимо висновок, що ТС вибрані вірно.

### 2.3.5. Вибір трансформаторів напруги

Трансформатор напруги призначені для перетворення напруги до величини зручної для вимірювання, а також забезпечення зниження високої напруги, яка в установці змінного струму подається на вимірювальний прилад та реле захисту та автоматики для їхнього живлення.

Трансформатори напруги вибирають виходячи з таких умов:

- за номінальною напругою, щоб виконувалося співвідношення:

$$U_{т.н} \geq U_{н.мер.}, \quad (2.46)$$

де  $U_{т.н}$  – номінальна напруга первинної обмотки, кВ;

- за навантаженням вторинної обмотки трансформатора напруги, кВ:

$$S_{т.н2} \geq S_2, \quad (2.47)$$

де  $S_{т.н2}$  – потужність трансформатора напруги, ВА;

$S_2$  – навантаженням вторинної обмотки, ВА;

за класом точності.

Обираємо ТН марки НТМИ-10 У3, технічні характеристики якого наведені в табл. 2.9.

Таблиця 2.9

Паспортні дані НТМИ-10 У3

Параметри	НТМИ-10 У3
Номінальні напруги обмотки, В	
- первинної	10000
- основної вторинної	100
Номінальна потужність вторинної обмотки, ВА	120
Граничне навантаження, ВА	960

Відповідно до вище представлених умов вибору робимо висновок, що даний ТН підходить для встановлення на РТП

### 2.3.6. Вибір трансформаторів власних потреб

Для забезпечення електроенергії, яка буде використовуватись для власних потреб на РТП встановлюють трансформатори власних потреб. Найбільш відповідальними споживачами електроенергії власних потреб підстанції є оперативні ланцюги, система зв'язку, система охолодження трансформаторів та СК, освітлення, система пожежогасіння, електроприймачі компресорної. Крім того, сюди входять пристрої обігріву, шаф КРУН, приводів РПН та вимикачів.

Визначаємо потужності трансформаторів власних потреб (ТВП) за розрахунковою формулою:

$$S_{ТВП} = 0.01 \cdot (S_{H1} + S_{H2}) = 63 \text{кВа} \quad (2.48)$$

Отже, обираємо два ТВП, які мають однакову марку ТМ-50, однакову потужність і приєднуємо кожен з них до окремої секції шин 10 кВ.

Таблиця 2.10

Паспортні дані трансформатора власних потреб

Тип	Потужність, кВА	Втрати х. х., Вт	Струм х. х., %	Втрати к. з., Вт	Напруга к. з., %
ТМ	63	230	2,4	1460	4,7

## 2.4. Перевірка проводів повітряних ліній 10 кВ на втрату напруги

Підвищення економічності систем електропостачання – важливе завдання сучасної електроенергетики. З нею тісно пов'язані проблеми надійності електропостачання, раціонального використання електричної енергії та підвищення її якості. Велике значення має також комплекс заходів щодо зниження втрат електричної енергії в електричних мережах.

Зниження втрат електроенергії в електричних мережах до мінімального рівня є одним із важливих напрямів енергоефективності. Основними об'єктивними закономірностями, у яких відбувається зростання втрат енергії у електричних мережах є: тенденція до концентрації виробництва електроенергії великих електростанціях; безперервне зростання навантажень електричних мереж, що пов'язане з природним зростанням навантажень споживачів та відставанням темпів приросту пропускної спроможності мережі від темпів приросту споживання електроенергії, а також втрати електроенергії при транспортуванні.

На даний час пропускна спроможність існуючих сільських мереж досить мала, а навантаження постійно збільшується і тому потрібно проводити заходи по зменшенню втрати в них. З цією метою постачальники електроенергії широко практикують передачу електроенергії підвищеної напруги, але це не забезпечує максимального ефекту.

Розподільчі трансформатори (ТП), що встановлені безпосередньо у кінцевих споживачів електричної енергії напругою 10/0,4 кВ завантажено протягом доби нерівномірно. У нічний час та в деякі денні години вони працюють з малим завантаженням. У вечірні (особливо взимку) години спостерігаються піки навантаження, що перевищують номінальну потужність силових трансформаторів в ТП. При нерівномірному графіку навантаження знижується ККД, збільшуються втрати і зменшується коефіцієнт потужності.

Таким чином через труднощі збільшення пропускної здатності кабельних та повітряних ліній та динамічного розвитку мережі, рішенням є вибір оптимального перерізу проводу для ліній з постійно зростаючим навантаженням.

Міжнародні експерти в галузі енергетики ухвалили, що відносні втрати електроенергії при передачі в електричних мережах не повинні перевищувати 4%. Максимально допустимими є втрати електроенергії лише на рівні 10%.

Оскільки економічна і ефективна робота СЕП тісно пов'язана з правильним вибором перерізів проводів ліній, проведемо розрахунок електричної мережі 10 кВ методом приведених витрат. Даний метод полягає в наступному: оскільки в ПЛ для одних і тих самих інтервалів потужності наявні не один, а декілька економічно доцільних перерізів проводів, які дають однакові приведені затрати. Вибрані перерізи проводів необхідно перевіряти на максимальну втрату напруги, яка становить, як зазначалося вище, не більше - 10 % дана величина компенсується пристроями РПН трансформатора.

Проводимо розрахунок втрат напруги в ділянках ПЛ 10 кВ РТП-35/10 кВ "Срібне" на даний час за формулою:

$$\Delta U = \Delta U_{\text{пит}} \cdot S \cdot l, \quad (2.49)$$

де  $\Delta U_{\text{пит}}$  – значення питомих втрат напруги, % на кВА·км;

$S$  – повна потужність на відповідній ділянці лінії, кВА;

$l$  – довжина відповідної ділянки лінії, км.

Розрахункові дані всіх відхідних ліній наведено в Табл. 2.11.

Таблиця 2.11

**Втрати напруги на ділянках лінії електропередач 10 кВ ТП-35/10 кВ**

"Срібне"

Ділянка	$P_{\text{розр}}$ , кВт	$\cos\phi$	$S_{\text{розр}}$ , кВА	Довжина ділянки, км	Провід	Втрати напруги, %		
						$\Delta U_{\text{пит}}$ , %·10 <sup>-3</sup> на кВА·км	на ділянці	від ТП
ПЛ- 10 «ТП-95-1»								
14-15	107,00	0,80	133,75	0,40	АС-35	0,874	0,046759	2,977259
10-14	153,00	0,80	191,25	0,54	АС-35	0,874	0,090262	2,9305
12-13	133,50	0,80	166,875	0,56	АС-35	0,874	0,081675	3,143379
11-12	211,50	0,80	264,375	0,34	АС-35	0,874	0,124774	3,061704
10-11	285,50	0,80	356,875	0,31	АС-35	0,874	0,096692	2,936919
9-10	402,00	0,80	502,5	0,35	АС-50	0,718	0,126278	2,840237
8-9	445,00	0,80	556,25	0,33	АС-50	0,718	0,131798	2,713959



	7-8	519,00	0,80	648,75	0,77	AC-50	0,718	0,338668	2,582161
	3-7	608,50	0,80	760,625	0,76	AC-50	0,718	0,415058	2,223493
	5-6	237,50	0,80	296,875	0,26	AC-35	0,874	0,067462	2,167349
	4-5	362,50	0,80	453,125	0,13	AC-35	0,874	0,051484	2,099887
	3-4	477,50	0,80	596,875	0,46	AC-35	0,874	0,239968	2,048403
	2-3	983,00	0,80	1228,75	1,1	AC-50	0,718	0,970467	1,808436
	1-2	1099,00	0,80	1373,75	0,33	AC-50	0,718	0,325496	0,837969
	0-1	1142,00	0,80	1427,5	0,50	AC-50	0,718	0,512473	0,512473
ПІ-10 «ТІ-149»									
	23-24	290,00	0,80	362,5	0,28	AC-50	0,718	0,06609	9,224148125
	22-23	306,20	0,80	382,75	0,52	AC-50	0,718	0,119418	9,965020125
	21-22	438,20	0,80	547,75	1,10	AC-50	0,718	0,361515	9,293037
	20-21	454,90	0,80	568,625	0,53	AC-50	0,718	0,18082275	9,163248125
	17-20	468,40	0,80	585,5	1,93	AC-50	0,718	0,678009	9,845602125
	18-19	52,90	0,80	66,125	0,3	AC-35	0,874	0,01388625	8,931522
	17-18	92,10	0,80	115,125	0,83	AC-35	0,874	0,066887625	8,982425375
	16-17	508,70	0,80	635,875	1,26	AC-50	0,718	0,4807215	9,167593125
	15-16	701,10	0,80	876,375	0,40	AC-50	0,718	0,21033	8,91763575
	14-15	715,70	0,80	894,625	0,48	AC-50	0,718	0,257652	8,91553775
	11-14	730,30	0,80	912,875	0,29	AC-50	0,718	0,15884025	8,686871625
	12-13	176,50	0,80	220,625	0,32	AC-35	0,874	0,04942	8,70730575
	11-12	221,50	0,80	276,875	0,67	AC-35	0,874	0,129854375	8,65788575
	10-11	881,40	0,80	1101,75	0,10	A-70	0,569	0,0550875	8,528031375
	6-10	1008,30	0,80	1260,375	0,73	A-70	0,569	0,460036875	8,472943875
	8-9	229,50	0,80	286,875	1,00	AC-35	0,874	0,2008125	8,72078075
	7-8	255,90	0,80	319,875	0,3	AC-35	0,874	0,06717375	8,51996825
	6-7	328,40	0,80	410,5	1,00	AC-35	0,874	0,28735	8,4527945
	5-6	1220,30	0,80	1525,375	0,25	A-70	0,569	0,1525375	8,1654445
	4-5	1256,40	0,80	1570,5	1,98	A-70	0,569	1,07186625	8,012907
	3-4	1288,20	0,80	1604	0,43	A-70	0,569	0,241402	6,94104075
	2-3	1307,60	0,80	1634,5	4,50	A-70	0,569	2,5743375	6,69963875
	1-2	1351,60	0,80	1689,5	4,30	A-70	0,569	2,5426975	4,12530125
	0-1	1391,30	0,80	1739,125	2,60	A-70	0,569	1,58260375	1,58260375
ПІ-10 «ТІ-29»									
	17-18	136,00	0,80	170	2,70	AC-50	0,718	0,329562	9,6226595
	16-17	169,50	0,80	211,875	0,60	AC-50	0,718	0,09127575	9,2930975
	15-16	232,50	0,80	290,625	0,40	AC-50	0,718	0,0834675	9,20182175
	14-15	356,50	0,80	445,625	0,31	AC-50	0,718	0,099187213	9,11835425
	10-14	399,50	0,80	499,375	4,00	AC-50	0,718	1,434205	9,019167048
	12-13	251,50	0,80	314,375	2,96	AC-35	0,874	0,8133007	8,660812338
	10-12	375,50	0,80	469,375	0,64	AC-35	0,874	0,2625496	7,847511638
	10-11	88,00	0,80	110	0,50	A-70	0,569	0,031295	7,616257038
	9-10	654,50	0,80	818,125	0,30	A-70	0,569	0,139653938	7,584962038
	8-9	727,00	0,80	908,75	1,60	A-70	0,569	0,827326	7,4453081
	7-8	794,00	0,80	992,5	2,94	A-70	0,569	1,66031355	6,6179821
	6-7	834,00	0,80	1042,5	1,05	A-70	0,569	0,622841625	4,95766855
	3-6	948,00	0,80	1185	2,90	A-70	0,569	1,9553685	4,314826925
	4-5	100,30	0,80	125,375	0,76	A-50	0,709	0,067557065	2,49886114
	3-4	195,00	0,80	243,75	0,3	A-50	0,709	0,051845625	2,43130405
	2-3	1077,50	0,80	1346,875	0,76	A-70	0,569	0,582442625	2,379458425
	1-2	1189,00	0,80	1486,25	1,40	A-70	0,569	1,18394675	1,7970158
	0-1	1306,00	0,80	1632,5	0,66	A-70	0,569	0,61306905	0,61306905
ПІ-10 «ТІ-121»									
	19-20	371,20	0,80	464	0,74	AC-50	0,709	0,24344234	16,01448
	18-19	399,20	0,80	499	0,56	AC-50	0,709	0,19812296	15,77103
	17-18	413,60	0,80	517	0,35	AC-50	0,709	0,12829355	15,57291
	16-17	457,80	0,80	572,25	0,8	AC-50	0,709	0,3245802	15,44462
	11-16	592,80	0,80	741	6,8	AC-50	0,874	3,5725092	15,12004
	14-15	181,30	0,80	226,625	4,9	AC-35	0,874	0,970544225	14,11954

	13-14	225,40	0,80	281,75	4,5	AC-35	0,874	1,10816275	13,149
	12-13	329,30	0,80	411,625	0,7	AC-35	0,874	0,251832175	12,04087
	11-12	340,10	0,80	425,125	0,85	AC-35	0,874	0,24513513	11,78904
	10-11	834,70	0,80	1043,375	0,8	AC-50	0,709	0,5918023	11,54733
	9-10	907,20	0,80	1134	0,6	AC-50	0,709	0,4824036	10,95573
	7-9	922,20	0,80	1152,75	0,44	AC-50	0,709	0,35961189	10,47332
	7-8	357,00	0,80	446,25	0,39	A-35	0,926	0,161158725	10,27487
	6-7	1208,20	0,80	1510,25	0,34	A-70	0,569	0,292172965	10,11371
	5-6	1233,60	0,80	1542	0,58	A-70	0,569	0,50889084	9,821538
	4-5	1249,30	0,80	1561,625	0,41	A-70	0,569	0,364311496	9,312647
	3-4	1264,80	0,80	1581	0,1	A-70	0,569	5,48749129	8,948336
	2-3	1274,80	0,80	1593,5	0,9	A-70	0,569	0,84603135	8,460843
	1-2	1298,80	0,80	1623,5	1,5	A-70	0,569	1,38565725	2,644812
	0-1	1361,80	0,80	1702,25	1,3	A-70	0,569	1,259154325	1,259154
ПЛ-10 «ТП-85»									
	24-25	169,10	0,80	211,375	0,54	AC-50	0,718	0,081954315	9,997394939
	23-24	286,10	0,80	357,625	0,42	AC-50	0,718	0,107845395	9,915440624
	22-23	356,60	0,80	445,75	0,25	AC-50	0,718	0,080012125	9,807595229
	21-22	429,60	0,80	537	0,28	AC-50	0,718	0,10795848	9,727583104
	19-21	474,10	0,80	592,625	0,21	AC-50	0,718	0,089355998	9,619624624
	19-20	375,50	0,80	469,375	0,90	AC-35	0,874	0,369210375	9,899479091
	18-19	769,10	0,80	961,375	0,20	AC-50	0,718	0,13805345	9,530268626
	16-18	1128,10	0,80	1410,125	0,10	AC-50	0,718	0,101246975	9,392215176
	16-17	203,50	0,80	254,375	0,30	AC-50	0,718	0,054792375	9,345760576
	10-16	1284,60	0,80	1605,75	0,22	AC-50	0,718	0,25364427	9,290968201
	12-13	101,00	0,80	126,25	0,10	AC-35	0,874	0,01103425	9,215161081
	11-12	655,90	0,80	819,875	0,10	AC-35	0,874	0,071657075	9,204126831
	14-15	35,90	0,80	44,875	0,16	AC-35	0,874	0,00627532	9,168734201
	11-14	274,50	0,80	343,125	0,10	AC-35	0,874	0,0299891125	9,162458881
	10-11	870,90	0,80	1088,625	0,10	AC-35	0,874	0,093145825	9,132469759
	8-10	1886,00	0,80	2357,5	0,98	AC-50	0,718	1,6588313	9,037323931
	8-9	159,40	0,80	199,25	2,95	A-70	0,569	0,334451088	7,378492631
	7-8	2024,50	0,80	2530,625	0,87	A-70	0,569	1,252735294	7,044041544
	5-7	2097,00	0,80	2621,25	1,10	A-70	0,569	1,4416875	5,79130625
	5-6	86,80	0,80	108,5	1,13	A-70	0,569	0,0613025	4,41092125
	1-5	2121,00	0,80	2651,25	1,29	A-70	0,569	1,71005625	4,34961875
	3-4	261,50	0,80	326,875	1,01	AC-35	0,874	0,288345638	3,275413888
	2-3	325,00	0,80	406,25	0,68	AC-35	0,874	0,223689375	2,98688825
	1-2	365,00	0,80	456,25	0,31	AC-35	0,874	0,123616375	2,763178875
	0-1	2690,00	0,80	3362,5	1,57	A-70	0,569	2,6395625	2,6395625
ПЛ-10 «Дейманівка»									
	33-34	40,50	0,80	50,625	0,62	A-70	0,569	0,0062775	9,773239
	31-33	126,10	0,80	157,625	1,30	A-70	0,569	0,0409825	9,7669615
	31-32	277,30	0,80	346,625	0,86	A-70	0,569	0,0596195	9,7855985
	30-31	313,30	0,80	391,625	0,66	A-70	0,569	0,0516945	9,725979
	29-30	329,90	0,80	412,375	1,27	A-70	0,569	0,157114875	9,6742845
	28-29	348,80	0,80	436	0,43	A-70	0,569	0,056244	9,517169625
	27-28	376,90	0,80	471,125	0,42	A-70	0,569	0,05936175	9,440925645
	26-27	481,90	0,80	602,375	0,80	A-70	0,569	0,14457	9,401563875
	17-26	498,70	0,80	623,375	0,50	A-70	0,569	0,09350625	9,256993875
	24-25	54,30	0,80	67,875	1,11	A-50	0,709	0,0301365	9,512000625
	23-24	100,40	0,80	125,5	0,28	A-50	0,709	0,014056	9,481864125
	21-23	235,90	0,80	294,875	0,17	A-50	0,709	0,0200515	9,467808125
	21-22	73,90	0,80	92,375	1,4	A-50	0,709	0,065173	9,499486625
	20-21	290,20	0,80	362,75	0,73	A-50	0,709	0,105923	9,447756625
	18-20	412,80	0,80	516	0,14	A-50	0,709	0,028896	9,341833625
	18-19	354,50	0,80	443,125	0,45	A-50	0,709	0,0797625	9,392700125
	17-18	610,00	0,80	762,5	0,49	A-50	0,709	0,14945	9,312937625
	16-17	1009,50	0,80	1261,875	0,73	A-70	0,569	0,276350625	9,163487625

Продовження табл. 2.11

12-16	1046,00	0,80	1307,5	4,47	A-70	0,569	0,17538575	8,887137
12-15	194,00	0,80	242,5	0,30	A-70	0,569	0,021825	7,1556045
13-14	190,20	0,80	237,75	3,9	A-50	0,709	0,37089	7,9998995
12-13	230,20	0,80	287,75	4,3	A-50	0,709	0,49493	7,6287095
11-12	1359,00	0,80	1698,75	1,17	A-70	0,569	0,59626125	7,1337795
10-11	1433,00	0,80	1791,25	0,24	A-70	0,569	0,12897	6,53751825
9-10	1466,20	0,80	1832,75	1,19	A-70	0,569	0,65429175	6,40854825
8-9	1511,10	0,80	1888,875	1,30	A-70	0,569	0,73666125	5,7542565
7-8	1597,10	0,80	1996,375	0,26	A-70	0,569	0,15571725	5,01759525
6-7	1672,40	0,80	2090,5	0,97	A-70	0,569	0,6083355	4,861878
5-6	1744,50	0,80	2180,625	0,14	A-70	0,569	0,09158625	4,2535425
2-5	1830,50	0,80	2288,125	2,0	A-70	0,569	1,372875	4,16198625
3-4	120,90	0,80	151,125	1,14	A-70	0,569	0,05168475	2,939040625
2-3	195,90	0,80	244,875	1,61	A-70	0,569	0,18274625	2,907355875
1-2	1973,50	0,80	2466,875	1,30	A-70	0,569	0,96208125	2,78908125
0-1	2016,00	0,80	2520	2,90	A-70	0,569	1,827	1,827

Провівши аналіз таблиці втрат в лініях, бачимо, що втрати в лінії «ТП-121» перевищують допустимі значення, тому проводимо заміну проводів і розраховуємо втрати в лінії, результати заносимо в табл. 2.12

Таблиця 2.10

**Втрати напруги у лінії ПЛ-10 «ТП-121» при заміні проводів**

ПЛ-10 «ТП-121»								
19-20	371,20	0,80	464	0,74	A-70	0,569	0,103008	9,343240971
18-19	899,20	0,80	499	0,56	A-70	0,569	0,083832	9,240232971
17-18	413,60	0,80	517	0,35	A-70	0,569	0,054285	9,156400971
16-17	457,80	0,80	572,25	0,8	A-70	0,569	0,13734	9,102113971
11-16	592,80	0,80	741	6,8	A-70	0,569	1,51164	8,964775971
14-15	181,30	0,80	226,625	4,9	A-70	0,569	0,33313875	8,335977846
13-14	225,40	0,80	281,75	4,5	A-70	0,569	0,3803625	8,002839096
12-13	329,30	0,80	411,625	0,7	A-70	0,569	0,08644125	7,622476596
11-12	340,10	0,80	425,125	0,65	A-70	0,569	0,082899375	7,536035346
10-11	834,70	0,80	1043,375	0,8	A-95	0,477	0,16694	7,453135971
9-10	907,20	0,80	1134	0,6	A-95	0,477	0,13608	7,286195971
7-9	922,20	0,80	1152,75	0,44	A-95	0,477	0,101442	7,150115971
7-8	357,00	0,80	446,25	0,39	A-50	0,709	0,123392588	7,172066559
6-7	1208,20	0,80	1510,25	0,34	A-95	0,477	0,102697	7,048673971
5-6	1233,60	0,80	1542	0,38	A-95	0,477	0,12660972	6,945976971
4-5	1249,30	0,80	1561,625	0,41	A-95	0,477	0,305407001	6,519367251
3-4	1264,80	0,80	1581	6,1	A-95	0,477	4,6002357	6,21396025
2-3	1274,80	0,80	1593,5	0,9	A-95	0,477	0,68408955	1,61372455
1-2	1298,80	0,80	1623,5	1,5	A-95	0,477	0,48705	0,929635
0-1	1361,80	0,80	1702,25	1,3	A-95	0,477	0,442585	0,442585

Після заміни проводів видно, що втрати в лінії змінилися до допустимих значень, найбільші втрати в кінці лінії і складають

В загальному всі лінії, що відходять від РТП 35/10 «Срібне» мають допустимі значення втрат, отже система функціонує нормально, тому заміна проводів для решки ліній не потрібна.

### 3.1 Необхідність модернізації системи обліку

Втрати електроенергії в електричних мережах – найважливіший показник ефективності та рентабельності їх роботи. Основною проблемою в організації робіт щодо зниження комерційних втрат є застаріле обладнання та типи приладів обліку. Головний шлях для скорочення комерційних втрат – впровадження в систему електропостачання систему інтелектуального обліку.

У зв'язку з переходом економіки країни на ринкові умови роботи важливого значення набувають питання достовірного обліку електроенергії на всіх ділянках та рівнях її виробництва, передачі та споживання.

До останнього часу в Україні були відсутні підприємства з випуску необхідного спектру вимірювальної техніки, засобів збору, передачі та обробки інформації. Відсутня нормативна база та концепція створення зазначених пристроїв. В даний час багато підприємств країни та іноземні фірми пропонують різного типу та рівня прилади та інформаційно-вимірювальні системи. Тому Науково-технічною Радою Міненерго України прийнято рішення щодо розробки галузевої програми та концепції розвитку автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку.

Очевидно, що різке загострення проблеми зниження втрат електроенергії в електричних мережах потребує активного пошуку нових шляхів її вирішення, нових підходів до вибору відповідних заходів, а головне до організації роботи зі зниження втрат. У зв'язку з різким скороченням інвестицій у розвиток та технічне переозброєння електричних мереж, у вдосконалення систем управління їх режимами, обліку електроенергії, виникла низка негативних тенденцій, що негативно впливають на рівень втрат у мережах.

При цьому є проблеми організації робіт зі зниження комерційних втрат:

- втрати при виставленні рахунків:

- обумовлені неточністю даних про споживачів електроенергії, у тому числі, недостатньою або помилковою інформацією про укладені договори на користування електроенергією;

- помилки при виставленні рахунків через відсутність точної інформації щодо них та постійного контролю за актуалізацією цієї інформації;

- відсутність контролю та помилки у виставленні рахунків клієнтам, які користуються спеціальними тарифами;

- відсутність контролю та обліку відкоригованих рахунків тощо.

• порушення правил користування електроенергією (розкрадання);

• неплатоспроможність населення.

В умовах відсутності коштів на розвиток, реконструкцію та модернізацію електричних мереж стає очевидним, що кожна гривня, вкладена сьогодні у вдосконалення системи обліку, що окупається значно швидше, ніж витрати на підвищення пропускної можливості мереж і навіть компенсацію реактивної потужності.

З використанням сучасних інформаційних технологій має бути введена розробка високоефективної системи автоматичного обліку енергоспоживання.

Повинні проходити структурні реформи в електроенергетиці, що зачіпають проблеми оптимального енергоуправління та активізують шлях зменшення витрат та збільшення доходів від продажів.

### **3.2 Відомості про системи моніторингу електроспоживання.**

В Україні розроблено та загальним рішенням низки міністерств та відомств затверджено концепцію побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах оптового ринку.

Автоматизована система контролю та обліку електричної енергії (АСКОЕ)

- це сукупність програмних та технічних засобів, спеціалізованих для автоматичного обліку електроенергії та автоматичного управління процесом електроживлення. Використання цієї системи дозволяє отримати правильну інформацію про витратах споживаної електричної енергії та потужності.

Основним принципом роботи та призначенням системи контролю обліку електроенергії є збір інформації споживачів електричної енергії з напруги та потужності для обробки отриманої інформації та створення звіту.

Відповідно до Концепції, АСКОЕ повинна бути розподіленою багаторівневою системою вимірювань, обробки, зберігання та передачі даних комерційного обліку та будуватися на принципах відкритості архітектури та розподіленого функціонування (Рис 3.1). Документи, що описують протоколи інформаційної взаємодії з лічильниками електроенергії, обладнанням збору даних, повинні полягати у розпорядженні операторів систем комерційного обліку електричної енергії та головного оператора.

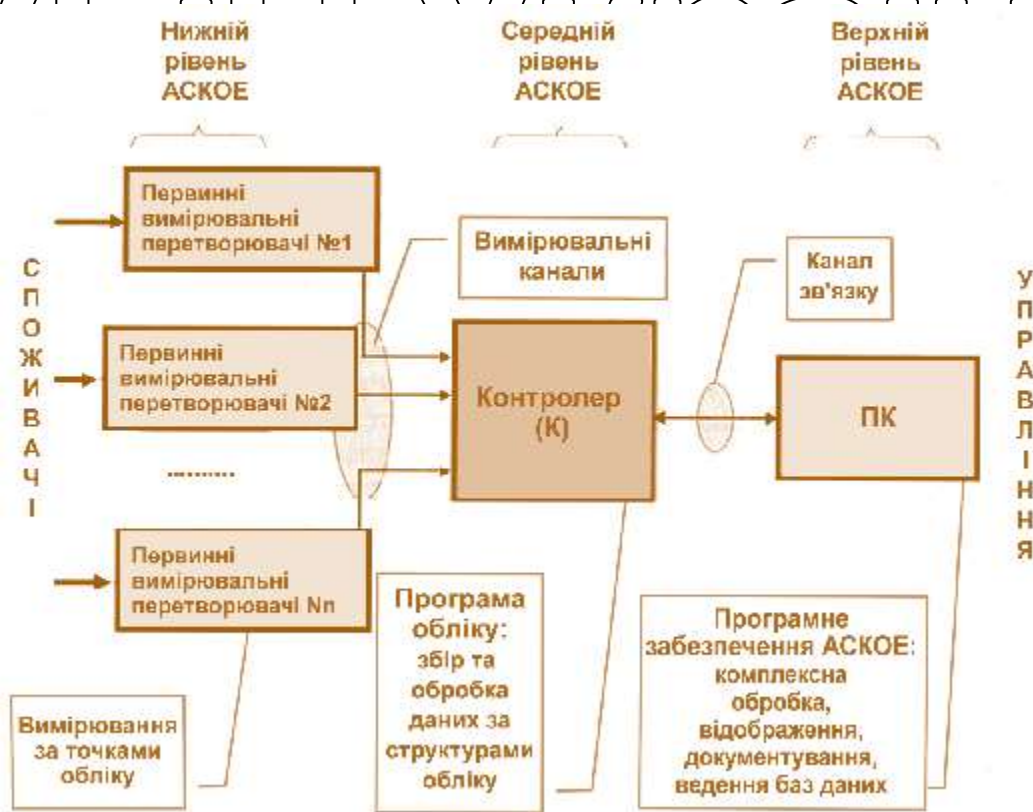


Рис 3.1 Узагальнена схема рівнів АСКОЕ

Перший рівень - первинні вимірювальні прилади з телеметричними або цифровими виходами, що здійснюють безперервно або з мінімальним інтервалом усереднення вимірювання параметрів енергообліку споживачів.

Другий рівень - пристрої збору та підготовки даних, спеціалізовані вимірювальні системи або багатofункціональні програмовані перетворювачі з

вбудованим програмним забезпеченням енергообліку, що здійснюють у заданому циклі інтервалу усереднення цілодобовий збір вимірювальних даних з територіально розподілених вимірювальних приладів, накопичення, обробку та передачу цих даних на наступний рівень

Третій рівень - персональний комп'ютер (ПК) або сервер центру збору та обробки даних зі спеціалізованим програмним забезпеченням АСКОВЕ, який здійснює збір інформації з пристроїв збору та підготовки даних, підсумкову обробку цієї інформації як за точками обліку, так і за їх групами - за підрозділами та об'єктам підприємства, документування та відображення даних обліку у вигляді, зручному для аналізу та прийняття рішень оперативним персоналом служби головного енергетика та керівництвом підприємства.

Автоматизована системи комерційного обліку енергоресурсів дозволяють об'єднувати інформацію з усіх систем контролю ресурсів, які використовують стандартизовані канали передачі даних з можливістю здійснювати їх перегляд, а також контролювати стан і роботу приладів обліку. Будь-який сучасний виробничий процес потребує значних обсягів різних видів енергоресурсів. Їх використання неможливе без точного контролю за обсягами споживання, а для цього необхідне впровадження систем комплексного обліку енергоресурсів.

Автоматизація систем контролю та обліку споживання енергетичних ресурсів дозволяє:

- створювати єдину інформаційну платформу для контролю за генерацією, розподілом та споживанням;
- вести прозору систему обліку, що дозволяє проводити розрахунок використання як за окремими категоріями виробництва, так і за видами;
- підвищувати ефективність споживання та сприяти зниженню питомих витрат шляхом зниження перевитрати;
- виявляти основні джерела втрат;
- оптимізувати їх розподіл за окремими виробничими об'єктами;
- підвищувати точність планування, грунтуючись на порівнянні показників поточних даних та фактичного споживання у попередні періоди;

- реалізувати перспективні завдання щодо довгострокового та оперативного прогнозування.

В енергетичній компанії свідчення з понижуючих підстанцій промислових підприємств використовується як для розрахунків за спожиту електроенергію та потужність, так і для контролю за дотриманням договірних режимів.

Для оперативного контролю за дотриманням режимів на центральному диспетчерському пункті здійснюється прийом п'яти та тридцяти хвилинних значень потужності. На підставі цих даних приймається рішення про обмеження навантаження підприємства, а у випадки перевищення встановлених величин

потужності виставляються штрафні санкції. Після закінчення розрахункового періоду здійснюється щомісячний збір інформації з систем обліку для аналізу.

Вибір електронних лічильників для використання в АСКУЕ повинен ґрунтуватися як на технікоекономічних, так і комунікаційно-інформаційних характеристиках. Перевага надається лічильникам, мають стандартний та відкритий протокол обміну за цифровими інтерфейсів.

Зібрана інформація дозволить переглядати:

-покази рахункових механізмів лічильників на початок та закінчення розрахункового періоду;

-електроспоживання по кожному розрахунковий лічильник;  
-максимальне значення потужності у родини максимуму за розрахунковий період із зазначенням дати та часу їх досягнення за абонентом, його субабонентам та вузлу споживання;

-сумарне електроспоживання по абоненту, його субабонентам та вузлу споживання, як за активною, так і з реактивною енергії з урахуванням нічний та денний зон доби.

Також у зв'язку з дефіцитом потужності в енергетичній компанії велике значення набуває цілеспрямованого регулювання режимів електроспоживання промислових підприємств з метою вирівнювання графіків навантаження.



Це можна зробити:

- економічними методами з використанням багатоставкових, диференційованих за часом діб тарифів;

- оперативним контролем за електроспоживанням із боку енергосистеми та споживачів;

- безпосереднім управлінням навантаженням підприємств для вирівнювання графіка.

Вирішення зазначених завдань можливе тільки за умови широкого впровадження на підприємствах автоматизованих систем контролю та обліку

електроспоживання (АСКОЕ), що дозволяють:

Підвищити точність, оперативність та достовірність обліку витрати електроенергії та потужності;

- виконувати оперативний контроль за режимами електроспоживання, в тому числі контроль договірних величин електроенергії та потужності;

- оперативно пред'являти санкції підприємствам за перевищення договірних та дозволених величин потужності.

Внаслідок модернізації обліку електроенергії з застосуванням автоматизованої системи (АСКУЕ) в енергетичній компанії дає можливість

енергосистемі:

вести в автоматизованому режимі жорсткий контроль за споживанням енергії та потужності підприємствами-абонентами;

- організувати відключення порушників режимів;

- виставляти штрафні санкції підприємствам у разі перевищення ними договірних величин;

- здійснювати розрахунки за спожиту енергію та потужність;

- підвищити клас точності та чутливості лічильників електроенергії;

- оперативно використовувати дані з електроспоживання у процесі прийняття рішень щодо закупівлі електроенергії

- впровадження сучасних технологій допоможуть точно підрахувати та довести, яку економію будуть приносити ті або інші заходи. Таким чином виправдати покупку нового енергозберігаючого обладнання.

- можливо, визначити енерговитрати на конкретні технологічні процеси та ще більше знизити споживання електроенергії і, отже, оплату за неї.

Це дає не тільки економічний ефект, але й підвищує відповідальність споживачів за використання електроенергії, спонукає їх проводити енергозберігаючі заходи з метою скорочення енергоспоживання. Так само

система дистанційного керування абонентською мережею дає можливість

енергетичній компанії кардинально змінити підхід до системи управління взаємовідносинами з абонентами та перейти від традиційного ручного, негнучкого, бюрократичного управління.

Як висновок можна сказати, що використання АСКОВЕ дозволить

енергосистемі здійснювати цілеспрямоване регулювання режимів електроспоживання, істотно знижуючи при цьому дефіцит потужності в енергосистемі і більш повно забезпечуючи електропостачання споживачів.

### **3.3 Рішення компанії Schneider Electric для енергоефективності в електричних мережах.**

Незважаючи на те, що в даний час можна отримати економію енергії до 30%, цей потенціал скорочується і може бути справді зрозумілий з погляду відмінностей, які існують між активними та пасивними формами енергоефективності.

Активна та пасивна енергоефективність

Пасивна енергоефективність досягається за рахунок таких заходів, як зниження втрат тепла та використання обладнання, яке потребує мало енергії.

Активна енергоефективність досягається шляхом створення інфраструктури для вимірювання, моніторингу та контролю використання енергії з метою вироблення довгострокових заходів



Рис. 3.2 Рішення щодо підвищення енергоефективності протягом життєвого циклу

Економію від 5 до 15 % можна отримати шляхом реалізації пасивної енергоефективності.

Типові заходи включають виведення з експлуатації надлишкових систем, використання високоефективних двигунів та освітлення, корекції коефіцієнта потужності. Більше істотна економія може бути досягнута за рахунок реалізації активних заходів щодо підвищення енергоефективності.

Як правило:

- Економія до 40 % енергії, що споживається двигунами, за рахунок впровадження систем управління та автоматизації моторизованих агрегатів.

- Економія до 30 % енергії, яку споживає система освітлення, за рахунок впровадження автоматизованого керування режимом оптимального використання.

Метод активної ефективності не вимагає встановлення нового енергоефективного обладнання, він може бути застосований до всіх типів обладнання. Хороше управління має важливе значення для досягнення максимальної енергоефективності - немає сенсу встановлювати

енергозберігаючі лампи, якщо ви залишатимете їх включеними в порожніх кімнатах!

Однак важливо пам'ятати, що вся економія може бути втрачена з таких причин:

- незаплановані / некеровані простої обладнання та процесів;
- відсутність засобів автоматизації/регулювання двигунів, систем опалення тощо;
- нездатність забезпечити економію енергії вживаними заходами протягом усього терміну експлуатації.

Крім цього, якщо енергопостачальна організація вноситиме часті зміни в електричні ці зміни будуть впливати на обладнання, підключене до цієї мережі, і цей факт повинен спонукати до пошуку негайних та суттєвих заходів щодо оптимізації.

Енергоефективний підхід повинен враховувати й інші параметри (температура, світло, тиск і т.д.), оскільки при припущенні, що енергія перетворюється без будь-яких втрат, насправді частина обладнання може споживати більше корисної енергії, ніж виробляє.

Для економії енергії може бути вжито ряд різних заходів.

#### 1. Зниження енергоспоживання

Зниження споживання електроенергії для досягнення тих самих результатів (наприклад, використання енергозберігаючих ламп дозволяє отримати те ж значення освітленості при менших витратах на електроенергію) або зменшення споживаної потужності до допустимого мінімуму (скорочення кількості ламп у деяких зонах до значення, що забезпечує необхідний рівень висвітлення).

#### 2. Економія електроенергії

Заходи, спрямовані на зниження ціни за 1 одиницю електроенергії, а не за її загальною вартістю. Наприклад, перенесення певних процесів або процедур на нічний час споживання енергії здійснювалося за нижчими нічними тарифами. Крім того, відключення навантаження в піковий час також може бути прикладом.

### 3. Безперервність електропостачання

Сприяє підвищенню рівня ефективності виробництва за відсутності простоїв, а також дозволяє уникнути втрат енергії, пов'язаних з частими перезапусками та додатковою роботою через виниск бракованої продукції.



Рис.3.3 Комплексна стратегія енергозбереження

Коли йдеться про енергозбереження, багато хто має на увазі встановлення енергозберігаючих споживачів (двигунів, нагрівальних та освітлювальних приладів). Менш очевидною є економія за рахунок встановлення різних пристроїв керування та вимірювання та відповідного програмного освітлення.

Для швидких перевірок, які можна виконувати на постійній основі. Стимулювання реєстрації даних та їх поширення може допомогти утримувати всі параметри в актуальному стані, але електричні мережі швидко розвиваються і постійно виникають питання про їхню здатність справлятися з новими розробками. Маючи це на увазі, система моніторингу передачі та споживання енергії в змозі надати всю інформацію, необхідну щодо повного аудиту системи. Крім електроенергії, такий аудит буде охоплювати воду, повітря, газ та пару.

Стандартизовані виміри, порівняльний аналіз та дані про споживання енергії можуть бути використані для визначення ефективності процесів та промислових установок.

Для швидкого, обґрунтованого прийняття рішень Відповідні плани дій можна реалізувати. До них відносяться системи управління та автоматизації для освітлення будівель, ПЧ, автоматизація процесу тощо. Запис інформації про ефективне використання обладнання дозволяє точно визначити доступну потужність у мережі або потужність трансформатора і встановити, як і коли повинні бути виконані роботи з технічного обслуговування (прийняття своєчасних заходів).

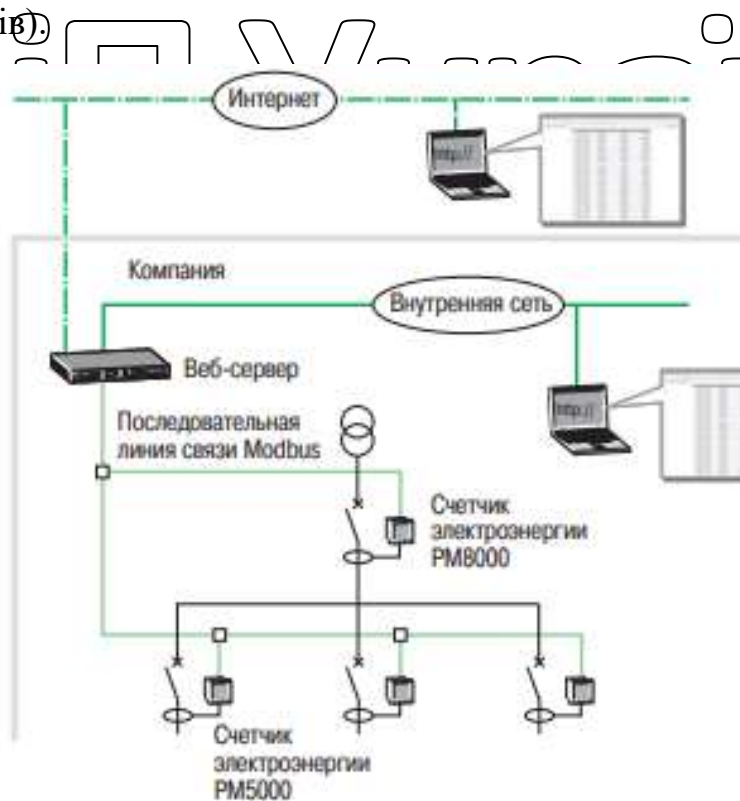


Рис 3.4 Приклад внутрішньої інформаційної мережі, захищеної сервером (EGX300 - Schneider Electric) та моніторинг через Інтернет.

Пристрої типу "Розумний щит" (Smart Panel) є електричними розподільчим щитом з повністю цифровими з'єднаннями, які включають 3 основні функції:

- вимірювання з вбудованим автономним обліком та можливістю управління;

НУБІП УКРАЇНИ

- підключення із вбудованими інтерфейсами зв'язку, готовими до підключення до системи розподілення електроенергії для платформ керування енергоспоживанням;

НУБІП УКРАЇНИ

- збереження, тобто. забезпечення переваги енергетичної ефективності шляхом моніторингу режимі реального часу та контролю, а також доступ до онлайн-сервісів. За допомогою вбудованих вимірювальні пристрої Розумний щит є природним джерелом даних в електроустановці. Інформація може бути розміщена на локальному дисплеї або надіслана через мережу зв'язку. Інтерфейсні пристрої

НУБІП УКРАЇНИ

реалізовані так, що передача здійснюється простим та дешевим способом. Використовуються найсучасніші та найефективніші технології:

НУБІП УКРАЇНИ

1. Modbus: передачі інформації всередині розподільчих щитів, між компонентами;

НУБІП УКРАЇНИ

2. Ethernet або Wi-Fi: всередині будівель, з'єднуючи розподільний щит із комп'ютерами;

НУБІП УКРАЇНИ

3. Ethernet на базі DSL/GPRS: підключення електричної розподільної системи до онлайн-сервісів.



НУБІП УКРАЇНИ

Рис. 3.5 Пристрій зв'язку – сервер обліку енергоресурсів Com'X 200, розроблений компанією Schneider Electric для Розумного щита (Smart Panel)

НУБІП УКРАЇНИ

Розумні щити призначені для контролю електроенергії в установці прямо на джерелі. Це найкращий спосіб для того, щоб дізнатися, як використовується

енергія. Вони працюють у широкому діапазоні потужності; від остаточного розподілу до головного розподільного щита. Вони пропонують великі можливості відображення даних, локально та в режимі онлайн, де доступ до Інтернету.

Вони забезпечують моніторинг та управління системою в реальному часі. Найважливіша інформація може бути відображена на локальному моніторі: потужність, споживання енергії, стан обладнання, сигналізації.

Також можливе керування розподільчим пристроєм: увімкнення, відключення, скидання пристроїв захисту.

На локальному екрані, комп'ютері, диспетчерській або мобільній платформі надається доступ до основних даних та функцій, таких як:

- виявлення піків попиту чи аномальне споживання енергії;
- план довгострокового використання енергії;
- аналіз споживання енергії, що робить енергозбереження ефективним;
- надання інформації для корекційного, профілактичного чи діагностичного обслуговування.

Інформація доступна на ПК для менеджера системи за допомогою веб-сторінок, доступних при використанні стандартного браузера. Доступ також надається зовнішнім експертам для аналізу та оптимізації.

Система моніторингу та управління енергією фізично дуже схожа на електричну розподільну систему, що перетинається з нею і часто копіює

Схема представлена на рис. 3.6 , представляють можливі приклади та відображають вимоги, зазвичай пов'язані з елементами розподілу (кількість фідерів, кількість та якість необхідної енергії, цифрові мережі, система керування тощо). Вони допомагають візуалізувати та пояснити різні методи, які можуть бути використані для підвищення ефективності використання енергії



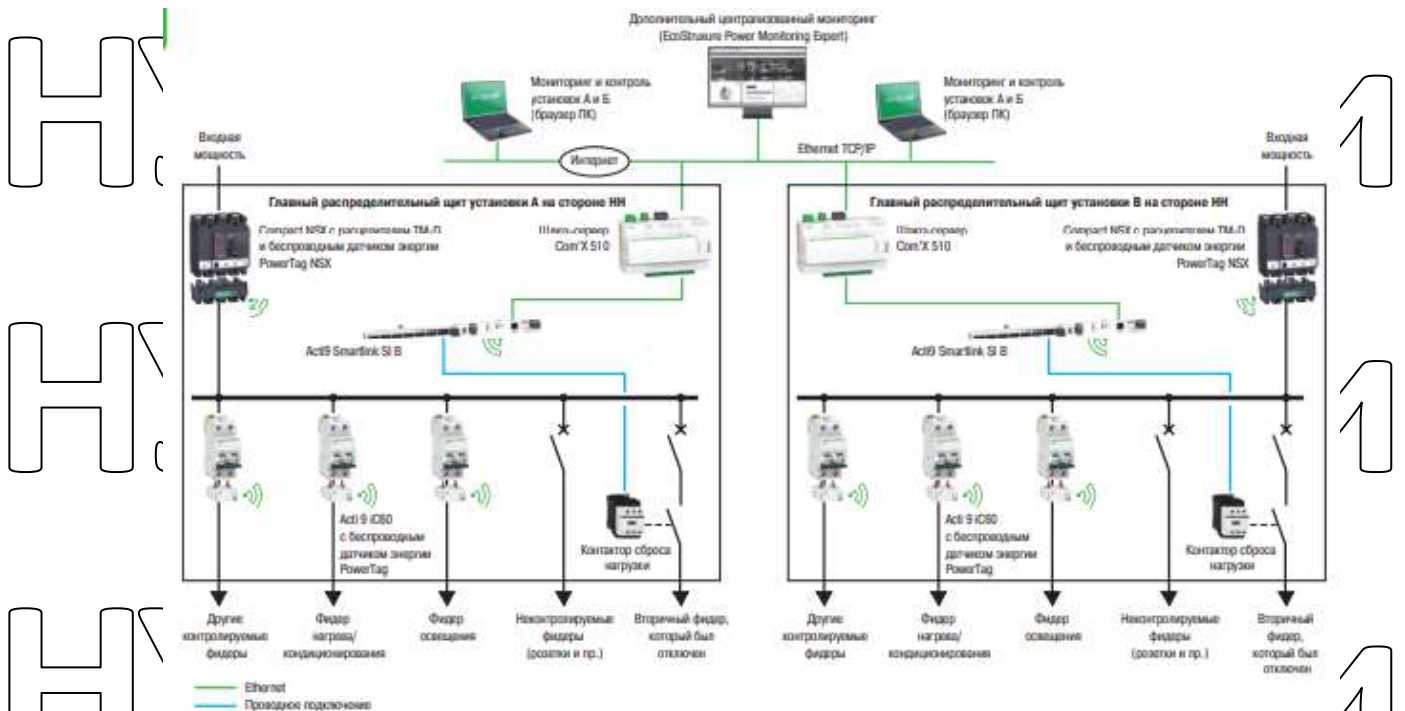


Рис 3.6 Архітектура системи управління та моніторингу

### Системи контролю та обліку електроенергії PowerLogic

Рішення PowerLogic по всьому світу допомагають постачальникам та споживачам електроенергії використовувати усі її можливості. Повне розуміння власної. Унікальна структура енергоспоживання дозволяє підприємствам домагатися підвищення конкурентоспроможності. Технологія PowerLogic пропонує прості засоби підвищення енергоефективності та продуктивності, зниження експлуатаційних витрат та покращення безперебійності енергопостачання. Об'єднуючи вимірювальне та комунікаційне обладнання з потужними аналітичними програмними засобами, рішення PowerLogic інтелектуалізує ваші енергетичні активи, дозволяючи контролювати всі ключові елементи енергосистеми, обробляти дані та своєчасно надавати необхідну інформацію кожному, хто її потребує.

Тисячі компаній по всьому світу обирають системи PowerLogic завдяки наступним перевагам:

- Швидке повернення інвестицій завдяки низькій сукупній вартості та багатим функціональним можливостям, що піддається кількісному обчисленню.

- Широка гама модульних компонентів, що забезпечують розширення системи відповідно до потреб та бюджетних можливостей замовників.

- Наскрізна функціональна сумісність, що полегшує інтеграцію в мережі автоматизації будівель SCADA-систем.

- Повна пропозиція сумісних та доповнюючих один одного рішень щодо енергопостачання та автоматизації від одного постачальника – компанії Schneider Electric.

- Відповідність численним національним та міжнародним стандартам щодо точності вимірювання та контролю якості електроенергії.

Технологія PowerLogic перетворює на своєчасну та зрозумілу інформацію весь комплекс динамічних взаємозалежностей між генерацією та розподілом енергії з боку її постачальника та споживанням, безперебійністю та витратами з боку споживача. Компанії можуть використати потужні можливості PowerLogic для прийняття більш обґрунтованих тактичних та стратегічних рішень.



Рис. 3.7 Лічильники електроенергії а) модель iEM3100; б) модель iEM3255; в) модель PM3200

Лічильники PowerLogic цілодобово контролюють основні точки розподілу електроенергії, починаючи з одиночної електроустановки та закінчуючи всім підприємством. PowerLogic відстежує, реєструє та надає дані реального часу та архівну інформацію про роботу генераторів, підстанцій, вуличних щитів, мережі живлення, фідерів та навантажень, включаючи обладнання та системи сторонніх

виробників. Інтуїтивно зрозумілі інтерфейси на основі web-технологій забезпечують спеціалістам доступ до всіх цих даних, а також до розширених засобів аналітики, сигналізації та контролю.

Технологія PowerLogic підтримує комплексні програми керування електроенергією. Завдяки розширеному контролю є можливість приймати найефективніші рішення.

Функція передачі даних стає все більш поширеною серед комутаційних апаратів. Користувач отримує у своє розпорядження все більший обсяг результатів вимірювань, що обумовлює необхідність у засобі, що полегшує

використання цієї інформації. Основне завдання програмного забезпечення – спростити структуру підприємства до доступного для сприйняття людиною рівня:

- ПЗ дозволяє зробити схему підприємства та його функціонування ясними та зрозумілими;

- ПЗ дозволяє зробити електричну мережу підприємства «відчутною» та наочною.

Роль програмного забезпечення

- 1) Усі виміри проводяться в одному місці відповідно доступ до результатів усіх вимірів з можливий одного ПК.

- 2) Систематизація та використання результатів вимірювань  
Деякі результати вимірювань, щоб бути придатними для використання, потребують структуризації, обробки чи застосування спеціальних засобів.

- 3) Налаштування приладів

Налаштування простих приладів може виконуватись з передньої панелі. Для пристроїв вищого рівня подібне налаштування скрутне, а для деяких функцій взагалі неможлива. Програмне забезпечення значно полегшує налаштування.

- 4) Автоматично виконувати завдання

За допомогою програмного забезпечення можна автоматично виконувати завдання:

- за датою і часом;
- за подією;
- за аварійно-попереджувальним сигналом.

Ці завдання можуть відноситися до пристрою (скидання, запуск певної функції) або до користувачів системи (передача електронної пошти тощо).

#### 5) Команди ручного управління

Програмне забезпечення моніторингу енергопостачання також може бути використане для керування пристроями (наприклад, для увімкнення та вимкнення вимикача). Деякі функції управління та контролю (автоматичний

вплив на систему розподілу електроенергії) здійснюються за допомогою програмованих логічних контролерів, інтегрованих до архітектури системи PowerLogic.

#### 6) Web-доступ

Інформація, що надається у розпорядження різних користувачів, має бути адаптована до їхніх потреб. Програмне забезпечення дозволяє виконати адаптацію шляхом підготовки звітів користувача. Ці звіти можуть бути доступні на будь-якому ПК підприємства через стандартний веб-браузер.

### 3.4 Вибір обладнання системи дистанційного моніторингу

Для забезпечення дистанційного моніторингу електроспоживання на РТП 35/10 «Срібне», зупинимося на лічильнику від компанії Schneider Electric серії RM3255 (Рис. 3.8), оскільки даний прилад забезпечує широкі можливості вимірювання – від базових до розширених.

Володіючи компактними розмірами та можливістю монтажу на DIN-рейку, даний пристрій дозволяє контролювати мережу та фідери в розподільних пристроях. У поєднанні з трансформаторами струму та трансформаторами напруги, ці прилади здійснюють моніторинг точних значень параметрів 3-фазної електромережі. Графічний дисплей має інтуїтивно зрозумілу навігацію для забезпечення легкого доступу до важливих параметрів.

НУБІГ



їни

НУБІГ

їни

Рис 3.8 Багатофункціональний лічильний електроенергії PM3255

НУБІП УКРАЇНИ

Даний лічильник дозволяє виконувати різні вимірювання, необхідні для здійснення моніторингу електричних систем, в тому струму, напруги, коефіцієнта потужності, частоти та енергії.

НУБІП УКРАЇНИ

Основними функціями та особливостями лічильника є:

- моніторинг таких електричних параметрів, як I, In, U, V, P<sub>OS</sub>, E, PF, Hz;
- моніторинг споживання потужності/струму, пікове споживання;

- сигнали тривоги з мітками часу;

- визначення максимальних та мінімальних значень багатьох параметрів;

НУБІП УКРАЇНИ

- застосування до 4 тарифів;

- наявність до 2 цифрових входів та 2 цифрових виходів;

- зв'язок протоколу Modbus RS-485;

- QR-коди з включеними в них даними для перегляду інформації про лічильнику за допомогою програми Meter Insights.

НУБІП УКРАЇНИ

Даний лічильник здійснює вимірювання значень струму та напруги та дозволяє бачити для 3 фаз і нейтралі середньоквадратичні значення режим реального часу. Крім того, лічильник розраховує коефіцієнт потужності, реальну

НУБІП УКРАЇНИ

потужність, реактивну потужність тощо.

У табл. 3.1 перераховані вимірювальні характеристики лічильника при виконанні вимірювань у режимі реального часу:

## Вимірювальні характеристики лічильника у режимі реального часу

Характеристики	Опис
Струм	Для кожної фази, нейтралі, середнє значення для 3 фаз
Напруга	L-L, L-N та середнє значення для 3 фаз
Частота	40-70 Гц
Активна потужність	Сумарнє значення та значення по фазах (зі знаком)
Реактивна потужність	Сумарнє значення та значення по фазах (зі знаком)
Повна потужність	Сумарнє значення та значення по фазах
Коефіцієнт потужності	Сумарнє значення та значення по фазах: Від 0,000 до 1 (зі знаком) при відображенні на дисплеї Від 0,000 до 2 (зі знаком) під час передачі каналами зв'язку
Коефіцієнт реактивності	Загальний
Дисбаланс струму	Для кожної фази, нейтралі, середнє значення для 3 фаз
Дисбаланс напруги	L-L, для найрозбалансованішої з 3 фаз L-N, для найрозбалансованішої з 3 фаз

Коли будь-яке показ у режимі реального часу за одну секунду досягає найбільшого чи найменшого значення, лічильник зберігає мінімальне та максимальне значення у свою енергонезалежну пам'ять.

Дисплей лічильника дозволяє:

• переглядати всі мінімальні та максимальні значення з моменту останнього скидання, а також дату та час скидання;

• скидати мінімальні та максимальні значення.

Усі поточні мінімальні та максимальні значення є арифметичними мінімальними та максимальними значеннями. Наприклад, мінімальна фазова напруга A-N є найменшим значенням діапазону від 0 до 1 МВ, що мало місце з моменту останнього скидання мінімальних та максимальних значень.

Лічильник дозволяє зберігати тимчасові мітки для 6 мінімальних та максимальних значень.

Споживання енергії - це значення енергії, накопичене протягом окремо взятого періоду часу, поділеного на тривалість цього періоду. Поточне

споживання розраховується через арифметичне підсумовування поточних середньоквадратичних значень у певний період часу з подальшим їх розподілом на тривалість цього проміжку.

Яким чином лічильник проводить цей розрахунок, залежить від обраного методу. Щоб відповідати практиці виставлення рахунків за споживання електроенергії, лічильник надає розрахунки за блоками інтервалів споживання струму/потужності.

Для розрахунку споживання за блоками інтервалів виберіть тимчасовий блок (інтервал), який лічильник буде використовувати для розрахунку споживання, та режим, який використовується лічильником обробки інтервалу.

Можливі 2 варіанти:

- Фіксований блок: вибирається інтервал від 1 до 60 хвилин (з кроком 1 хвилини). Лічильник розраховує та оновлює споживання наприкінці кожного інтервалу.

- Ковзний блок: вибирається інтервал 10, 15, 20, 30, 60 хвилин. При інтервалах споживання менше 15 хвилин значення оновлюється кожні 15 секунд. При інтервалах споживання 15 і більше хвилин значення споживання оновлюється кожні 60 секунд. Лічильник відображає значення споживання останній повний інтервал.

Енергонезалежна пам'ять лічильника зберігає значення максимального робочого споживання, які називають піковим споживанням. Пікове – це найвище значення (у його абсолютній величині) по кожному зчитуванню з моменту останнього скидання. Можна скинути значення пікового споживання з дисплея лічильника. Пікове споживання слід скидати після внесення змін до основні налаштування лічильника, такі як коефіцієнт трансформатора струму чи конфігурація енергосистеми.

Лічильник розраховує та зберігає сумарні та часткові значення енергії для активної, реактивної та повної енергії. Можна використовувати дисплей для перегляду значень енергії. Одиниці представлення значень енергії автоматично змінюються з кВтч на МВтч (з кВтч на МВАрч)

Значення енергії автоматично скидаються на 0 після досягнення граничних значень  $1 \times 10^6$  МВт,  $1 \times 10^6$  МВАч або  $1 \times 10^6$  МВАч-год. Скидання сумарне значення енергії вручну не допускається. За допомогою дисплея можливе скидання вручну часткових значень енергії, у тому числі часткового значення імпорту енергії, часткових значень енергії за тарифів та фаз.

Код швидкого реагування (QR-код) - це тип матричного коду, який використовується для ефективного зберігання даних.

Тобто є можливість переглядати значення енергії та зчитувати дані, просканувавши QR-код на екрані лічильника. QR код, що динамічно генерується, містить URL-адресу, яка надає дані лічильника. URL-адреса надає базову інформацію про конфігурацію лічильника, включаючи енергосистему та налаштування каналу зв'язку. Інші параметри, такі як код виробу, серійний номер та версія програмного забезпечення, також включаються як елементи в URL-адресу.

Лічильник може приймати дані з 2 цифрових входів, DI1 та DI2.

Цифрові входи мають 4 режими роботи.

- Нормальний стан входу: використовується для простого увімкнення/вимкнення цифрових входів. Цифрові входи можуть отримувати сигнали OF або автоматичного SD вимикача.

- Управління кількома тарифами: керувати тарифом можна або через канали зв'язку, за допомогою внутрішніх годинників або за допомогою входів тарифів 1 чи 2. Управління тарифами через входи тарифів виконується шляхом застосування відповідного поєднання сигналів ВКЛ. або ВИКЛ. до входів.

- Вимірювання входу: лічильник можна налаштувати на режими вимірювання входу для збирання імпульсів для програми WAGES. Щоб активувати цю функцію, встановіть частоту імпульсів вимірювання входу (імпульс/одиниця). Лічильник враховує кількість імпульсів та розраховує кількість одиниць. Ширини імпульсу або зупинка імпульсу менше 10 мс не допускається обліку імпульсів.



• Скидання значення енергії: Функція скидання значення енергії скидає часткове значення енергії, значення енергії за тарифом та значення енергії за фазою. Скидання активується сигналом ВКЛ. Тривалістю більше 10 мс.

Аналізуючи існуючі інформаційні потоки: СВЧ, радіо, GSM- зв'язок та інші для передачі інформації з РТП 35/10кВ "Срібне" використовується GSM- зв'язок, та зв'язок через виділену лінію RS-485, використовуючи енергетичний сервер Com'X 210 з вбудованим модемом GPRS зв'язку (Рис 3.9).

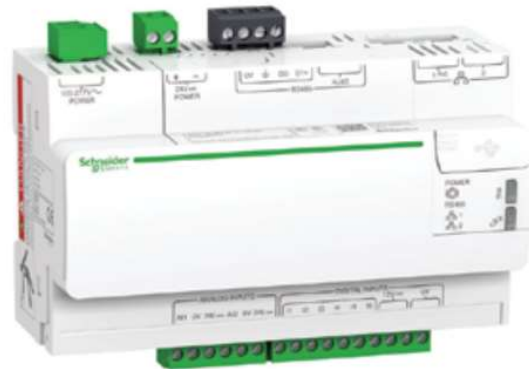


Рис 3.9 Енергетичний сервер Com'X 210

Відповідно всі дані з лічильників встановлених на РТП надходять на даний пристрій і вже з нього по передаються в офіс.

Енергетичний сервер Com'X 210 є компактним автоматично конфігурований реєстратор даних. Com'X 210 збирає та зберігає дані споживання. Данні можуть надійно передаватися у вигляді звіту на сервер бази даних Інтернет.

Дані готові до обробки після отримання сервером. Дані відображаються як веб-сторінки через сервісні платформи керування енергією, що надаються компанією Schneider Electric, такі як EcoStruxure™ Power Monitoring Expert та EcoStruxure™ Facility Expert оптимізації управління енергоефективністю та витратами Com'X 210 також забезпечує прозорий інтерфейс між мережами у основі Ethernet і промислових пристроїв. Ця функція шлюзу підтримує використання програмного забезпечення для моніторингу з метою отримання

доступу до пристрою для збору даних, аналізу тенденцій, управлінню подіями, аналізу та інших функцій.

Com'X 210 має кілька основних особливостей:

- автоматичне виявлення підключених пристроїв Modbus;
- можливість підключення до хмарного сховища даних трьома способами: GPRS/3G зв'язку, провідний Ethernet або Wi-Fi Ethernet;
- два порти Ethernet для відділення з'єднання вищої хмарної глобальної мережі від мережі польового устрою;
- чотири протоколи передачі даних, що підтримуються: HTTP, HTTPS,

FTP та SMTP з керуванням проксі-сервером;

зберігання даних у разі переривання зв'язку з вищим вузлом;

- експорт даних із власним підключенням до сервісних платформ Schneider Electric (такі як Energy Operation) і зі створенням .csv файлу для інших серверів бази даних;

функціональність шлюзу від Modbus TCP до Modbus RTU;

- налаштування через вбудовані веб-сторінки;
- сумісність із робочим середовищем електричних розподільчих пристроїв (температура, електромагнітна сумісність);

- локальне резервування параметрів конфігурації;

Даний енергетичний сервер також може бути зв'язаний з Schneider Electric Digital Service Platform, Schneider Electric Digital Service Platform. Ця платформа

дає доступ до наступних функцій:

- Здійснювати віддалене керування оновленням мікропрограмного забезпечення, усунення несправностей та налаштування параметрів.
- Використовувати SIM-карту з покриттям по всьому світу за допомогою опції EBXA-GPRS-SIM.
- Опублікувати зібрані дані на сервісних платформах управління енергією Schneider Electric.

Пристрій Com'X 210 для максимальної точності збору даних доцільно застосовувати з програмним забезпеченням EcoStructure™ Power Monitoring

Expert (PME), дана система моніторингу електроспоживання дає можливість контролювати витрати на електроенергію і усувати ризики раптових аварій, захищати людей і обладнання. PME є ключовим елементом, який в повній мірі використовує сучасні можливості IT-технологій, для прогнозування часу безвідмовної роботи обладнання і підвищення ефективного його обслуговування і використання



Рис 3.9 Приклад Dashboard моніторингу споживання електроенергії в системі Power Monitoring Expert

Можна виділити такі основні переваги Power Monitoring Expert :

Впорядкована форма представлення аварійно-попереджувальних сигналів і сповіщень, які дозволяють запобігти втраті часу на аналіз ситуації і раптових аварій.

- Генерація звіту про стан обладнання і режими його роботи по яким можна раніше побачити ризики виходу з ладу, аварій і зростання енергоспоживання.

- Користувацькі форми візуалізації енергоспоживання – набори готових інструментів, за допомогою яких розраховують, моделюють, прогнозують, і відстежують показання енергетичної ефективності, а також якості електроенергії.

Віповідність суворим стандартам кібербезпеки IEC62443 для IT-систем

**4.1. Специфікація на обладнання для модернізації РП 10 кВ**

Проводимо розробку специфікації на обладнання розподільчого пристрою, яке буде встановлено на 10 кВ РТП 35/10кВ "Срібне" (табл. 4.1)

Таблиця 4.1

**Специфікація на обладнання і матеріали РП 10 кВ**

Назва обладнання конструкції	Тип, марка	Одиниці виміру	Кількість	Ціна, грн.	Вартість, грн.
Шафа РП-10кВ (ввд)	КВ-1Ф-09	шт.	2	53480	106960
Шафа РП-10кВ (відходяча лінія 10кВ)	КВ-1Ф-03	шт.	6	62360	374160
Шафа РП-10кВ (секційний вимикач)	КВ-1Ф-04	шт.	1	51560	51560
Шафа з трансформаторами надрупи 10 кВ	НТМИ-10	шт.	2	24000	48000
Шафа з трансформаторами власних потреб 10кВ	ТМ-63	шт.	2	39000	78000
Обладнання АСКОЕ:					
- лічильники	PM-3255	шт.	12	11720	140640
- енергетичний сервер	Com'X 210	шт.	1	95600	95600
Разом, грн					897920

**4.2. Кошторис РП 10 кВ**

Проводимо розрахунок кошторисної вартості розподільчого пристрою 10 кВ РТП 35/10кВ "Срібне" при цьому необхідно враховувати затрати на обладнання, на монтаж, заробітну плату та інші допоміжні матеріали.

Провівши аналіз розрахунків, приведених в табл. 4.2., то кошторисна вартість розподільчого пристрою 10 кВ РТП 35/10кВ "Срібне" складає 1730410 грн, відповідно частка затрати на монтаж обладнання становить 180850 грн.

Таблиця 4.2

## Визначення кошторисної вартості РП-10 кВ

Назва роботи	Одиниці виміру	Кількість	Вартість, грн.			
			Обладнання	Монтаж	Зар. плата	ЕМ
Монтаж РП-10 кВ	Комплект	1	897920	150350	85500	16900
Нарахування на обладнання			185600			
Планові нарахування				30500		
Накладні затрати					45800	
Разом			1083520	180850	131300	16900
Всього по кошторису – 1412570 грн.						

## 4.3. Основні показники економічної ефективності без врахування модернізації системи обліку

Під час модернізації електроустановки одним із важливих завдань є забезпечення максимальної ефективності роботи за мінімальної вартості транспортування електричної енергії споживачам.

Проводимо розрахунок затрат виробництва щороку, вони складають собою суму всіх відрахувань і затрат які пов'язані з експлуатацією електричного обладнання, формула має вигляд:

$$Z_p = B_a + Z_o + B_e, \quad (4.1)$$

де  $B_a$  – амортизаційні відрахування, грн.;

$Z_o$  – затрати на експлуатацію (ПР, ТО), грн.;

$B_e$  – вартість втрат електроенергії, грн.

Проводимо розрахунок амортизаційних відрахування за формулою:

$$B_a = \frac{P_a}{100} \cdot K, \quad (4.2)$$

де  $P_a$  – норма амортизаційних відрахувань, яка складає 6,4 %;

$K$  – розмір капіталовкладень, грн.

$$B_a = \frac{6,4}{100} \cdot 1176330 = 75285,2 \text{ грн.}$$

Проводимо розрахунок затрат на обслуговування при кількості умовних

$$P_{y.o.} = P_{tr.} + P_{присд.10} + P_{присд.35} \quad (4.3)$$

де  $P_{tr.}$  – умовні одиниці силового трансформатора;

$P_{присд.10}$  – умовні одиниці приєднання 10 кВ;

$P_{присд.35}$  – умовні одиниці приєднання 35 кВ;

$$P_{y.o.} = 2 \cdot 19,3 + 6 \cdot 16,3 + 2 \cdot 32,2 = 200,8 \text{ у.о.}$$

становитимуть:

$$Z_0 = \gamma_0 \cdot P_{y.o.} \quad (4.4)$$

де  $\gamma_0$  – річні витрати на обслуговування однієї умовної одиниці (115 грн.);

$$Z_0 = 115 \cdot 200,8 = 23092 \text{ грн}$$

Вартість втраченої електроенергії

$$Ц = 1,65 + \frac{4500}{h} \quad (4.5)$$

де  $h$  – показник режиму втрат електроенергії.

Середня тривалість втрат електроенергії для підстанцій 35/10 кВ

сільськогосподарських районів, складає  $\tau = 2000$  год / рік.

Приймаємо коефіцієнт участі максимуму втрат в максимумі енергосистеми

$K_{м.в.} = 0,8$ , і проводимо розрахунок показника режиму втрат:

$$h = \frac{\tau}{K_{м.в.}} \quad (4.6)$$

$$h = \frac{2000}{0,8} = 2500.$$

Розрахункова вартість втраченої електроенергії буде становити:

$$Ц = 1,65 + \frac{4500}{2500} = 3,45 \text{ коп./кВт} \cdot \text{год}$$

Розраховуємо щорічні затрати на покриття втрат електроенергії на РТП за

формулою:

$$Z_e = \frac{1}{n} \Delta P_{м.} \cdot \left( \frac{S_{\max}}{S_{H.T.P.}} \right)^2 \cdot \tau + 2 \Delta P_c \cdot t \cdot D \quad (4.7)$$

де  $\Delta P_m, \Delta P_c$  – втрати потужності в міді і сталі трансформатора при номінальному навантаженні, кВт;

$S_{max}$  – максимальна потужність споживачів, кВА;

$S_{н.т.р.}$  – номінальна потужність трансформатора, кВА;

$\tau$  – час максимальних втрат, год;

$t$  – кількість годин роботи трансформатора за рік  $t = 8760$  год;

$n$  – кількість паралельно працюючих трансформаторів.

$$Z_B = \left[ \frac{1}{2} \cdot 33,5 \cdot \left( \frac{8316,5}{6300} \right)^2 \cdot 2000 + 2 \cdot 6,7 \cdot 8760 \right] \cdot 0,0345 = 6063,77 \text{ грн.}$$

Щорічні затрати виробництва:

$$Z = Z_a + Z_o + Z_e, \quad (4.8)$$

$$Z = 75285,2 + 23092 + 6063,77 = 104440,9 \text{ грн.}$$

Приведені річні витрати:

$$Z_p = p \cdot K + Z, \quad (4.9)$$

де  $p$  – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень ( $p = 0,12$ ).

$$Z_p = 0,12 \cdot 1176330 + 104440,9 = 245600,5 \text{ грн.}$$

Собівартість транспортування електричної енергії:

$$C = \frac{Z}{P_{max} \cdot T_{max}}, \quad (4.10)$$

де  $P_{max}$  – найбільше навантаження споживачів, кВт;

$T_{max}$  – тривалість використання найбільшого навантаження, год.

$$C = \frac{245600,5}{11643,1 \cdot 2000} \approx 0,011 \text{ грн / кВт} \cdot \text{год.}$$

Річний економічний ефект використання ЦЕ:

$$E_p = P_{max} \cdot T_{max} \cdot (C_p - C_n) - Z_p, \quad (4.11)$$

де  $C_p$  – ціна реалізації 1 кВт·год електроенергії, коп.;

$C_n$  – покупна ціна 1 кВт·год електроенергії, коп.

$$E_p = 11643,1 \cdot 2000 \cdot (168 - 163) \cdot 10^{-2} - 245600,5 = 918709,6 \text{ грн.}$$

Проводимо розрахунок терміну окупності капітальних вкладень:

$$T_0 = \frac{K}{E_p} = \frac{1176330}{918709,6} = 1,3 \text{ року} \quad (4.12)$$

Розраховуємо фактичний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень:

$$E_\phi = \frac{1}{T_0} = \frac{1}{1,3} = 0,77$$

Результати розрахунків наведено в табл. 4.3.

Таблиця 4.3

### Основні показники економічної ефективності

№ п/п	Показники	Значення
1	Кошторисна вартість РП-10 кВ, грн.	1176330
2	Приведені річні затрати, грн.	245600,5
3	Собівартість передачі 1 кВт·год, грн.	0,011
4	Річний економічний ефект, грн.	918709,6
5	Термін окупності, років	1,3
6	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень	0,77

#### 4.4. Основні показники економічної ефективності з врахуванням модернізації системи обліку

Проведемо розрахунок затрат виробництва щороку з врахуванням модернізації системи обліку, вони складають собою суму всіх відрахувань і затрат які пов'язані з експлуатацією електричного обладнання, формула має вигляд.

$$Z_p = B_a + Z_o + B_e,$$

де  $B_a$  – амортизаційні відрахування, грн.;

$Z_o$  – затрати на експлуатацію (ПР, ТО), грн.;

$B_e$  – вартість втрат електроенергії, грн.

Проведемо розрахунок амортизаційних відрахування:

$$B_a = \frac{6,4}{100} \cdot 1412570 = 90404,5 \text{ грн.}$$

Проведемо розрахунок затрат на обслуговування при кількості умовних одиниць

$$II_{y.o.} = II_{тр.} + II_{присл.10} + II_{присл.35},$$



де  $\Pi_{tr}$  – умовні одиниці силового трансформатора;

$\Pi_{присл.10}$  – умовні одиниці приєднання 10 кВ;

$\Pi_{присл.35}$  – умовні одиниці приєднання 35 кВ;

$$\Pi_{y.o} = 2 \cdot 19,3 + 6 \cdot 16,3 + 2 \cdot 32,2 = 200,8 \text{ у. о.}$$

становитимуть:

$$Z_0 = \gamma_0 \cdot \Pi_{y.o},$$

де  $\gamma_0$  – річні витрати на обслуговування однієї умовної одиниці (115 грн.);

$$Z_0 = 115 \cdot 200,8 = 23092 \text{ грн}$$

Вартість втраченої електроенергії

$$Ц = 1,65 + \frac{4500}{h}$$

де  $h$  – показник режиму втрат електроенергії.

Середня тривалість втрат електроенергії для підстанцій 35/10 кВ

сільськогосподарських районів, складає  $\tau = 2000$  год / рік.

Приймаємо коефіцієнт участі максимуму втрат в максимумі енергосистеми  $K_{м.в.} = 0,8$ , і проводимо розрахунок показника режиму втрат:

$$h = \frac{2000}{0,8} = 2500.$$

Розрахункова вартість втраченої електроенергії буде становити:

$$Ц = 1,65 + \frac{4500}{2500} = 3,45 \text{ коп/кВт} \cdot \text{год}$$

Розраховуємо щорічні затрати на покриття втрат електроенергії на РТП за

формулою:

$$Z_{в} = \left[ \frac{r_1}{2} \cdot 33,5 \cdot \left( \frac{8316,5}{6300} \right)^2 \cdot 2000 + 2 \cdot 6,7 \cdot 8760 \right] \cdot 0,0345 = 6063,77 \text{ грн.}$$

Щорічні затрати виробництва:

$$Z = 90404,5 + 23092 + 6063,77 = 119560,2 \text{ грн.}$$

Приведені річні витрати:

$$Z_p = p \cdot K + Z,$$

де  $p$  – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень ( $p = 0,12$ ).

$$z_p = 0,12 \cdot 1412570 + 119560,2 = 289068,7 \text{ грн.}$$

Собівартість транспортування електричної енергії:

$$C = \frac{289068,7}{11643,1 \cdot 2000} \approx 0,012 \text{ грн. / кВт} \cdot \text{год.}$$

Річний економічний ефект використання ТП:

$$E_p = 11643,1 \cdot 2000 \cdot (168 - 163) \cdot 10^{-2} - 289068,7 = 875231,3 \text{ грн.}$$

Проводимо розрахунок терміну окупності капітальних вкладень:

$$T_0 = \frac{K}{E_p} = \frac{1412570}{875231,3} = 1,6 \text{ року}$$

Розраховуємо фактичний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень:

$$E_{\text{ф}} = \frac{1}{T_0} = \frac{1}{1,6} = 0,625$$

Результати розрахунків наведено в табл. 4.4.

Таблиця 4.4

#### Основні показники економічної ефективності

№ п/п	Показники	Значення
1	Комп'ютерна вартість РП-10 кВ, грн.	1412570
2	Приведені річні затрати, грн.	289068,7
3	Собівартість передачі 1 кВт·год, грн.	0,012
4	Річний економічний ефект, грн.	875231,3
5	Термін окупності, років	1,6
6	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень	0,625

#### 4.5. Визначення економічної ефективності модернізації системи обліку електроенергії

Основним і ефективним способом модернізації системи обліку являється заміна старих приладів на нові, які мають більший клас точності.

Формула для проведення розрахунку фактичного ефекту від заміни засобів обліку має вигляд [20]:

$$\delta W_i = W_i \cdot \frac{(\delta_{1Wi} - \delta_{2Wi})}{100}, \text{ кВт} \cdot \text{год} \quad (4.13)$$

де  $W_i$  – кількість спожитої електроенергії, яку було зафіксовано  $i$ -м вимірювальним комплексом, кВт/год;

$\delta_{1W_i}, \delta_{2W_i}$  – допустима відносна похибка  $i$ -го вимірювального комплексу відповідно до і після виконання заходів по заміні засобів вимірювання, %.

Проведемо розрахунок можливого економічного ефекту від заміни приладів обліку, які мають клас точності 1,0 на прилади які мають клас точності 0,5 на відхідних лініях РТП. Перелік відхідних ліній, прилади обліку електроенергії які планується встановити наведено в табл. 4.5.

Таблиця 4.5

Прилади обліку електроенергії заплановані для встановлення на ТП

Місце встановлення	Тип лічильника електроенергії	Кількість лічильників	Клас точності лічильника
ПЛ- 10 «ТП-95-1»	PM-3255	1	0,5s
ПЛ-10 «ТП-149»	PM-3255	1	0,5s
ПЛ-10 «ТП-29»	PM-3255	1	0,5s
ПЛ-10 «ТП-121»	PM-3255	1	0,5s
ПЛ-10 «ТП-85»	PM-3255	1	0,5s
ПЛ-10 «Дейманівка»	PM-3255	1	0,5s

Метою модернізації системи обліку є зменшити похибку вимірювань приладів обліку, а також автоматизувати збір інформації із місць встановлення точок обліку та проводити моніторинг споживання і відпуску електроенергії в режимі реального часу.

Розрахунок економічної ефективності впровадження системи дистанційного моніторингу електроенергії виконується виходячи з матеріальних затрат на встановлення системи, річного прибутку і строку окупності системи.

Визначаємо матеріальні затрати на встановлення системи за формулою:

$$B = B_{л} + B_{пзпд} + B_{с} + B_{д} \quad (4.14)$$

де  $B_{л}$  – вартість лічильників (11720 грн.);

$B_{с}$  – вартість енергетичного серверу з ПЗ (95600 грн.);

В<sub>д</sub> – додаткові витрати (демонтаж старого обладнання, об'єднання елементів в єдину систему та інше) – 3500 грн.

$$B = 6 \cdot 11720 + 95600 + 3500 = 165920 \text{ грн.}$$

Прибутком прийнято вважати більш точний облік електроенергії на відхідних лініях, що сприятиме зменшенню переплати за електроенергію і забезпечить більш точний облік за електроенергію.

При використанні старих лічильників активної енергії з класом точності 1,0 порівняно з класом точності 0,5 отримаємо переплату за електроенергію в розмірі:

$$\Delta W_{1,2} = W \cdot K \cdot C, \quad (4.15)$$

Де  $\Delta W_{1,2}$  – переплата за електроенергію до заміни лічильника і після, грн.;

W – спожита електроенергія, кВт·год. ;

K – клас точності приладу.

C – вартість електроенергії, грн.

$$\Delta W_1 = 7584570 \cdot 1,0 \cdot 1,68 = 12742077,6 \text{ грн.}$$

$$\Delta W_2 = 7584570 \cdot 0,5 \cdot 1,68 = 63710388 \text{ грн.}$$

Розрахунок різниці переплати за електроенергію виконується за формулою:

$$\Delta W = (\Delta W_1 - \Delta W_2) \cdot n, \quad (4.16)$$

Де n – кількість пунктів обліку, шт.

$$\Delta W = (12742077,6 - 63710388) \cdot 1 = 63710388 \text{ грн.}$$

Термін окупності затрат на модернізацію системи обліку електроенергії становитиме:

$$T = \frac{B}{\Delta W}, \text{ роки} \quad (4.17)$$

$$T = \frac{165920}{63710388} \approx 0,1 \text{ року.}$$

Відповідно провівши розрахунок видно, що впровадження системи дистанційного моніторингу для цього об'єкту є економічно ефективним і окунить себе лише за 0,1 роки, що відповідає нормативній документації.

Аналізуючи проведені розрахунки показників економічної ефективності можна зробити висновок, оскільки всі показники економічної ефективності змінюються в невеликих межах в порівняно з розрахунковими показниками без врахування системи обліку, то модернізації системи обліку електроенергії є ефективною і дозволить в подальшій роботі зменшити комерційні втрати електричної енергії, підвищити надійність та якість електропостачання споживачам електричної енергії.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

### 5.1 Загальні вимоги по охороні праці

Виробничі процеси на підприємстві повинні організовуватися з урахуванням чинної системи управління охороною праці, що представляє комплекс положень, що визначають єдиний порядок організації роботи, спрямований на створення та забезпечення безпечних умов праці. Заходи з охорони праці під час експлуатації об'єкта повинні бути спрямовані на збереження здоров'я, працездатності працівників, зниження втрат робочого часу і, як наслідок, підвищення продуктивності праці.

Відповідно до статистики нещасних випадків при роботі на промислових об'єктах, кількість травм, яка викликана дією електроенергії порівняно невелика і складає близько 0,5-1% від загальної кількості нещасних випадків. Але є проблема в тому, що із загальної кількості нещасних випадків зі смертельним наслідком на виробництві 20-40% складають ураження електричним струмом, відповідно до статистики 80% смертельних уражень електричним струмом відбувається в електроустановках напругою до 1000В. Причиною є значна поширеність таких електроустановок, а також тим, що їх обслуговування проводять практично всі особи, що працюють у промисловому секторі, а обслуговування електроустановок напругою понад 1000 проводиться висококваліфікованим персоналом, кількість якого порівняно є меншою.

Після аналізу кількості нещасних випадків, можна зробити висновок, що експлуатацію електроустановок має здійснювати висококваліфікований персонал, який має відповідні технічні навички, здійснив гарне засвоєння вимоги правил технічної експлуатації і техніки безпеки, і має багаж практичних навичок і відповідно має допуск і кваліфікаційну групу з електробезпеки для роботи в електроустановках. Відповідальність за безпечне проведення робіт і безпеку робітників, нусть такі працівники як: працівник який видає наряд-допуск, або

розпорядження; керівник робіт, наглядач, а також всі члени бригади; працівник який готує робоче місце і видає допуск до роботи і відповідно працівник який дає наказ на підготовку робочого місця для виконання робіт в електроустановках.

## 5.2 Електробезпека на РТП 35/10 «Срібне»

Відповідальним за додержанням правил по охороні праці на РТП є відповідно директор. Всі питання щодо охорони праці, перевірки знань і т.д. покладено на інженера з охорони праці.

Велика увага приділяється охороні праці, тому весь персонал, який влаштовується на роботу, або проходить практику має проходити вступний інструктаж. Згідно з затвердженим графіком проводяться інструктажі, а також перед початком проведення робіт проводиться цільовий інструктаж.

Перевірка знань з техніки безпеки на підприємстві проводиться щорічно, цю перевірку проводить відповідальна комісія, головним в якій є головний інженер з кваліфікаційною групою 5. Відповідальними за своєчасну перевірку знань робочого персоналу являються керівники дільниць, або керівники підрозділів.

Після успішної перевірки знань, працівнику видають посвідчення в якому вказується група з електробезпеки. Для осіб, що порушили правила техніки безпеки проводиться позачергова перевірка знань. Всі результати перевірок комісія заносить у відповідний журнал. При перевірці знань з охорони праці, працівник показав незадовільний рівень знань, то він має право пройти повторну перевірку. Якщо під час 3 перевірки, робітник все ж таки показав незадовільний рівень то його не допускають до роботи в електроустановках.

Контроль за станом здоров'я персоналу здійснюється під час медичного огляду та прийомі на роботу. Робітники які працюють з електроустановкам проходять медичний огляд раз у два роки.

Сама підстанція має сітчасту огорожу, на якій встановлені відповідні знаки, огороження має висоту близько 1,8 м. Безпечна зона від огорожі складає 1,5 м. Дорога для під'їзду до РТП має ширину близько 4,5 м, що відповідає нормам.

Підстанція розташована під нахилом в сторону рельєфу, щоб забезпечити відвід стічних вод за її межі.

### 5.3 Заходи щодо усунення небезпечних та шкідливих факторів

Для забезпечення комфортних умов праці на РТП відповідно до нормативно-технічної документації, потрібно усунути шкідливі та небезпечні виробничі фактори або хоча б мінімізувати їх вплив на гранично допустимі значення.

Безпечна робота персоналу в електроустановках, забезпечується дотриманням наступних організаційних заходів:

- нагляд під час виконання робіт
- переведення на інше робоче місце
- оформлення перерв в роботі та її закінчення
- призначення осіб відповідальних за безпечне проведення робіт
- видача наряду або розпорядження
- видача дозволу на підготовку робочого місця і на допуск
- підготовка робочого місця і допуск

В силових трансформаторах для запобігання розтікання масла і розповсюдження вогню при його пошкодженнях передбачені, так звані маслоприймачі, дані пристрої виступаю за межі ТР на 1м відповідно, їх об'єм складає 10м<sup>3</sup>.

Необхідно проводити закорочування вторинної обмотки трансформатора струму, при роботах які передбачають розрив його вторинної обмотки. Для проведення робіт у вторинних колах, використовується тільки перевірений інструмент з ізольованими рукоятками. Щоб забезпечити себе від ураження струмом при вмиканні і вимиканні роз'єднувачів з ручним приводом потрібно використовувати діелектричні рукавиці. Отже персонал має бути достатньо укомплектований засобами захисту, спецодягом, медичними аптечками для безпечного проведення робіт.



Всі двері які знаходяться на території РТП мають бути зачинені на замок, а ключі повинні бути лише у чергово персоналу. Виконання робіт в електроустановках забороняється без отримання відповідного наряду, розпорядженням або в порядку поточної експлуатації, з дотриманням вимог ПБЕЕ. Всі роботи по КР і ПР в електроустановках повинні виконуватися за технологічними картами. Всі роботи в електроустановках мають бути завершені, при наближенні грози, або інших атмосферних негод.

#### 5.4 Розрахунок заземлюючого пристрою для РТП 35/10 «Срібне»

Для забезпечення захисту людей, а також тварин від отримання електротравм при порушенні ізоляції і появи електричного потенціалу на відповідних неструмопровідних частинах електроустановок та зв'язаного з ними енергетичного обладнання встановлюють заземлення.

Відповідно до ПУЕ заземлювальний пристрій, який виконується з дотриманням вимог до його опору, повинен мати у будь-яку пору року опір розтіканню не більше 0,5 Ом з урахуванням опору природних та штучних заземлювачів.

Напруга на заземленні для електроустановок більше 1000 В з ізольованою нейтраллю не повинна перевищувати 250В, а відповідно опір заземлення розраховується за формулою:

$$R \leq \frac{250}{I_z}, \quad (5.1)$$

де  $I_z$  – струм замикання на землю, А.

Якщо заземлюючий пристрій буде використовуватися для установок до 1000 В, то розраховується за формулою:

$$R \leq \frac{125}{I_z}, \quad (5.2)$$

При розрахунку заземлюючого пристрою, потрібно визначити опір розтікання струму, обрати тип заземлювача, відповідну схему контуру заземлення і його конструктивне виконання.

На даний час є доцільним використати глибинні сталеві заземлювачі, діаметр яких має бути не менше 6 мм<sup>2</sup>, а їх довжина 5-6 м. Опір заземлювача не буде залежати від атмосферних умов на великій глибині.

Розрахунок заземлення РТП 35/10кВ "Срібне" будемо проводити в такій послідовності:

Проводимо розрахунок довжини ПЛ 10кВ:

$$l_3 = l_1 + l_2 + \dots + l_n \quad (5/3)$$

де  $l_1, l_2, l_n$  – довжина ПЛ 10кВ.

$$l_3 = 137 \text{ км}$$

Проводимо розрахунок струму замикання на землю, за такою формулою:

$$I_3 = \frac{U_n \cdot l_3}{350} \quad (5/4)$$

На стороні НН 10 кВ:

$$I_3 = \frac{10 \cdot 137}{350} = 3,9 \text{ А}$$

На стороні ВН 35 кВ:

$$I_3 = \frac{35 \cdot 21}{350} = 2,1 \text{ А}$$

Приймаємо  $I_3 = 0,22 \text{ А}$ .

Розраховуємо опір заземлення відповідно до формули 5.2:

$$R_3 = \frac{125}{3,9} = 32,1 \text{ Ом.}$$

Також потрібно приєднати нейтральний вивід трансформатора власних потреб до заземлюючого контуру РТП 35/10 кВ. Відповідно опір заземлюючого контуру не повинен перевищувати 4 Ом.

$$R_3 = 4 \text{ Ом.}$$

На РТП розташовуємо горизонтальний заземлюючий пристрій з такими параметрами: сталева стрічка 40×4 мм<sup>2</sup> на глибині 0,7 м. Відповідно вертикальний заземлювач має такі параметри: сталевий прут довжина якого 5 м і діаметр 12 мм<sup>2</sup>.

Проводимо розрахунок опору заземлювача за формулою:

$$R_0 = \frac{0,366 \cdot \rho}{l} \left( L_g \sqrt{\frac{2 \cdot l}{d}} + 0,5 L_g \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \quad (5/5)$$

де  $\rho$  – розрахунковий питомий опір ґрунту, Ом×м ( $\rho = 100$  Ом×м);

$l$  – довжина заземлювача, м;

$d$  – діаметр заземлювача, м;

$t$  – відстань від поверхні землі до середини заземлювача (прута), м;

$$R_0 \approx \frac{0,366 \cdot 100}{5} \left( Lg \frac{2 \cdot 5}{0,012} + 0,5 Lg \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 22,7 \text{ Ом.}$$

Проводимо попередній розрахунок кількості вертикальних заземлювачів:

$$n' = \frac{R_0}{\eta \cdot R_3}, \quad (5.6)$$

де  $\eta$  – коефіцієнт використання заземлювачів приймаємо  $\eta = 0,5$ ;

$R_0$  – опір одного заземлювача, Ом;

$R_3$  – розрахунковий опір заземлення, Ом;

$$n' = \frac{22,7}{0,5 \cdot 4} = 11,4 \approx 12$$

Приймаємо, що периметр контуру заземлення склалася 120 м і проводимо розрахунок відстані між вертикальними заземлювачами:

$$\alpha = \frac{120}{12} = 10 \text{ м.}$$

Проводимо розрахунок кількості вертикальних заземлювачів не враховуючи опір горизонтального заземлювача, коефіцієнт використання заземлювачів за довідниковими кривими  $\eta = 0,86$ :

$$n = \frac{22,7}{0,86 \cdot 4} = 6,6 \approx 7.$$

Розраховуємо опір горизонтального заземлювача:

$$R_c = \frac{0,366 \cdot R_c}{\eta_c \cdot l_c} Lg \frac{2 \cdot l_c}{b_c \cdot t_c}, \quad (5.7)$$

де  $\eta_c$  – коефіцієнт спрацювання горизонтального заземлювача,  $\eta_c = 0,34$ ;

$l_c$  – довжина заземлювача, м;

$b_c$  – ширина заземлювача, м;

$t_c$  – глибина прокладання заземлювача, м;

$$\rho_c = 2,5 \times \rho = 2,5 \times 100 = 250 \text{ Ом} \times \text{м.}$$

$$R_c = \frac{0,366 \cdot 250}{0,34 \cdot 120} \cdot L_g \frac{2 \cdot 120^2}{40 \cdot 10^{-3} \cdot 0,7} = 13,5 \text{ Ом}$$

Врахувавши опір горизонтального заземлювача, розраховуємо необхідний опір вертикальних заземлювачів за відповідною формулою:

$$R_{B,3} = \frac{R_3 \cdot R_c}{R_c - R_3}, \quad (5.8)$$

$$R_{B,3} = \frac{4 \cdot 13,5}{13,5 - 4} = 5,7 \text{ Ом}$$

Проводимо розрахунок кількості електродів урахувавши опір горизонтального заземлювача:

$$n = \frac{R_0}{\eta \cdot R_{B,3}}, \quad (5.9)$$

$$n = \frac{22,7}{0,7 \cdot 5,7} = 5,7$$

Остаточно за результатами розрахунків приймаємо до монтажу 6 вертикальних заземлювачів.

### 5.5 Заходи з протипожежної безпеки

Основними причинами пожеж на РТП можуть бути такі фактори як : грозові розряди, неполадки обладнання, порушення правил протипожежної безпеки та тощо. Якщо ж виникла пожежа на підстанції то відбувається повне порушення електропостачання району і відповідно це приносить чималі збитки споживачам електроенергії

Для запобігання виникненню пожеж передбачаються такі заходи:

- релейний захист (диференційний захист, максимальний струмовий захист та газовий захист).
- засоби контролю стану ізоляції;
- автоматична пожежна сигналізація та сповіщувачі;
- засоби ефективного охолодження електрообладнання у процесі роботи.

Важливим протипожежним заходом є правильний вибір та використання електродвигунів, стаціонарних та переносних світильників, пускової апаратури з урахуванням умов навколишнього середовища (вогкість, запиленість, пожежа та вибухонебезпечність).

Існують такі способи пожежогасіння:

- за допомогою вогнегасників (порошкові, пінні, вуглекислотні);
- автоматичне (спринклерні та дренажні);
- за допомогою пожежних гідрантів та пожежних машин.

Також всі працівники підприємства мають проходити спеціальну протипожежну підготовку. Відповідно до норм РТП повинні утримуватись у чистоті, очищуватись від легкозаймистих матеріалів, територія повинна бути огорожена і повинна бути освітлена у відповідності з нормами.

Першими засобами гасіння є встановлені на РТП протипожежні щитки, використання інвентарю в інших цілях недопустиме.

## 5.6 Розрахунок блискавкозахисту РТП 35/10 «Срібне»

Для захисту РТП від прямих ударів блискавки необхідно використовувати блискавковідводи.

Проводимо розрахунок блискавковідводів за формулою:

$$r_{\chi}/h-h_{\chi}=\rho(1,6/(1+h_{\chi}/h)), \quad (5.10)$$

де  $h, h_{\chi}$  – активна висота блискавковідводу,

$h_{\chi}$  – висота захищуваного об'єкту,

$h$  – загальна висота блискавковідводу,

$r_{\chi}$  – радіус захисту блискавковідводу,

$\rho$  – коефіцієнт, який при висоті блискавковідводу менше 30 м дорівнює 1.

Проводимо визначення зони захисту чотирьох блискавковідводів, прийнявши висоту блискавковідводу 15,85 м.

Для шаф марки КВ-1Ф висота яких при установі шафи на фундамент висота складає 3,85 м

НУБІП УКРАЇНИ

$$r\chi = (1,6 - 15,85 \cdot (15,85 - 3,85)) / (15,85 + 3,85) = 15,4 \text{ м}$$

Розраховуємо ширину внутрішньої зони захисту  $2vx$  на висоті  $h\chi$  за розрахунковою формулою:

$$2vx = ((7 \cdot ha - a) / (14 \cdot ha - a)) \cdot 4r\chi = ((7 \cdot 12 - 18,8) / (14 \cdot 12 - 18,8)) \cdot 4 \cdot 15,4 = 26,9 \text{ м}$$

$$vx = 26,9 / 2 = 13,5 \text{ м}$$

НУБІП УКРАЇНИ

Відповідно до плану, шафи КВ-1Ф розташовані на відстані 8,5 м від блискавковідводів, це значно менше за 13,5 м

Для порталу 35 кВ, висота якого складає 6,2 м

$$r\chi = (1,6 - 15,85 \cdot (15,85 - 6,2)) / (15,85 + 6,2) = 11,1 \text{ м}$$

НУБІП УКРАЇНИ

$$2vx = ((7 \cdot ha - a) / (14 \cdot ha - a)) \cdot 4r\chi = ((7 \cdot 9,65 - 20,8) / (14 \cdot 9,65 - 20,8)) \cdot 4 \cdot 11,1 = 19,6 \text{ м}$$

$$vx = 19,6 / 2 = 9,8 \text{ м}$$

Відповідно до умов портал входить в зону блискавковідводу.

Розраховуємо можливість захисту обладнання розташованого у

внутрішній зоні захисту, для чого знаходимо  $h0$

НУБІП УКРАЇНИ

$$h0 = 4h - \sqrt{(9h^2 + 0,25 \cdot a^2)} = 4 \cdot 15,85 - \sqrt{(9 \cdot 15,85^2 + 0,25 \cdot 18,8^2)} = 14,8 \text{ м}$$

Відповідно до розрахунків роюємо висновок, що РТП-35/10 «Срібне» задовольняє всі умови оскільки має меншу висоту і воно буде захищене після встановлення 4 блискавковідводів.

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

## ВИСНОВКИ

В даній кваліфікаційній роботі проведений аналіз системи електропостачання району, проведена модернізація РТП 35/10 «Срібне», а також розроблена система дистанційного моніторингу для забезпечення найбільшої енергоефективності.

В даній роботі було розглянута загальна характеристика району електропостачання, проведено розрахунок навантаження відхідних ліній по споживчих ТП 10/0,4кВ за умови розвитку мереж на 7 років. Відповідно з отриманими результатами була проведена перевірка існуючих трансформаторів РТП 35/10кВ. Розраховані струми к.з. у відхідних лініях, після цього було проведено вибір нового обладнання для РП. Проведена перевірка ліній на допустиму втрату напруги. Розглянуті ряд аспектів по модернізації системи обліку електроенергії. Запропоновано систему дистанційного моніторингу електроспоживання на базі пристроїв компанії Schneider Electric/ Наведено основні заходи з безпечної експлуатації обладнання на РТП 35/10 кВ, та протипожежного захисту. Аналізуючи отримані результати, можна зробити такі висновки:

Завдяки заміні силових трансформаторів на РТП 35/10 кВ ТМ-4000/35 на ТМН-6300/35 збільшено пропускну здатність системи електропостачання, а також зменшено втрати електричної енергії в трансформаторах;

Замінивши існуючі провади на ПЛ 10 кВ «ТП-121» зменшено втрати напруги в лінії до номінальних значень;

Заміною обладнання комірки 10 кВ на більш сучасне підвищено ефективність та надійність електропостачання споживачів;

Впровадження системи дистанційного моніторингу дозволить зменшити комерційні втрати електричної енергії, підвищити надійність та якість електропостачання споживачам електричної енергії.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

# НУБіП України

1. Закон України "Про електроенергетику" // ВВР України. – 1998. – №1.

2. Закон України "Про енергозбереження" // ВВР України. – 1994. – №30.

3. ГОСТ 16442-80. Кабели силовые с пластмассовой изоляцией. Технические условия. – М.: Госстандарт СССР, 1980. – 24 с.

4. Правила користування електричною енергією. – К.: НКРЕ України, 2002. – 215 с.

5. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 350 с.

6. Інструкція про порядок комерційного обліку електричної енергії // Затверджено Радою Оптового ринку електричної енергії України, протокол №12 від 8 жовтня 1998 р. – К.: НКРЕ, 1998. – 54 с.

7. ДБН В. 2.5-23-2003 – Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. – К.: Мінрегіонбуд України, 2003. – 146 с.

8. Плачков И.В. Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии для энергоснабжающей компании / И.В. Плачков, В.А. Гинайло, А.В. Праховник и др. // Учет и контроль энергоресурсов. – №1. – 1998. – С. 11-23.

9. Справочник по проектированию электроснабжения. / Л.Е. Федорова, М.Г. Зименкова, А.Г. Смирнова.; под редакцией Ю.Г. Барыбина. – М.: Агропромиздат, 1983. – 578 с.

10. ГОСТ 27514-87 Короткі замикання в електроустановках. Методи розрахунку в електроустановках змінного струму напругою понад 1 кВ. -35 с.

11. Методичні вказівки з вибору обмежувачів перенапруг нелінійних виробництва підприємства «Таврида Електрик» для електричних мереж 6 – 35 кВ. Наказ Мінпаливенерго України № 4 від 02.08.2001. - 36 с.

12. Основы практического применения вакуумных выключателей серии TEL. Севастополь, «Таврида Електрик», 2001.

13. Правила експлуатації електрозахисних засобів (ДНАОП 1.1.10 – 1.07-01). – Харків: Форт, 2001. – 118 с.



14. ГKD 340.000.002-97. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі.-К.: Міненерго України, 1997. - 54 с.

15. Герасимов В.Г. Электротехнический справочник / В.Г. Герасимов, П.Г. Грудинский, В.А Лабунцов. – М.: Агропромиздат, 1989. – 720 с.

16. Праховник А.В. Енергетичний менеджмент: Навчальний посібник / А.В. Праховник, О.Б. Розумовський. – К.: Нот. ф-ка, 1999. 184 с.

17. Каганов И.Л. Курсовое и дипломное проектирование / И.Л. Каганов. – М.: Агропромиздат, 1990. – 352 с.

18. Маліновський А.А. Контроль та планування енерговикористання: Посібник для слухачів навчальних курсів з енергетичного менеджменту / А.А. Маліновський. – Львів.: НУ "Львів. політехніка". Регіональний центр з перепідготовки та підв. кваліфікації кадрів у сфері енергозбереження та енергетичного менеджменту. – 2001. – 55с.

19. Черемісін М.М. Автоматизація обліку та управління електроспоживанням: Посібник для вищих навчальних закладів / М.М. Черемісін, В.М. Зубко. – Харків: Факт, 2005. – 192 с.

20. Гельман Г.А. Проектирование электроустановок квартир с улучшенной планировкой и коттеджей (на базе электрооборудования компании Schneider Electric) / Г.А. Гельман. – М.: ЗАО "Шнейдер Электрик", 2007. – 242 с.

НУБІП України

НУБІП України