

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

УДК 621.3

ПОГОДЖЕНО
Директор Інституту енергетики,
автоматики і енергозбереження

Каплун В.В.

(підпис)

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ
Завідувач кафедри
електропостачання
ім. проф. В.М. Синькова

Гай О.В.

(підпис)

« » 2022 р. « » 2022 р.

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему **«Реконструкція системи електропостачання населеного
пункту з використанням відновлювальних джерел енергії»**

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

Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання
(назва)

Магістерська програма електричні мережі і системи
(назва)

Орієнтація освітньої програми освітньо-професійна
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Виконав Чухліб В.В.
(підпис) (ПІБ)

Керівник магістерської роботи

К.Т.Н., доцент Волошин С.М.
(науковий ступінь та вчене звання) (підпис) (ПІБ)

Нормоконтроль

К.Т.Н., доцент Петренко А.В.
(науковий ступінь та вчене звання) (підпис) (ПІБ)

Консультанти

Охорона праці к.т.н., доцент Омельчук А.О.
(розділ) (науковий ступінь та вчене звання) (підпис) (ПІБ)

Економічна частина к.т.н., доцент Волошин С.М.
(розділ) (науковий ступінь та вчене звання) (підпис) (ПІБ)

Київ – 2022

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІНЖЕНЕРТЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

електропостачання ім. проф. В.М. Синькова

к.т.н., доцент

Гай О.В.

(підпис)

« »

2022 р.

ЗАВДАННЯ

ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ

Чухлібу Владиславу Володимировичу

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання

Магістерська програма електричні мережі і системи

Орієнтація освітньої програми освітньо-професійна

Тема магістерської роботи: «Реконструкція системи електропостачання населеного пункту з використанням відновлювальних джерел енергії»

затверджена наказом ректора НУБІП України від р. №672 «С».

Термін подання завершеної роботи на кафедру:

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

Перелік питань, що підлягають дослідженню:

1. Розрахунок параметрів системи електропостачання населеного пункту.
2. Вибір параметрів та обладнання ТП-35/10 кВ.

Обґрунтування структурної схеми та складових системи управління енергоспоживанням.

Розрахунок параметрів сонячної електростанції

Перелік графічного матеріалу: презентація

Дата видачі завдання

Керівник магістерської роботи

Волошин С.М.

Завдання прийняв до виконання

Чухліб В.В.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	4
ВСТУП.....	5
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ РАЙОНУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	7
1.1. Характеристика району електропостачання.....	7
1.2. Розрахунок електричних навантажень.....	8
РОЗДІЛ 2 МОДЕРНІЗАЦІЯ ОБЛАДНАННЯ ТП ТА ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ.....	16
2.1. Вибір силових трансформаторів.....	16
2.2. Розрахунок струмів короткого замикання.....	19
2.3. Вибір електричної апаратури розподільчого пристрою 10 кВ.....	24
Умови вибору трансформаторів струму.....	31
2.4. Вибір проводів повітряних ліній 10 кВ.....	36
РОЗДІЛ 3 ВИБІР ТА РОЗРАХУНОК СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ.....	40
РОЗДІЛ 4 МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯМ НАСЕЛЕНОГО ПУНКТУ.....	49
4.1. Організація енергетичного менеджменту.....	49
4.2. Система обліку електроенергії.....	53
4.3. Керування і контроль споживанням електроенергії.....	60
РОЗДІЛ 5 РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ СКЛАДОВОЇ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ.....	72
РОЗДІЛ 6 ЗАГАЛЬНІ ЗАХОДИ ЕЛЕКТРОБЕЗПЕКИ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ НАСЕЛЕНОГО ПУНКТУ.....	76
ВИСНОВОК.....	80
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	81

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АПВ – автоматичне повторне включення;
ЕП – електропостачання;

РПН – регулювання під навантаженням;

ПЗН – прилад зосередженого навантаження;

ЛЕП – лінії електропередавання;
КЗ – коротке замикання;

ВРП – відкритий розподільчий пристрій;

ЗРП – закритий розподільчий 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;

ТК – трансформаторна підстанція;
ТС – трансформатор струму.

НУБІП України

НУБІП України

ВСТУП

Всі теми, які пов'язані з електропостачанням, завжди були та будуть актуальні. Стабільне та якісне електропостачання - фундамент стабільної

роботи промислового комплексу, логістики, фермерства, комунального господарства та більшості інших побутових та промислових сфер. Основною

характеристикою на сьогодні є підвищення рівня електроспоживання, а разом з тим - більше вимог до якості цієї енергії, надійності її постачання, впровадження більш жорсткіших заходів безпеки, тощо. В таких випадках

розробляються нормативні документи, які впроваджують деякі правила для

обладнання за технічної експлуатації, всіляких електроприладів і електроустановок, в мережі і системі загалом. Проведено модернізацію

методики розрахунку та вибору різних електротехнічних установок, їх електротехнічних комплексів. Останнім часом розроблено та успішно

впроваджено багато принципово нових електричних приладів та установок, а також схем рішень для використання в різних системах електропостачання.

Передаючи, розподіляючи та споживаючи електроенергію ймовірно різноманітні відмови електроустановок, які погано впливають на надійність і

економічність електроенергії. Першочергове завдання енергопостачання -

зменшити втрати електроенергії під час її виробництва, передачі та використання.

Щоб зменшити втрати електроенергії і збільшити ефективність електропостачання впроваджують такі заходи: підтримка оптимальної

напруги на збірних шинах трансформаторних підстанцій 10 кВ 110 ... 35/10 кВ

і на збірних шинах 0,38 кВ ТП 10 / 0,38 кВ; вимкнення одного з трансформаторів при низькому навантаженні на двох трансформаторних

підстанціях; вирівнювання фазного навантаження; встановлення

компенсаторів реактивної енергії у мережі; використання в ТП приладів РПН

і приладів ПСН; заміна трансформаторів у разі їх недовантаження чи перевантаження; перепідключення електричних мереж на вищу номінальну

напругу; застосування економічно вигідних перетинів ЛЕП.

НУБІП УКРАЇНИ

Варто зазначити, що для досягнення найбільшої надійності та ефективності постачання та розподілу електроенергії дані заходи мають враховувати як економічний ефект від його використання, так і додаткові витрати на його реалізацію.

НУБІП УКРАЇНИ

Мета даної магістерської роботи - обґрунтування параметрів системи електропостачання населеного пункту з використанням відновлювальних джерел енергії.

Об'єктом дослідження є система електропостачання населеного пункту.

НУБІП УКРАЇНИ

Предметом дослідження є процес передачі та розподілу електроенергії в мережі електропостачання населеного пункту та інтеграція відновлювальних джерел енергії в мережу.

Завдання проекту наступні:

- дослідження діючої системи електропостачання;
- розрахунок та вибір апаратури для оновлення РТН-35/10 кВ;
- розрахунок параметрів сонячної електростанції;
- економічне обґрунтування сонячної електростанції з

фотоелектричними перетворювачами.

- визначення заходів для безпечної експлуатації електрообладнанням.

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ РАЙОНУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

НУБІП України

1.1. Характеристика району електропостачання

НУБІП України

Електропостачання району споживачів, які знаходяться в Чорнобаївському районі Черкаської області відбувається з допомогою ТП

35/10 кВ "Вереміївка" (рис. 1.1).

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України



Рис. 1.1. Чорнобаївський район

НУБІП України

Від ТП відходить п'ять повітряних ліній довжиною близько 77 000 метрів. Виконання повітряних ліній відбувалося проводами різних марок та перерізів: АС-50, АС-35, А-50 і А-35. ПЛ 10 кВ в основному прокладені на

НУБІП України

дерев'яних опорах з залізобетонними приставками, та виконують постачання електроенергії для 42-х споживчих ТП, що мають низку потужних споживачів першої (I) та другої (II) категорії електропостачання. До розподільчої мережі 10 кВ відносяться механізми АВР від найближчих ТП.

ТП-35/10 кВ "Вереміївка" – це трансформаторна підстанція, яка виконана на двох трансформаторах. Кожен має номінальну потужність 1600 кВА. Шини лінії 10 кВ секційні та розділені вимикачем секційного типу який має АВР номінальною напругою 10 кВ.

Резервне живлення мережі 10 кВ виконується за рахунок з'єднання її з найближчими мережами та системи АВР в даній мережі опосередковане споживання електроенергії виробничими споживачами менше за споживання побутовими. Але не

звертаючи на це увагу, район електропостачання налічує невелику кількість значних споживачів: підприємства харчового виробництва, які виробляють цукор, молочну продукцію або комбікорм, заводи будівельної промисловості-вироби із залізобетону та контейнери.

Досліджувана система електропостачання знаходиться в межах кліматичної зони, яка має такі характеристики:

- район по ожеледі - II;
- район по вітру - II;
- опосередкована річна температура $+24^{\circ}\text{C}$;
- опосередкована грозова діяльність у рік – близько 54 години;
- максимальна глибина промерзання ґрунтів 87 см.

Розташування ліній ЕП і досліджувана підстанція відноситься до району з середньою інтенсивністю розшатування проводів.

1.2. Розрахунок електричних навантажень

Обчислюємо розрахункову потужність ліччих ТП 10/0,4 кВ; і знаходимо значення електричного навантаження на ділянках з сторони високої напруги.

Враховуючи коефіцієнт зростання навантажень, який залежить від типу споживача, розраховано навантаження для існуючих трансформаторних підстанцій.

Враховуючи необхідність проектування з перспективою на 7 років

розрахункове навантаження P_p існуючої ТП 10/0,4 кВ знаходимо з умови:

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

де P_m – це найбільше навантаження підстанції, кВ;

K_n – це коефіцієнт зростання навантаження, значення якого залежить від

типу споживання електроенергії та характеру навантаження.

Щоб визначити навантаження ТП на 2028 рік K_n обирається для:
змішаного навантаження – $K_n = 1,4$, комунально-побутових споживачів – $K_n = 1,3$; потужних промислових споживачів – $K_n = 1,4$;

Розрахунок навантаження діючих трансформаторних підстанцій відбувається шляхом множення розрахункового навантаження та коефіцієнта денного K_d або вечірнього K_B максимумів, значення яких для [1]:

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

- комунально-побутових споживачів $K_d = 0,3 \dots 0,4$; $K_B = 1,0$;

- змішаних споживачів $K_d = K_B = 1,0$.

В таблиці 1.1 зображено розраховане навантаження діючих ТП 10/0,4 кВ на 2028 рік.

Навантаження на лініях напругою 10 кВ. знаходимо як суму навантажень (спочатку денних, потім вечірніх) по добавках. Розрахунок навантаження здійснюють з кінця лінії поступово наближаючись до джерела.

На окремих лініях знаходиться навантаження загальне $P_{заг}$, яке враховує змішане, комунально-побутове; та виробниче $P_{вир}$, яке враховує виробниче, промислове навантаження.

На всіх лініях електропередавання обчислюємо розрахункові денні і вечірні максимальні навантаження виходячи з умови.

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

$$P_e = P_{об} + \Delta P (P_{ем}), \quad (1.3)$$

де $P_{об}$ і $P_{об}$ – денне або вечірнє навантаження (максимальне), кВм;

$P_{дм}$ і $P_{ем}$ – денне або вечірнє навантаження (мінімальне), кВм;

ΔP – добавка від меншого навантаження.

Таблиця 1.1

Розрахункове навантаження ТП 10/0,4 кВ на 2028 рік

№ ТП	Тип споживачів	Найбільше діюче навантаження (на 2021 р.) P_m , кВт	Обчислене навантаження P_p , кВт	Денний максимум P_d , кВт	Вечірній максимум P_v , кВт
ПЛ - 1					
184	к	46.4	65	26	65
319	в	110.7	155	155	93
41	в	300.0	420	420	252
183	з	116.4	163	163	163
182	к	47.9	67	26.8	67
181	к	36.5	47.5	19	47.5
190	в	121.5	158	158	94.8
191	з	119.2	155	155	155
5	к	127.3	165.5	66.2	165.5
192	к	47.3	61.5	24.6	61.5
42	з	75.0	105	105	105
43	з	70.4	98.5	98.5	98.5
ПЛ - 2					
46	в	193.6	271	271	162.6
138	з	84.6	110	110	110
298	з	39.3	55	55	55
432	к	18.8	24.5	9.8	24.5
47	к	119.2	155	62	155
299	з	37.5	52.5	52.5	52.5
48	з	46.4	65	65	65
ПЛ - 3					
44	к	80.8	105	42	105
301	в	116.8	163.5	163.5	98.1
240	к	19.6	27.5	11	27.5
241	к	42.3	55	22	55
180	к	45.0	58.5	23.4	58.5
194	з	74.6	104.5	104.5	104.5
ПЛ - 4					
212	з	125.0	175	175	175
202	в	189.6	263.5	263.5	159.3
333	в	188.5	245	245	147
268	к	44.6	62.5	25	62.5
269	к	88.5	115	46	115
373	з	75.0	105	105	105
ПЛ - 5					
317	к	70.0	98	39.2	98
220	к	46.8	65.5	26.2	65.5
318	в	185.7	260	260	156
89	в	450.0	630	630	378
227	к	23.2	32.5	13	32.5
214	в	425.0	595	595	357
272	к	46.4	65	26	65
271	к	45.4	63.5	25.4	63.5
375	к	47.9	67	26.8	67
90	з	164.3	230	230	230
223	з	175.0	245	245	245

На зображеннях 1,2-1,6 відображено схеми для розрахунку мереж 10 кВ.

В таблиці 1.2 представлено виконаний розрахунок навантажень ліній 10 кВ.

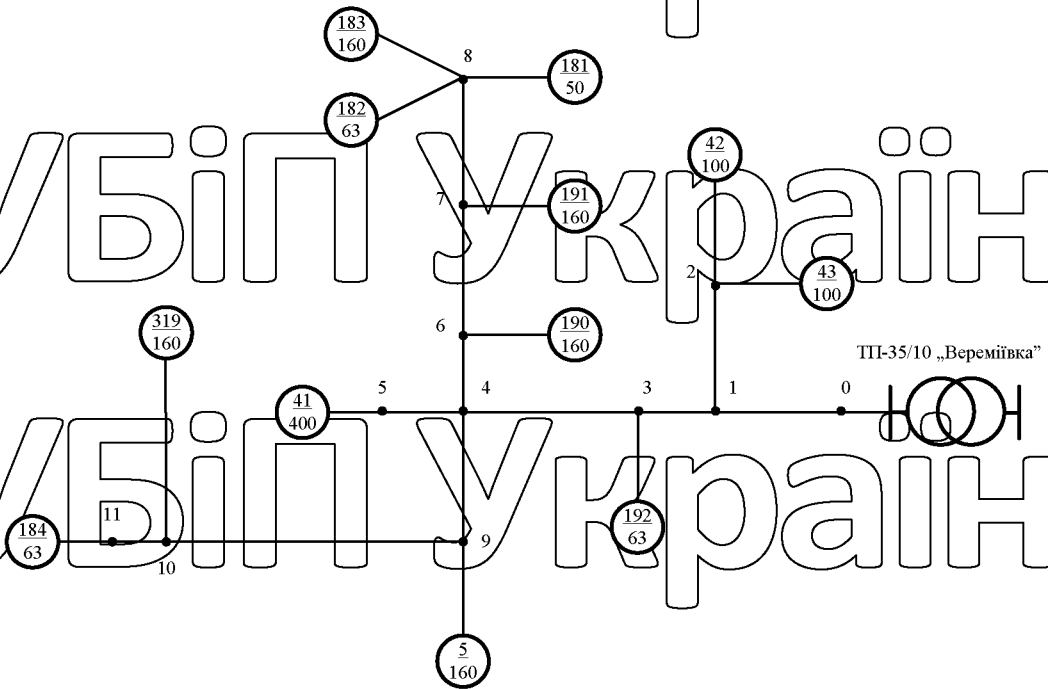


Рис. 1.2. Умовна схема мережі для розрахунку ЦЛ – 1 ТП-35/10 кВ "Вереміївка"

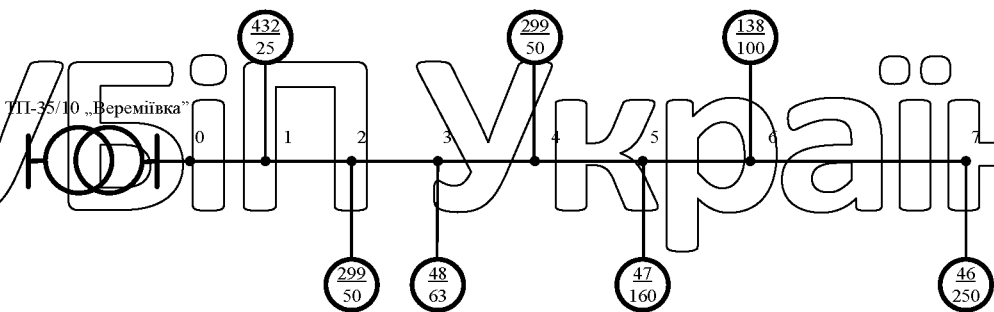
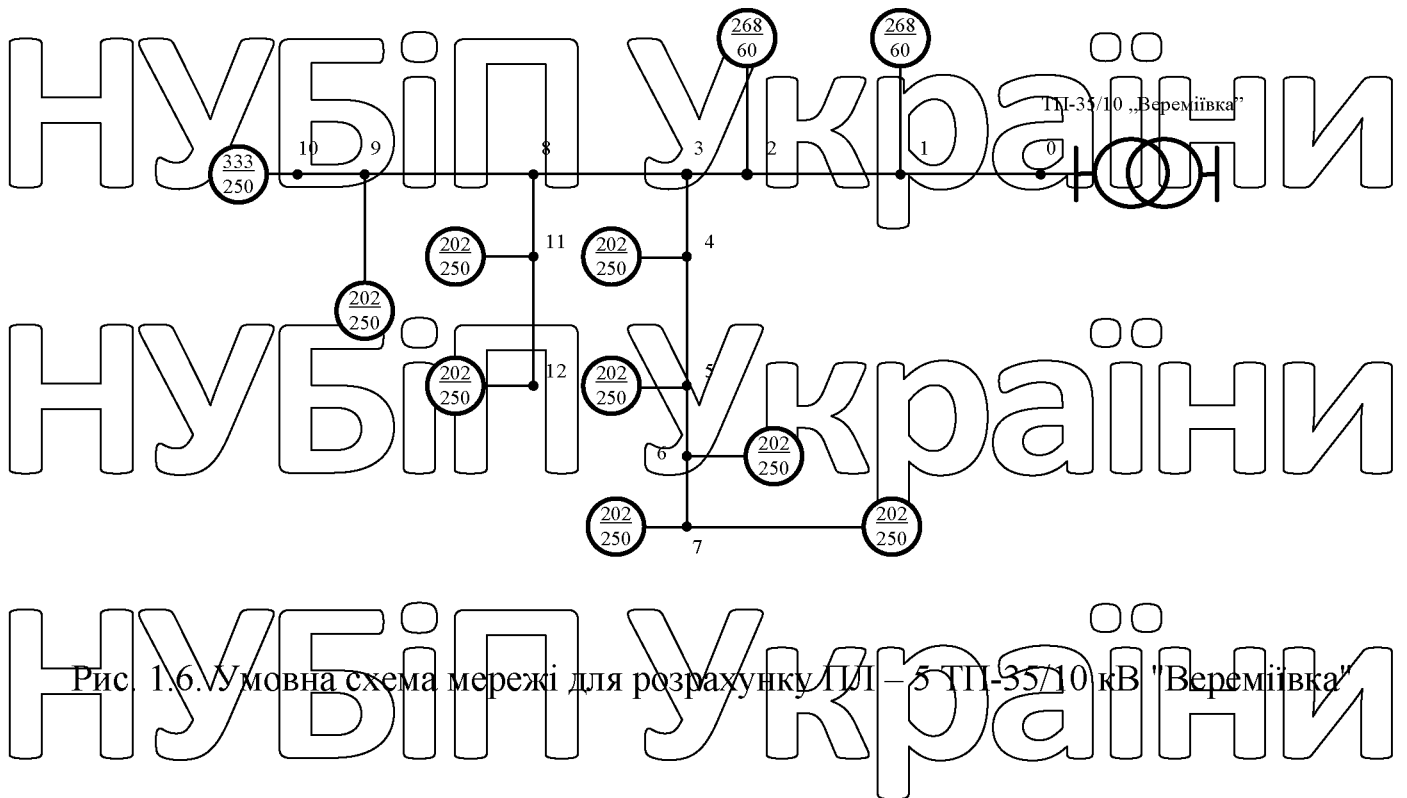
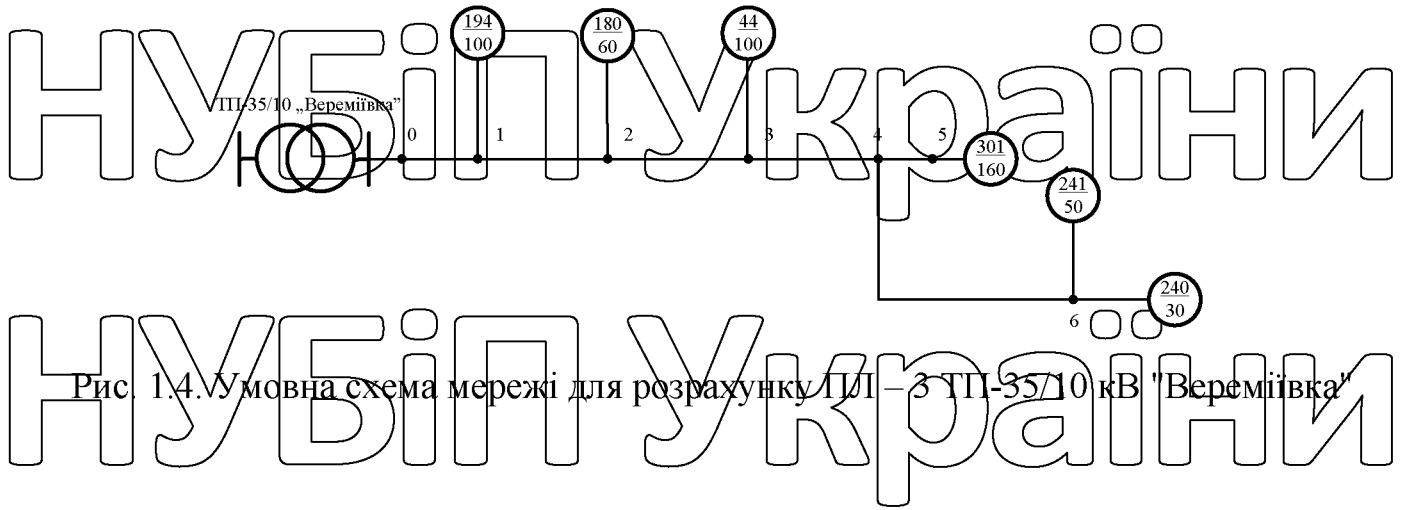


Рис. 1.3. Умовна схема мережі для розрахунку ЦЛ – 2 ТП-35/10 кВ "Вереміївка"



Таблиця 1.2 Розрахункове навантаження мережі 10 кВ на 2028 рік

Відрізок мережі	Тип навантаження $P_{вир}/P_{заг}$	Денна потужність споживання, кВт				Вечірня потужність споживання, кВт			
		$P_{об}$	$P_{ом}$	ΔP ($P_{ом}$)	$P_{д}$	$P_{об}$	$P_{ем}$	ΔP ($P_{ем}$)	$P_{в}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПЛ - 1									
10-11	Рвир								
	Рзаг				26.00				65.00
9-10	Рвир				155.00				93.00
	Рзаг	155.00	26.00	17.00	172.00	93.00	65.00		142.20
4-9	Рвир				155.00				93.00
	Рзаг	172.00	66.20	48.50	220.50	165.50	142.20		277.00
7-8	Рвир								
	Рзаг				177.50				235.90
6-7	Рвир								
	Рзаг	177.50	155.00		299.25	235.90	155.00		351.80
4-6	Рвир				158.00				94.80
	Рзаг	299.25	158.00		411.50	381.80	94.80		402.00
4-5	Рвир				420.00				252.00
	Рзаг				420.00				252.00
3-4	Рвир	420.00	155.0; 158.0		623.05	252.00	94.8; 93.0		373.80
	Рзаг	420.00	411.5; 220.5		894.00	402.00	252.0; 277.0		791.40
1-3	Рвир				623.05				373.80
	Рзаг	894.00	24.60	16.00	910.00	791.40	61.50	46.00	837.40
1-2	Рвир								
	Рзаг	105.00	98.50		183.20	105.00	98.50		183.20
0-1	Рвир				623.05				373.80
	Рзаг	910.00	183.20	141.00	1051.00	837.40	183.20	141.00	978.00
ПЛ - 2									
6-7	Рвир				271.00				162.60
	Рзаг				271.00				162.60
5-6	Рвир				271.00				162.60
	Рзаг	271.00	110.00		343.00	162.60	110.00		272.60
4-5	Рвир				271.00				162.60
	Рзаг	271.00	62.00	46.00	317.00	162.60	155.00		283.80
3-4	Рвир				271.00				162.60
	Рзаг	317.00	52.50	37.50	354.50	283.80	52.50	37.50	323.30
2-3	Рвир				271.00				162.60
	Рзаг	354.50	65.00	48.00	402.50	323.30	65.00	48.00	371.30
1-2	Рвир				271.00				162.60
	Рзаг	402.50	55.00	40.00	442.50	371.30	55.00	40.00	411.30
0-1	Рвир				271.00				162.00
	Рзаг	442.50	9.80	6.10	448.60	411.30	24.50	16.30	427.60
ПЛ - 3									
4-6	Рвир								
	Рзаг	22	11		29.7	55	27.5		74.25
4-5	Рвир				163.5				98.1
	Рзаг				163.5				98.1
3-4	Рвир				163.5				98.1
	Рзаг	163.5	29.7	19.7	183.2	98.1	74.25		155.3
2-3	Рвир				163.5				98.1
	Рзаг	183.2	42	30.3	213.5	155.3	105		234.3
1-2	Рвир				163.5				98.1
	Рзаг	213.5	23.4	15	228.5	234.3	58.5	43	277.3

Продовження таблиці 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0-1	Р _{вир}				163.5				98.1
	Р _{заг}	228.5	104.5		300	277.3	104.5		343.6
ПЛ - 4									
4-5	Р _{вир}								
	Р _{заг}	175.00	105.00		252.00	175.00	105.00		252.00
3-4	Р _{вир}								
	Р _{заг}	252.00	25.00	16.50	268.50	252.00	62.50	46.00	298.00
2-3	Р _{вир}								
	Р _{заг}	268.50	46.00	33.60	302.10	298.00	115.00		371.70
1-2	Р _{вир}				245.00				147.00
	Р _{заг}	302.10	245.00		492.40	371.70	147.00		466.80
0-1	Р _{вир}	265.50	245.00		459.50	159.30	147.00		273.70
	Р _{заг}	492.40	265.50		682.10	466.80	159.30		563.50
ПЛ - 5									
11-12	Р _{вир}				630.00				378.00
	Р _{заг}				630.00				378.00
9-10	Р _{вир}				39.20				98.00
	Р _{заг}				58.90	98.00	63.50		147.20
8-9	Р _{вир}	39.20	26.20		801.00	378.00	156.00		480.60
	Р _{заг}	630.00	260.00		801.00	378.00	156.00		480.60
8-11	Р _{вир}	630.00	260.00		801.00	378.00	156.00		480.60
	Р _{заг}	630.00	260.00		801.00	378.00	156.00		480.60
3-8	Р _{вир}				801.00				480.60
	Р _{заг}	801.00	58.90	43.00	844.00	480.60	147.20		565.00
6-7	Р _{вир}				47.00	67.00	63.50		117.50
	Р _{заг}	26.80	25.40		65.70	117.30	63.00		164.30
5-6	Р _{вир}				595.00				357.00
	Р _{заг}	595.00	65.70	48.50	643.50	357.00	164.30		469.20
3-4	Р _{вир}				595.00				357.00
	Р _{заг}	595.00	13.00	8.40	603.40	357.00	32.50	22.40	379.40
2-3	Р _{вир}	801.00	595.00		1256.40	480.60	357.00		753.30
	Р _{заг}	844.00	603.40		1302.70	565.00	379.40		850.00
1-2	Р _{вир}				1256.40				753.30
	Р _{заг}	1102.70	230.00	178.00	1480.70	850.00	230.00		972.00
0-1	Р _{вир}	1480.70	245.00	190.50	1671.00	952.00	245.00		1095.00
	Р _{заг}	1480.70	245.00	190.50	1671.00	952.00	245.00		1095.00

Зі сторони вищої напруги ТП знаходимо навантаження способом додавання навантажень всіх ділянок розгалужених від ліній 10 кВ.

За допомогою денного та вечірнього навантаження (загальник та виробничих потужностей) визначаємо потужність на шинах мережі 10 кВ:

Денне навантаження Вечірнє навантаження

$$\text{ПЛ-1 } P_{\text{вир}} = 623 \text{ кВт} \quad P_{\text{вир}} = 374 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{заг}} = 105 \text{ кВт} \quad P_{\text{заг}} = 978 \text{ кВт}$$

$$\text{ПЛ-2 } P_{\text{вир}} = 271 \text{ кВт} \quad P_{\text{вир}} = 162 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{заг}} = 448,6 \text{ кВт} \quad P_{\text{заг}} = 427,6 \text{ кВт}$$

ПЛ-3 $P_{вир} = 163,5 \text{ кВт}$ $P_{вир} = 98,1 \text{ кВт}$
 $P_{заг} = 300 \text{ кВт}$ $P_{заг} = 343,6 \text{ кВт}$
ПЛ-4 $P_{вир} = 459,5 \text{ кВт}$ $P_{вир} = 275,7 \text{ кВт}$
 $P_{заг} = 682,1 \text{ кВт}$ $P_{заг} = 563,5 \text{ кВт}$

ПЛ-5 $P_{вир} = 1256,4 \text{ кВт}$ $P_{вир} = 753,3 \text{ кВт}$
 $P_{заг} = 1671 \text{ кВт}$ $P_{заг} = 1095 \text{ кВт}$
Тоді загальна денна та вечірня потужність ТП

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

$$P_{заг\ денне} = 0,825 \cdot 3852,7 + 235 = 3413,5 \text{ кВт}.$$

$P_{заг\ вечірне} = k_o \cdot \sum P_{заг\ вечірне} + \Delta P (P_{заг\ мін\ вечірне}),$
 $P_{заг\ вечірне} = 0,8 \cdot 3407,7 = 2726,2 \text{ кВт}.$

Отже навантаження в денний максимум є найбільшим на трансформаторній підстанції та дорівнює 3413,5.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

РОЗДІЛ 2

МОДЕРНІЗАЦІЯ ОБЛАДНАННЯ ТП ТА ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ

НУБІП України

2.1. Вибір силових трансформаторів

НУБІП України

Щоб підібрати силовий трансформатор розраховуємо повну потужність виходячи з умови:

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

НУБІП України

де 1,12 – коефіцієнт, в залежності від втрат потужності для передачі та розподілу електроенергії;

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

НУБІП України

де $P_{заг.б.}$ – максимальне денне або максимальне вечірнє навантаження ($P_{заг.б.} = 3413,5 \text{ кВт}$);

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності, для світлої частини доби приймаємо 0,8.

$$S = 3413,5 / 0,8 = 4267 \text{ кВА},$$

$$S_{роз} = 1,12 \cdot 4267 = 4778,9 \text{ кВА}.$$

НУБІП України

На існуючій ТП працює 2 трансформатори ТМН-1600 сумарною потужністю 3200 кВА. Враховуючи розвиток електромереж з перспективою на 7 років бачимо, що існуюча підстанція не підходить для передачі та розподілу більшого навантаження і необхідної якості електроенергії.

НУБІП України

Щоб виконати необхідні умови для надійної роботи трансформаторної підстанції, міняємо дані трансформатори на 2 трансформатора марки ТМН-2500.

Обираємо 2 трансформатора ТМН-2500, які призначені для паралельної роботи, що будемо встановлювати на ТП 35/10 кВ.

НУБІП України

Обчислюємо навантаження даних трансформаторів із умови:

- для ТМН-2500:

$$2500 \text{ кВА} - 5000 \text{ кВА}$$

$$S_M = 4778,9 \text{ кВА}$$

$$S_M = (4778,9 \cdot 2500) / 5000 = 2390 \text{ кВА.}$$

Рівень втрат електричної енергії щороку (у грошовому еквіваленті) у трансформаторах визначаємо за формулою:

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

де S_M – найбільша потужність трьохфазного навантаження, кВА;

S_n – номінальна повна потужність трансформатора, кВА;

U_n – номінальна лінійна напруга ділянок мережі, кВ;

$\Delta P_{кз}$ – втрати в трансформаторній обмотці активної потужності КЗ, кВт;

$\Delta P_{хх}$ – втрати активної енергії при холостому ході (втрати в сталі) трансформаторів, кВт;

τ – період втрат за рік (час втрат), год/рік ($\tau = 1800$ год/рік);

c – вартість 1 кВт*год електричної енергії, грн. ($c = 1,69$ грн);

t – час роботи трансформаторів (год/рік). Приймаємо що

трансформатор працює цілорічно, то приймаємо $t = 8760$ год/рік

Заводські характеристики всіх трансформаторів показані у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1

Заводські характеристики трансформаторів

Тип	Потужність S_n , кВА	Номінальна напруга обмоток, кВ		$\Delta P_{хх}$, кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	$U_{кз}$, %	$I_{хх}$, %
		ВН	НН				
ТМН-1600/35	1600	35	11	3,6	18	6,5	1,5
ТМН-2500/35	2500	35	11	5,1	25	6,5	1,1

$$\Delta C_2 = (25 \cdot (2390^2 / 2500^2) \cdot 1800 + 5,1 \cdot 8760) \cdot 1,69 = 145007,27 \text{ грн/рік.}$$

Виконаємо розрахунок втрат електричної енергії використовуючи існуючі трансформатори.

З наступного рівняння знаходимо навантаження існуючих трансформаторів:

- для ТМН-1600:

$$S_m = \frac{1600 \text{ кВА} \cdot 3200 \text{ кВА}}{3414 \text{ кВА}}$$

$$S_m = (3414 \cdot 1600) / 3200 = 1707 \text{ кВА.}$$

Тоді в існуючих трансформаторах маємо такі втрати електричної енергії в рік (в грошовому еквіваленті):

$$\Delta C_{2c} = (18 \cdot (1707^2 / 1600^2) \cdot 1800 + 3,6 \cdot 8760) \cdot 1,69 = 254189,52 \text{ грн/рік.}$$

Знаходимо значення, яке характеризує частину вартості втрат електричної енергії, що відноситься до 1 кВт максимального навантаження трансформаторів виходячи з умови:

$$ПВ = \Delta C / S_m \quad (2.4)$$

Для трансформатора, який ми обрали на перспективу:

ТМН-2500: $ПВ = 145007,27 / 2390 = 60,67 \text{ грн/(кВт·рік).}$

Для трансформатора, який перебуває в експлуатації:

ТМН-1600: $ПВ = 254189,52 / 1707 = 148,91 \text{ грн/(кВт·рік).}$

Рівень зменшення питомих втрат знайдемо за допомогою рівняння:

$$\Delta ПВ = ((\Sigma ПВ_{ст} - \Sigma ПВ_{нов}) / \Sigma ПВ_{ст}) \cdot 100\%, \quad (2.5)$$

$$\Delta ПВ = ((2 \cdot 148,91 - 2 \cdot 60,67) / (2 \cdot 148,91)) \cdot 100\% = 59,2 \%$$

Втрату потужності в трансформаторах розрахуємо використовуючи залежність:

$$\Delta P = \Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot (S_m / S_n)^2 \quad (2.6)$$

Для трансформатора, який ми обрали на перспективу:

$$\Delta P_{2500} = 5,1 + 25 \cdot (2390 / 2500)^2 = 27,9 \text{ кВт}$$

Для трансформатора, який перебуває в експлуатації:

$$\Delta P_{1600} = 3,6 + 18 \cdot (1707 / 1600)^2 = 24,1 \text{ кВт}$$

де, K_{Bmp} - коефіцієнт втрат потужності в трансформаторах, що враховує частину втрати потужностей 1-го максимального навантаження трансформаторів для ТП. Його ми знаходимо за формулою:

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

Для трансформатора, який ми обрали на перспективу:

$$K_{Bmp2300} = 27,9 / 2390 = 0,0117$$

Для трансформатора, який перебуває в експлуатації:

$$K_{Bmp1600} = 24,1 / 1707 = 0,0141.$$

Тоді виходить: беручи до уваги що частка втрат електроенергії в ТП знизилася на 59,2 %, зменшився коефіцієнт втрат потужності трансформаторів з 0,0141 до 0,0117 та підвищилася пропускна здатність системи електропостачання, то заміна трансформаторів на нові є перспективним рішенням.

2.2. Розрахунок струмів короткого замикання

Щоб підібрати апаратуру та для перевірки частин електричних установок (таких як шини, ізолятори, кабельні лінії, тощо) електродинамічною та термічною стійкістю, розробки і налагодження релейного захисту, підбору обладнання і схем блискавкозахисту, підбору та підрахунку типу струмообмежуючого та заземлювального обладнання виконуємо розрахунок струму к. з. за допомогою методу відносних одиниць.

На шинах існуючої високовольтної підстанції потужність коротких замикань $S_{кш} = 80$ МВА. Базисна потужність $S_b = 100$ МВА.

Для прикладу зробимо розрахунок ділянки ПЛ-2 (рис. 2.1).

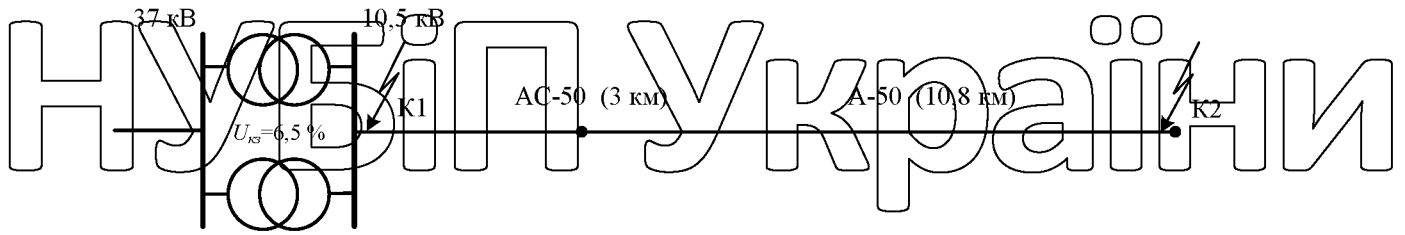


Рис. 2.1 Схема для розрахунків струмів к. з. на ділянці ПЛ-2.

Проводимо розрахунок струмів к. з. за методом описаним в літературі [4].

Реактивний опір мережі знаходимо за формулою:

$$X_{об} = \frac{S_{б}}{S_{кш}} \quad (2.8)$$

$$X_{об} = \frac{100}{80} = 1,25$$

Визначаємо реактивний опір трансформаторної підстанції виходячи з умови (пара трансформаторів включені на паралельну роботу):

$$X_{тб} = \frac{U_{кз} \cdot S_{б}}{100 \cdot S_{н}} \quad (2.9)$$

$$X_{тб1} = \frac{6,5 \cdot 100}{100 \cdot 2,5} = 2,6,$$

$$X_{тб2} = \frac{6,5 \cdot 100}{100 \cdot 2,5} = 2,6,$$

$$X_{тб} = \frac{X_{тб1} \cdot X_{тб2}}{X_{тб1} + X_{тб2}} = \frac{2,6 \cdot 2,6}{2,6 + 2,6} = 1,3.$$

Опір даної ділянки 10 кВ:

- реактивний

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

$$X_{л} = \frac{(0,355 \cdot 3 + 0,355 \cdot 10,8) \cdot 100}{10,5^2} = 4,44.$$

- активний

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

$$R_{л} = \frac{(0,603 \cdot 3 + 0,588 \cdot 10,8) \cdot 100}{10,5^2} = 7,4.$$

Розрахуємо еквівалентні результуючі опори до розрахункових точок к. з.:

НУБІП УКРАЇНИ

Для точки К1 розрахуємо значення результуючого опору виходячи з умови:
- активного:

$$R_{резK1} = 0.$$

- реактивного:

$$X_{резK1} = X_{сб} + X_{тб}, \quad (2.12)$$

$$X_{резK1} = 1,25 + 1,3 = 2,55.$$

- повного:

$$Z_{резK1} = \sqrt{R_{резK1}^2 + X_{резK1}^2}, \quad (2.13)$$

$$Z_{резK1} = \sqrt{2,55^2} = 2,55.$$

Для точки К2 розрахуємо значення результуючого опору виходячи з умови:

- активного:

$$R_{резK2} = R_l.$$

- реактивного:

$$X_{резK2} = X_{сб} + X_{тб} + X_l,$$

$$X_{резK2} = 1,25 + 1,3 + 4,44 = 6,99.$$

- повного:

$$Z_{резK2} = \sqrt{7,4^2 + 6,99^2} = 10,18.$$

Виконаємо обчислення базисних струмів за формулами

(в точках К1 і К2):

$$I_{бK1} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6}, \quad (2.14)$$

$$I_{бK1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}.$$

В точці К1 визначимо значення струму короткого замикання:

1) Існуючого значення трифазного струму н. з. за формулою:

$$I_{кз}^{(3ф)} = \frac{I_{бK1}}{Z_{резK1}}, \quad (2.15)$$

НУБІП України

2) Ударне значення трифазного струму к. з. за формулою:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{5,51}{2,55} = 2,16 \text{ кА} .$$

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

де K_y – ударний коефіцієнт, який залежить від затухання аперіодичних складових струмів к. з. (при замиканні на шинах 10 кВ $K_y = 1,5$; при замиканні в мережі 10 кВ $K_y = 1,2$)

$$I_y = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 2,16 = 4,58 \text{ кА} .$$

3) Діючого значення ударного струму к. з. за формулою:

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

$$I_{діюч} = 2,16 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,5 - 1)^2} = 2,65 \text{ кА} .$$

4) Двофазного струму к. з. за формулою:

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

НУБІП України

В точці К2 визначимо значення струму короткого замикання:

$$I_{кз}^{(2)} = 0,87 \cdot 2,16 = 1,88 \text{ кА} .$$

1) Існуючого значення трифазного струму к. з. за формулою

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{5,51}{10,18} = 0,54 \text{ кА} .$$

НУБІП України

2) Ударне значення трифазного струму к. з. за формулою:

$$I_y = \sqrt{2} \cdot 1,2 \cdot 0,54 = 0,92 \text{ кА} .$$

3) Діючого значення ударного струму к. з. за формулою:

$$I_{діюч} = 0,54 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,2 - 1)^2} = 0,56 \text{ кА} .$$

4) Двофазного струму к. з. за формулою:

$$I_{кз}^{(2)} = 0,87 \cdot 0,54 = 0,47 \text{ кА} .$$

Для ділянок, які відходять від 10 кВ РПІ здійснюємо такий самий

розрахунок. Розрахункові схеми струмів короткого замикання представлено

на рисунках 2.2-2.5.

НУБІП України

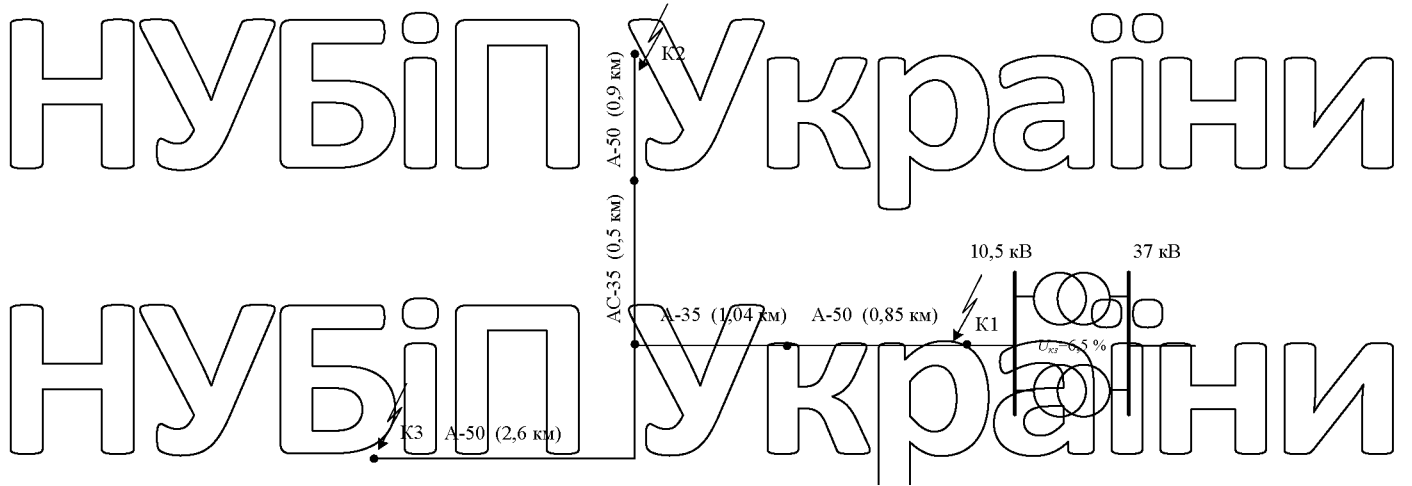


Рис. 2.2 Схема для розрахунку струмів к. з.

мережі ПЛ-1

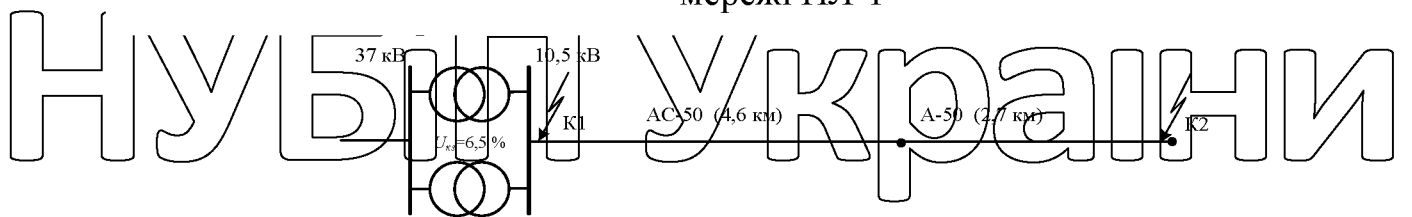


Рис. 2.3 Схема для розрахунку струмів к. з.

мережі ПЛ-3

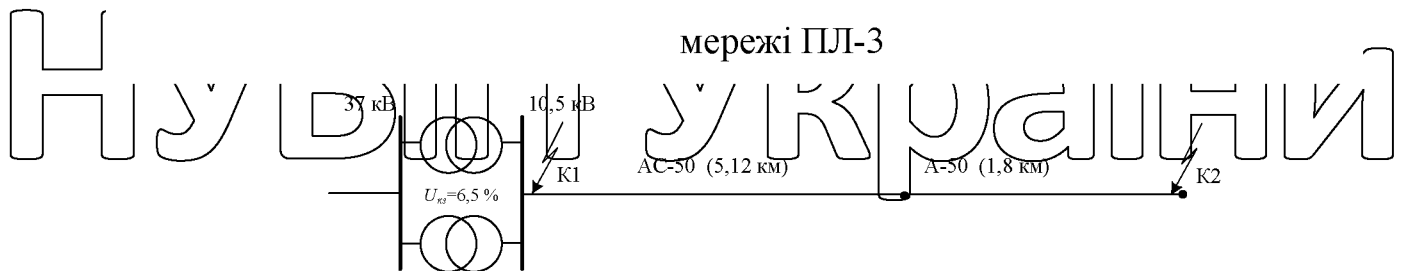


Рис. 2.4 Схема для розрахунку струмів к. з.

мережі ПЛ-4

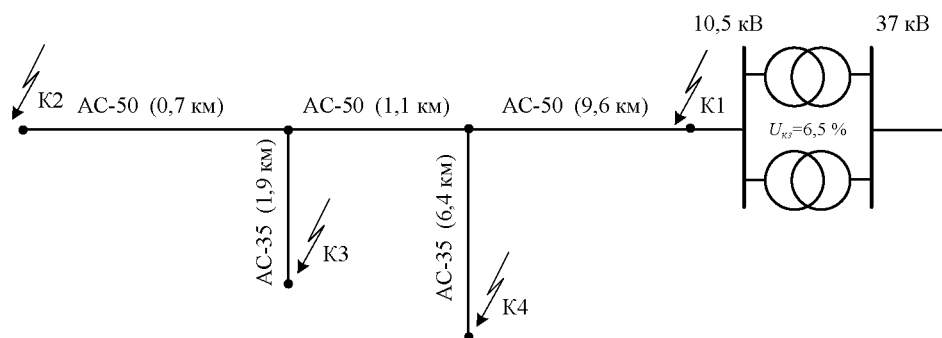


Рис. 2.5 Схема для розрахунку струмів к. з.

мережі ПЛ-5

Результати розрахунків представлено в таблиці 2.2

Отримані значення струмів короткого замикання мережі 10 кВ

Струми к.з., кА	Лінії 10 кВ та точки к. з.												
	ПЛ-1			ПЛ-2		ПЛ-3		ПЛ-4		ПЛ-5			
	К1	К2	К3	К1	К2	К1	К2	К1	К2	К1	К2	К3	К4
$I^{(3)}$	2.16	1.25	1.06	2.16	0.54	2.16	0.81	2.16	0.25	2.16	0.75	0.70	0.22
I_y	4.58	2.13	1.80	4.58	0.92	4.58	1.37	4.58	1.61	4.58	1.28	1.19	0.58
$I_{дйоч}$	2.65	1.3	1.1	2.65	0.56	2.65	0.84	2.65	0.99	2.65	0.78	0.73	0.23
$I_{кз}^{(2)}$	1.88	1.09	0.92	1.88	0.47	1.88	0.70	1.88	0.83	1.88	0.66	0.61	0.19

2.3. Вибір електричної апаратури розподільчого пристрою 10 кВ

Щоб підвищити рівень ефективності і надійності роботи трансформаторної підстанції проведемо модернізацію шаф 10 кВ використовуючи комплекти від "Таврида Електрик". Ці комплекти дають змогу комплектувати шафи вакуумними вимикачами типу ВВ/TEL замість масляних (зараз встановлений ВМП-10). Дані комплекти зберігають все наявне електромеханічне та електромагнітне блокування.

Вибір обладнання виконуємо для нормального режиму роботи ТП. Далі обране обладнання перевіряємо при умові к. з.

При виборі апаратури в нормальних умовах беремо до уваги вивід у ремонт одного з трансформаторів, що передбачає його відключення.

2.3.1. Розрахунок та вибір шин 10 кВ

В розподільчому обладнанні 10 кВ використовують шини з прямокутним перерізом. Для вибору шин розрахуємо робочий максимальний

струм:

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

$$I_{p.макс.} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 202,14 \text{ А},$$

де S_n - паспортна повна потужність одного силового трансформатора, кВА;

$$U_n = 10 \text{ кВ} - \text{номинальна напруга};$$

$$1,4 - \text{коефіцієнт, що залежить від довготривалого допустимого перевантаження.}$$

Обираємо прямокутні алюмінієві шини поперечним перерізом 20x3 мм

$$I_{доп} = 215 \text{ А.}$$

$$I'_{доп} = I_{доп} \sqrt{\frac{\theta_{доп} - \theta_0}{\theta_{макс} - \theta_0}} \quad (2.19)$$

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

$$I'_{доп} = 215 \cdot \sqrt{\frac{70 - 30}{70 - 25}} = 202,7 \text{ А}$$

Можемо зробити висновок, що вибір здійснено правильно, так як виконується умова $I_{роб.макс.} < I'_{доп}$

На термічну стійкість шини перевіряємо за нерівністю:

$$F_{шин} \geq F_{мин}, \quad (2.20)$$

де $F_{мин} = \frac{\sqrt{B_k}}{c}$ - найменший допустимий переріз шин при умові термічної

стійкості, мм² ($c = 88 \text{ А}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^2$ (для алюмінію));

$$B_k = (I_{к.з.}^{(3)})^2 \cdot t_k - \text{значення температурного імпульсу струму к. з.};$$

$$t_k - \text{приведений час температурної дії струму к. з., } t_k = 1,5 \text{ с.}$$

$$B_k = 2,16^2 \cdot 1,5 = 7 (\text{кА})^2 \cdot \text{с};$$

$$F_{мин} = \frac{\sqrt{7 \cdot 10^6}}{88} = 30,1 \text{ мм}^2$$

З того, що $60 > 27,1$ розуміємо, що шини вибрані правильно.

Виконаємо перевірку шин електродинамічною стійкістю:

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

де $\sigma_{дон} = 70 \text{ МПа}$;
 $\sigma_{розр}$ – розрахункове найбільше напруження шини, МПа.

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

де l – довжина від одного до наступного опорного ізолятора шин однієї фази, $l = 1,5 \text{ м}$;
 W – момент навантаження шин відповідно до осі.

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

де $b = 0,02 \text{ м}$ – ширина шини;
 $h = 0,003 \text{ м}$ – товщина шини

$$W = \frac{0,02^2 \cdot 0,003}{6} = 2 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3.$$

$f_{ед}$ – максимальна сила, що впливає на середню фазу:

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

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

I_y – ударний струм короткого замикання, кА;

$K_{\phi} = 1$.

$$f_{ед} = 1,76 \cdot 1 \cdot \frac{1,5}{0,25} \cdot 4,58^2 \cdot 10^{-7} = 221,5 \cdot 10^{-7} \text{ Н}.$$

$$\sigma_{розр} = \frac{221,5 \cdot 10^{-7} \cdot 1,5^2}{10 \cdot 2 \cdot 10^{-7}} = 25 \text{ МПа}$$

Проаналізувавши, що $20,4 < 70$ можемо зробити висновок, що вибір шин виконано правильно.

2.3.2. Вибір вакуумних вимикачів

Вибираючи вимикачі варто знати, що він має надійно комутувати струми як нормального режиму так і короткого замикання та всі індукційні та емсійні струми уникаючи виникнення при цьому небезпечної комутаційної

перенапруги.

Для вибору вимикачів потрібно користуватися наступними умовами:

- Умова для вибору за напругою:

$$U_{н.в} \geq U_{н.}, \quad (2.25)$$

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

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

- Умова для вибору за струмом:

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

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

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

Умова для вибору за струмом відключення:

$$I_{н.в} \geq I_{в.}, \quad (2.27)$$

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

$I_{в.}$ – струм відключення для розрахунків, кА.

- Умова для вибору за електродинамічною стійкістю:

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

де $I_{у.}^{(3)}$ – ударне значення струму, де встановлений вимикач, кА;

$I_{мах.}$ – амплітудне значення наскрізного струму, який гарантований

виробником, кА.

За наступною умовою перевіряємо вимикач термічною стійкістю:

$$B_k \leq I_{т.н.}^2 \cdot t_{т.н.} \quad (2.29)$$

де B_k – тепловий імпульс струму, що характеризує кількість теплоти що

випромінює апарат за час короткого замикання;

$I_{т.н.}^2$ – номінальний допустимий струм термічної стійкості вимикача за певний час $t_{т.н.}$

Тепловий імпульс визначаємо за допомогою формули:

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

Записуємо до таблиці 2.3 наш вибір та результати перевірки вакуумного вимикача для лінії ПЛЛ-2, використовуючи паспортні дані

Таблиця 2.3

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	$I_{н.в.} \geq I_{р.мах.}$	202,1 А	630 А
3	$I_{н.в.} \geq I_{с.}$	1,88 кА	12,5 кА
4	$I_{у} \leq I_{мах.}$	4,58 кА	32 кА
5	$\sqrt{(I_{к.з.}^{(3)})^2 \cdot t_k} \leq I_{т.н.}^2 \cdot t_{т.н.}$	11,4 кА	12,5 кА
6	Власний час вмикання		58 мс
7	Власний час вимикання		15 мс

Беручи до уваги всі умови обираємо вимикач ВВ/TEL-10-12,5/630 з вбудованим приводом ПЕ.

2.3.3. Вибір обмежувачів перенапруг

Щоб захистити обладнання від грозових індукованих та комутаційних перенапруг, та щоб запобігти при цьому пробоям ізоляції електроустановок потрібні обмежувачі перенапруги.

Для вибору ОПН потрібно користуватися наступними умовами:

1) Максимальна робоча напруга лінії має бути меншою за найбільшу допустиму напругу ОПН:

$$U_{нд} \geq U_{мах.} \quad (2.31)$$

У системах з ізолюваною нейтраллю, або з компенсацією ємнісних струмів найбільшу робочу напругу приймається залежно від лінійної напруги мережі (в нашому випадку 10 кВ).

2) Тимчасова перенапруга має бути меншою за максимальну напругу, яку може витримати обмежувач протягом деякого часу t :

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

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

T – допустима кратність збільшення напруги.

Для розрахунку показника квазістаціонарних перенапруг використаємо графіки шансу дугових перенапруг та відношення дугових перенапруг від співвідношення активної складової струму замикання до ємнісної, що наведені в методиці вибору обмежувачів перенапруг. В системі електропостачання с.г. мереж приймаємо такі вихідні дані для знаходження внутрішньої перенапруги: шанс наявності внутрішньої перенапруги обираємо 10%; співвідношення активної складової до ємнісної складової струму замикання обираємо 0,5.

Звідси рівень внутрішньої перенапруги для мереж 10 кВ розрахуємо за формулою:

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

Допустима кратність перенапруги визначається з наступної умови:

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

Для максимально допустимої напруги ОПН ($U_{нд} = 10,5; 11,5; 12; 12,7$ для класу напруги 10 кВ відповідно має значення $T = 15/10,5 = 1,4; T = 15/11,5 = 1,3; T = 15/12 = 1,25$). Максимальна тривалість внутрішньої перенапруги мережі сільського господарства складає $\tau = 1 \dots 2$ с. Відповідно до графіку, який представлено у вище зазначеній методиці, залежності кратності надмірного збільшення напруги від часу прикладення напруги, умову задовольняють практично всі типи ОПН, які виробляє "Таврида Електрик", але лише ОПН-КР відповідатиме умові, щоб значення $U_{нд}$ було більшим або рівним 11,5 кВ.

За сферою застосування приймаємо до захисту ПЛЛ і силових трансформаторів (електрообладнання з нормальною (ізоляцією) обмежувачі ОПН-РС, а щоб захистити трансформатори напруги (з полегшеною ізоляцією) – ОПН-КС допустима напруга яких рівна $U_{нд} = 10,5$ кВ.

3) Як зазначено раніше обмежувачі перенапруги призначені для запобігання грозової перенапруги. ОПН не дозволяється розташовувати безпосередньо поблизу обладнання, що захищається (в реальних умовах).

Збільшення напруги на обладнанні, порівняно із залишковою напругою, на ОПН спричиняється через наявність відстані між ОПН та обладнанням. Тому обмеження має бути приблизно на 20 – 25 % меншим ніж випробувальна напруга повних чи зрізаних грозових імпульсів. Враховуючи попереднє, аналізуємо, що обмежувач має забезпечити необхідні захисні координаційні інтервали за грозовими впливами Агр.

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

де $U_{випр}$ –грозовий імпульс яким випробувалася ізоляція обладнання, в нашому випадку приймаємо 80 кВ для напруги 10кВ;
 $U_{злт}$ – залишкова напруга на обмежувачі 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 координації.

Для ОПН-КС: $A_{гр} = (80-33)/33=1,42 > (0,2...0,25)$ – умова виконана;

Для ОПН-РС: $A_{гр} = (80-42,8)/42,8=0,87 > (0,2...0,25)$ – умова виконана.

2.3.4. Вибір трансформаторів струму

Для живлення приладів обліку електроенергії, під'єднання амперметрів, релейного захисту та інших елементів в електричних установках системи електропостачання використовують трансформатори струму.

В більшості випадках у розподільчих пристроях низької напруги приймаються двосмоткові трансформатори.

НУБІП України

Таблиця 2.4

Умови вибору трансформаторів струму

Характеристика трансформатора струму	Умова вибору
Номинальна напруга	$U_{н.т.} \geq U_{\text{л.л.}}$
Номинальний первинний струм, А	$I_{н1} \geq I_{р.макс}$
Клас точності	*
Номинальний вторинний струм, А	$I_{н2} \in 5 \text{ А}$
Кратність стійкості струму: термічної динамічної	$(K_T \cdot I_{н1}) > (I_{кз.}^{(3)})^2 \cdot t_k$ $\sqrt{2} \cdot I_{н1} \cdot K_d > I_y$
Номинальна вторинна потужність	$S_{н2} \geq S_2$

(*)-у відповідності з приєднувальними приладами.

Обчислимо найбільший робочий струм на лінії 10 кВ за допомогою рівняння:

$$I_{р.макс} = \frac{S'_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \text{ А} \quad (2.35)$$

де S'_p - розрахунковий показник потужності мережі 10 кВ.

Обчислюємо, що для лінії Л-102 "Мрія" $I_{р.макс} = 25,93 \text{ А}$.

Значення номінального струму зі сторони 10 кВ складає 202,1 А.

Приймаємо трансформатор струму ТПЛ-10-0,5/Р для ліній 10кВ (табл. 2.5).

НУБІП України

Таблиця 2.5

Вибір трансформаторів струму

Характеристика	Зі сторони 10 кВ	Мережа 10 кВ ПЛ-2
U_n Номинальна напруга	10 кВ	10 кВ
$I_{н1}$ Номинальний первинний струм, А	250 А	40 А
Клас точності	0,5Р	0,5Р
$I_{н2}$ Номинальний вторинний струм, А	5 А	5 А
$I_{н1}$ Кратність стійкості струму: термічної динамічної	90 250	90 250
$S_{н2}$ Номинальна вторинна потужність	10 ВА	10 ВА

Для найнавантаженої фази вторинної обмотки на виході 10 кВ здійснимо перевірку потрібного класу точності. Показник навантаження вторинної обмотки трансформаторів струму представлені в таблиці 2.6.

Визначимо опір з'єднувальних проводів по фазі за допомогою формули:

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

де R_K – опір контакту, Ом; $R_K = 0,1 \text{ Ом}$;

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

$\sum S_H$ – сума потужностей послідовно включених пристроїв

(амперметрів та лічильника), ВА;

S_{H2} – номінальна потужність трансформаторів струму (найбільша допустима), $S_{H2} = 10 \text{ ВА}$;

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

Таблиця 2.6

Показники навантаження вторинної обмотки трансформаторів струму

Тип навантаження	Тип приладу	Кількість	Фаза "А"		Фаза "С"	
			Ом	ВА	Ом	ВА
Лічильник активної і реактивної енергії	СТК3-05Н4Р	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

Визначимо поперечний переріз проводів для з'єднання виходячи з

умови:

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

де ρ – питомий опір матеріалу проводів для з'єднання, Ом·мм²/м;

L – довжина проводів, м.

Опираючись на нормативні документи обираємо довжину приєднувальних проводів $L=3 \text{ м}$, з міді з питомим опором $\rho=0,0175 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$.

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

Залежно від отриманих даних обираємо найближчий стандартний переріз, але не менше $2,5 \text{ мм}^2$, відповідно до норм для мідних проводів приймаємо провід типу ПВ-2,5.

Визначаємо дійсний показник опору проводу виходячи з умови:

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

де $F_{д.пров}$ – підбрана площа перерізу проводів, м^2 .

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

Знайдемо показник повного опору проводів:

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

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

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

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

Обчислимо сумарний повний опір за фазою користуючись формулою:

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

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

Z_K - повний опір контактних з'єднань, $Z_K = 0,1 \text{ Ом}$.

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

Тоді сумарна повна потужність матиме значення:

$$S_{тр} = I^2_{н2} \cdot \sum Z, \text{ ВА} \quad (2.41)$$

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

Проаналізувавши розрахункові дані, можемо побачити, що сумарні повний опір та повна потужність розташовані в діапазоні нормальних значень:

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

Тому знаємо, що вибір трансформаторів струму здійснено правильно та задовольняє необхідні умови потрібного класу точності.

В подальшому трансформатор струму, який ми обрали, маємо

перевірити на стійкість (термічну і динамічну) під час проходження струму к. з.

Відповідаємо умові для перевірки термічної стійкості, що має наступний вигляд:

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

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

$$K_{T.ДOП} = 90 \text{ ,}$$

де $I_{к.з}^{(3)}$ - трифазний струм к. з. на місці влаштування трансформатора струму, A ;

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

$I_{н.р.}$ - показник номінального робочого струму силового трансформатора (одного з двох);

t – навколо точний час для проходження струму к. з.

$$K_{T.POЗ} = \frac{2160}{202,1} \cdot \sqrt{0,4} = 6,8.$$

Встановлюємо, що кратність струму не більша за допустиму:

$$6,8 < 90.$$

Перевіримо динамічну стійкість за допомогою наступної умови:

$$K_{Д.РОЗ} \leq K_{Д.ДОП} \text{ ,} \quad (2.44)$$

де: $K_{Д.РОЗ}$, $K_{Д.ДОП}$ - кратності по струму динамічної стійкості - розрахункова та допустима відповідно; $K_{Д.ДОП} = 175$.

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

де I_y - ударний трифазний струм к. з. у точці, на якій встановлений трансформатор струму, A ;

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

$$K_{д.роз} = \frac{4580}{\sqrt{2} \cdot 202,1} = 16.$$

Бачимо, що кратність струму не більша допустимого значення:

$$16 < 175.$$

Тому вибір трансформаторів струму проведено правильно.

2.3.5. Вибір трансформаторів напруги

Для забезпечення електроенергії обладнання обліку, виміру напруги або підключення релейного захисту на розподільчу ТП необхідно використовувати трансформатори напруги. Загалом на розподільчих ТП застосовують триобмоткові трансформатори напруги.

Умови вибору трансформаторів напруги наступні:

- напруга мережі має бути рівною або меншою за напругу

трансформаторів:

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

де $U_{т.н}$ – номінальна напруга на первинній обмотці трансформатора, kV ;

- встановлена потужність трансформатора має бути більшою або

рівною за вторинне навантаження трансформатора напруги.

$$S_{т.н2} \geq S_2 \quad (2.47)$$

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

S_2 – вторинне навантаження трансформатора напруги, VA ;

- клас точності має бути підібраним відповідно до обладнання, яке буде

підключатися.

Спираючись на вищезазначені умови обираємо трансформатор напруги НТМИ-10 УЗ, з наступними паспортними даними.

Таблиця 2.7

Паспортні дані НТМИ-10 УЗ

Характеристика	НТМИ-10 УЗ
Номінальна напруга V	
- первинної обмотки	10000
- основної вторинної обмотки	100

Номінальна потужність вторинної обмотки, ВА

Максимальне навантаження, ВА

120

960

Беручи до уваги всі умови вибору, можемо зробити висновок даний трансформатор напруги підходить для експлуатації у нашій системі.

2.3.6. Вибір трансформаторів власних потреб

Призначення встановлення на трансформаторних підстанціях трансформатора власних потреб (ТВП): для обігріву приміщень, освітлення, обдуву силових трансформаторів, яким це необхідно, живлення приводів вимикачів та інше.

За наступною умовою визначимо потужність ТВП:

$$S_{ТВП} = 0,01 \cdot (S_{H1} + S_{H2}) = 50 \text{ кВА}. \quad (2.48)$$

Використаємо 2 однакових ТВП серії ТМ-50, які приєднуємо до окремих секцій шин.

Таблиця 2.8

Паспортні дані трансформатора власних потреб

Тип	Потужність кВА	Втрати х. х., Вт	Струм х. х., %	Втрати к. з., Вт	Напруга к. з., %
ТМ	50	440	8,0	1320	5.5

2.4. Вибір проводів повітряних ліній 10 кВ

Сільськогосподарські райони електропостачання характеризуються постійно зростаючим навантаженням. У цих умовах важливо правильно вибрати тип і площу поперечного перерізу повітряних ліній.

Існують технічні можливості підвищення потужності повітряних ліній, які можуть бути реалізовані такими способами: регулюванням напруги; компенсація реактивної потужності; підвищення напруги Підвищення продуктивності кабельних ліній електропередачі всіма цими методами неможливо через їх конструктивні особливості.

Отже, через складність збільшення пропускної здатності кабельних ліній і динамічний розвиток мережі, вихід полягає у виборі оптимального

перерізу кабелю для ліній із зростаючим навантаженням. Нині навантаження на електромережі сільського господарства постійно зростають. У цих умовах дуже важливий правильний вибір параметрів ПЛЛ. У зв'язку зі збільшенням пропускної здатності ліній електромереж виникають проблеми з вибором оптимальних кабелів для сільськогосподарських мереж.

У світі та в Україні особлива увага приділяється вирішенню проблеми збільшення виробництва сільськогосподарської продукції та реалізації продовольчої програми. Для успішного вирішення завдання надійного виробництва сільськогосподарської продукції необхідна висока

якість електроенергії та подальший розвиток електричних мереж сільського господарства. У зв'язку з цим важливим завданням є підвищення надійності електропостачання сільськогосподарських споживачів шляхом удосконалення повітряних ліній з використанням методів вибору елементів сільських електромереж таким чином, щоб вони могли зменшити втрати потужності ліній за рахунок реконструкції, модернізації та належного функціонування сільських територій, електричних мережі.

Переріз силових кабелів тісно пов'язаний з ефективністю роботи електричних мереж. Проведемо розрахунок мереж напругою 10 кВ методом приведеної вартості. Суть цього методу описана нижче: У повітряних лініях, призначених для однакових діапазонів потужностей, існує кілька економічно вигідних перерізів кабелю з однаковою вартістю. Крім того, важливою умовою вибору перерізу кабелів є перевірка падіння напруги, яке не повинно перевищувати допустимого значення 10% (значення, компенсоване обладнанням РПН трансформаторів).

Виконаємо розрахунок втрат напруги в діючих повітряних лініях 10 кВ ТП-35/10 кВ "Вереміївка" за формулою:

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

де $\Delta U_{\text{пит}}$ — показник питомих втрат напруги, % на кВА·км,

S — повна потужність окремих ділянок мережі, кВА,

l — довжина окремих ділянок мережі, км.

Розраховані параметри наведено в таблиці 2.9.

НУБІП України

Таблиця 2.9

Втрати напруги на ділянках мережі 10 кВ ТП-35/10 кВ

"Вереміївка"

Ділянка	P _{розр} , кВт	cosφ	S _{розр} , кВА	Довжина ділянки, км	Провід	Втрати напруги, %		
						ΔU _{лінії} , % (0,3 на кВА·км)	на ділянці	від ТП
ПЛ-1								
10-11	65.00	0.80	81.25	2.10	A-50	0.709	0.121	2.020
9-10	172.00	0.80	215.00	0.50	A-50	0.709	0.076	1.900
4-9	277.00	0.80	346.25	0.20	A-50	0.709	0.049	1.823
7-8	235.90	0.80	294.88	0.90	A-50	0.709	0.188	2.007
6-7	351.80	0.80	439.75	0.40	AC-35	0.874	0.154	1.973
4-6	411.50	0.80	514.38	0.10	AC-35	0.874	0.045	1.819
4-5	420.00	0.80	525.00	0.40	A-35	0.926	0.194	1.969
3-4	894.00	0.80	1117.50	1.04	A-35	0.926	1.076	1.774
1-3	910.00	0.80	1137.50	0.75	A-50	0.709	0.605	0.698
1-2	183.20	0.80	229.00	0.20	A-50	0.709	0.032	0.126
0-1	1051.00	0.80	1313.75	0.10	A-50	0.709	0.093	0.065
ПЛ-2								
6-7	271.00	0.80	338.75	1.60	A-50	0.709	0.384	4.599
3-6	343.00	0.80	428.75	0.40	A-50	0.709	0.122	4.215
4-3	317.00	0.80	396.25	1.40	A-50	0.709	0.393	4.093
3-4	354.50	0.80	443.13	0.70	A-50	0.709	0.220	3.700
2-3	402.50	0.80	503.13	0.90	A-50	0.709	0.321	3.480
1-2	442.50	0.80	553.13	5.90	A-50	0.709	2.314	3.159
0-1	448.60	0.80	560.75	3.00	AC-50	0.718	1.208	0.845
ПЛ-3								
4-6	74.25	0.80	92.81	1.70	A-50	0.709	0.112	1.401
4-5	163.50	0.80	204.38	0.10	A-50	0.709	0.014	1.304
3-4	183.50	0.80	229.38	0.40	A-50	0.709	0.065	1.289
2-3	234.30	0.80	292.88	0.70	A-50	0.709	0.145	1.224
1-2	277.30	0.80	346.63	2.60	AC-50	0.718	0.647	1.079
0-1	343.60	0.80	429.50	2.00	AC-50	0.718	0.617	0.432
ПЛ-4								
4-5	252.00	0.80	315.00	0.70	A-50	0.709	0.156	2.109
3-4	298.00	0.80	372.50	1.20	AC-50	0.718	0.321	1.952
2-3	371.70	0.80	464.63	0.60	AC-50	0.718	0.200	1.631
1-2	492.40	0.80	615.50	0.60	AC-50	0.718	0.265	1.431
0-1	682.10	0.80	852.63	2.72	AC-50	0.718	1.665	1.166
ПЛ-5								
11-12	630.00	0.80	787.50	1.20	AC-50	0.718	0.679	12.416
9-10	98.00	0.80	122.50	0.30	AC-50	0.718	0.026	11.313
8-9	147.20	0.80	184.00	0.40	AC-50	0.718	0.053	11.287
8-11	801.00	0.80	1001.25	0.70	AC-50	0.718	0.503	11.737
3-8	844.00	0.80	1055.00	1.10	AC-50	0.718	0.833	11.234
6-7	117.50	0.80	146.88	0.10	AC-35	0.874	0.013	14.571
5-6	164.30	0.80	205.38	0.20	AC-35	0.874	0.036	14.558
4-5	643.50	0.80	804.38	3.80	AC-35	0.874	2.671	14.522
3-4	603.40	0.80	754.25	2.20	AC-35	0.874	1.450	11.851
2-3	1302.70	0.80	1628.38	0.60	AC-50	0.718	0.702	10.401
1-2	1480.70	0.80	1850.88	0.90	AC-50	0.718	1.196	9.699

НУБІП України

Задалегідь перевіряючи таблицю можемо побачити, що втрати напруги на ділянках лінії ПЛ-5 перевищують номінальне значення. Вирішуємо провести заміну кабелів всієї лінії ПЛ-5.

НУБІП України

Виконаємо розрахунок для визначення втрат напруги на лінії ПЛ-5 у разі заміни проводів. Отримані значення записуємо в таблицю 2.10.

Таблиця 2.10

Втрати напруги на ділянках лінії ПЛ-5 після заміни проводів

Ділянка	$P_{розр},$ кВт	$\cos\varphi$	$S_{розр},$ кВА	Довжина ділянки, км	Провід	Втрати напруги, %		
						$\Delta U_{лн},$ % $\cdot 10^{-3}$ на кВА \cdot км	на ділянці	від ТП
1-12	630.00	0.80	787.50	1.20	A-95	0.477	0.451	8.248
9-10	98.00	0.80	122.50	0.30	A-95	0.477	0.018	7.516
8-9	147.20	0.80	184.00	0.40	A-95	0.477	0.035	7.498
8-11	801.00	0.80	1001.25	0.70	A-95	0.477	0.334	7.797
3-8	844.00	0.80	1055.00	1.10	A-95	0.477	0.554	7.463
6-7	117.50	0.80	146.88	0.10	A-70	0.569	0.008	9.625
5-6	164.30	0.80	205.38	0.20	A-70	0.569	0.023	9.616
4-5	643.50	0.80	804.38	3/80	A-70	0.569	1.739	9.593
3-4	603.40	0.80	754.25	2.20	A-70	0.569	0.944	7.854
2-3	1302.70	0.80	1628.38	0.60	A-95	0.477	0.466	6.910
1-2	1480.70	0.80	1850.88	0.90	A-95	0.477	0.795	6.444

НУБІП України

У зв'язку з заміною проводів зменшилися втрати напруги до номінального значення.

Загалом показник втрат напруги повітряними лініями, які розгалужуються з ТП-35/10 кВ "Вереміївка" невисокий і не потребує заміни повітряних ліній.

НУБІП України

НУБІП України

РОЗДІЛ 3

ВИБІР ТА РОЗРАХУНОК СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

НУВБІП України

Сонячна електростанція – спеціалізована інженерна споруда, що

призначена для перетворення сонячного випромінювання на електроенергію (постійного або змінного струму). Найбільш розповсюджений тип сонячних систем заснований на плоских монокристалічних або полікристалічних

НУВБІП України

фотоелектричних модулях, що виконують перетворення сонячного

випромінювання на електроенергію. В залежності від використовуваної

НУВБІП України

системи постійний струм можна перетворити на змінний струм або нормалізувати для заряджання акумуляторів.

Далі в подробницяк роз'яснені принципи дії та схеми геліосистем, які активно використовуються сьогодні та приставляють максимальний коефіцієнт корисної дії.

НУВБІП України

Автономна сонячна електростанція (постійний струм, DC)

Принцип роботи: сонячне випромінювання перетворюється на постійний електричний струм завдяки сонячним батареям, підключених до

зарядних пристроїв акумуляторних батарей. Електрика зберігається в

НУВБІП України

батарей протягом дня, при сонячній активності, після чого його можна використовувати будь-коли для живлення споживачів, які здатні працювати від джерела постійного струму.



Рис. 3.1 Умовна схема сонячної електростанції автономного типу (постійний струм, DC)

НУВБІП України

Зарядний регулятор на основі ШІМ-контролера спроможний здійснити заряд свинцевих акумуляторних батарей AGM/VRLA, GEL VRLA або FLA видів.

При використанні найновіших контролерів сонячного заряду, наприклад BlueSolar MPPT, можна заряджати дещо новіші акумулятори вищого класу: OPZV (необслуговувані свинцево-кислотні), OPZS (свинцево-сурм'яні, що не вимагають постійного обслуговування) або NiCd (нікель-кадмійовий, який потрібно обслуговувати).

Застосування: цей тип геліоустановки встановлюється, якщо необхідно забезпечити автономність вуличного або аварійного освітлення, або електрифікувати будь-якого іншого споживача постійного струму: системи безпеки, оперативні ланцюги, телекомунікаційні системи (радіозв'язок, супутниковий зв'язок, Інтернет, тощо).

ККД: неймовірно високий, 96-97%

Компоненти: сонячні батареї, акумуляторна батарея, зарядний пристрій.

Використання в «зеленому» тарифі: нездійсненно.

Автономна сонячна електростанція (змінний струм, AC)

Сонячні елементи перетворюють сонячну енергію в постійний струм, під час активності сонця, який подається на контролер MPPT. Контролер заряду акумуляторних батарей сам, в автоматичному режимі обирає необхідні параметри (нормалізацію) постійного струму для заряджання акумуляторів та виконує, необхідної якості, багатоступінчастий, заряд акумуляторів багатьох видів: AGM, GEL, OpzS, OpzV, NiCd або більш технологічних літійових (Li-ion). При повній зарядці акумулятора надлишкова електрична енергія надходить до входу інвертора постійної/змінної напруги, який в свою чергу живить електроспоживачів (змінний струм, AC).

Коли немає сонячної радіації, або вона занадто слабка (вечір, ніч та ранній ранок) споживачі живляться від інвертора, який бере заряд з акумуляторів, які накопичили енергію в сонячний період доби.

Нові більш технологічні інвертори мають різноманітні налаштування, які дають змогу зручно настроїти сонячну електростанцію. Найбільше це необхідно у приватних будинках та приватних секторах.



Рис. 3.2. Умовна схема сонячної електростанції автономного типу

(Змінний струм, АС)
Мережева електростанція автономного типу змінного струму



Рис. 3.3. Умовна схема мережевої сонячної електростанції автономного типу (Змінний струм, АС)

Режим 1. Автономне живлення. Цю схему можна використовувати за відсутності мережі змінного струму. Вся електроенергія, накопичена в батареях протягом дня, використовується під час відсутності сонячного випромінювання, заздалегідь вночі, зранку та ввечері для живлення споживачів змінного струму. Відповідний розрахунок та вибір сонячних батарей (PV-масиву) та необхідна кількість акумуляторних батарей дасть змогу повністю забезпечити автономність споживачів.

Режим 2. Змішане постачання електроенергії. Для цього типу електростанції потрібна мережа змінного струму, яка використовується при низькому заряді батарей, щоб не переривалася електропостачання будинків. Перевага цього типу в тому, що немає необхідності встановлювати велику кількість сонячних панелей та акумуляторних батарей, оскільки завжди є можливість отримання недостатньої кількості електроенергії з мережі.

Режим 3. Резервне постачання електроенергії. В цьому випадку схема сонячної системи електропостачання передбачає налаштування інвертора таким чином, щоб акумулятор завжди залишався зарядженим на 100%. Лише невеликий обсяг сонячної енергії, що виробляється, використовується для підтримки повного заряду акумуляторної батареї, решта обсягу інвертується на змінний струм і застосовується для живлення активних споживачів, надмірна генерація подається до мережі за умовами «зеленого» тарифу.

Застосування описаних вище типів геліосистем необхідні для приватних будинків та котеджів, де немає мережі або коли мережа неякісна. Крім того, ці схеми часто застосовні для комерційного застосування: невеликих виробничих майданчиків, телекомунікаційних систем та будь-яких інших сфер, де необхідно створити надійну систему резервного живлення з можливістю значної економії споживаної електроенергії. Варто зазначити, що деякі режими роботи можливі лише з інверторами MultiPlus, Quattro та Symo Hybrid, які підтримують налаштування та переведення надлишкової електроенергії за «зеленим» тарифом.

Коефіцієнт корисної дії: високий, до 90-93% при прямому і інвертуючому режимах.

Комплектація: сонячні батареї, контролер MPPT, акумуляторна батарея, гібридний інвертор, іноді генератор з двигуном внутрішнього згоряння.

Робота за умов «зеленого» тарифу, можлива.

Мережева сонячна електростанція (змінний струм, АС)

Принцип роботи: постійний струм (DC), що виробляється сонячними батареями, подається на вхід сонячного інвертора, який перетворює

постійний струм в змінний струм (DC/AC). Вихід сонячного інвертора підключений до мережі змінного струму та споживачів електроенергії.

Ця схема особлива своєю простотою, але конструкція має низку особливостей. Так, панель керування працює тільки за наявності мережі змінного струму, а напруга мережі повинна знаходитись у межах робочого діапазону інвертора.



Рис. 3.4. Умовна схема мережевої сонячної електростанції (Змінний струм, АС)

Призначення: даний тип має великий попит для будинків, котеджів,

дачних ділянок, де пропонуються вигідні умови «зеленого» тарифу.

Протягом дня, коли споживання електроенергії зазвичай мінімальне, вироблена енергія передається до мережі за умовами «зеленого» тарифу. У вечірній та нічний час, коли більшість споживачів працюють у приміщенні, енергія надходить із мережі. Отже, даний тип сонячної установки дозволяє значно заощадити на витратах на оплату електроенергії, а при достатньому збільшенні площі сонячних батарей домогосподарство отримуватиме прибуток за додатну різницю між виробленою та спожитою електроенергією на кінець місяця.

Коефіцієнт корисної дії надвисокий, до 97%.

Компоненти: сонячні батареї, фотоелектричний інвертор.

Використання за умов «зеленого» тарифу: можливе.

Гібридна сонячна електростанція (змінний струм, AC)

Принцип роботи: сонячні панелі (DC) підключаються до мережі сонячних інверторів (DC/AC). Мережа змінного струму підключена на вхід гібридного інвертора, акумулятори також підключені до інвертора.



Рис. 3.5. Умовна схема гібридної мережевої сонячної електростанції (Змінний струм, AC)

Вихід інвертора сонячної електростанції та гібридного інвертора об'єднується через шафу керування та подає енергію споживачам змінного струму. Використання гібридного інвертора із зарядним пристроєм у цьому типі сонячної системи дає низку незаперечних переваг: блок керування працює навіть за відсутності напруги в мережі змінного струму, а також у нестабільних умовах мережі. Користувачеві доступні різні режими роботи, які можна гнучко налаштовувати за бажанням та в залежності від пори року.

Режим 1. Автономна електростанція. Електроенергія, що виробляється, зберігається в батареях: мережевий інвертор передає змінну напругу (АС) до виходу гібридного інвертора, що заряджає батареї. Надлишки використовуються споживачами або подаються до мережі змінного струму на умовах «зеленого» тарифу. Увечері та вночі електрика подається гібридним інвертором від акумуляторів.

Для автономного електропостачання необхідно встановити сонячні батареї достатньої потужності, щоб електроенергія, що виробляється, вистачало для достатнього заряду акумуляторів і їх потужності вистачало для покриття потреб споживачів.

При використанні двохходового гібридного інвертора Quattro кожен секунду підключається дизель-генератор, яким система автоматично управляє згідно з налаштуваннями. Наприклад, при досягненні встановленого порога розряду акумулятора, генератор з двинувом внутрішнього згоряння запусниться автоматично.

Режим 2. Зміщений тип роботи електростанції. При цьому допускається незначна розрядка акумуляторів або повна розрядка, після чого живлення буде переключено на мережу змінного струму. Тим не менш, сонячний інвертор продовжує працювати та інтегрувати потужність системи, а також продовжує заряджати батареї. Надлишок передається до мережі на умовах «зеленого» тарифу.

Режим 3. Резервний тип роботи електростанції. У даному випадку схема включена таким чином, що акумуляторні батареї використовуються

лише за відсутності електричної мережі (аварія, запрограмоване вимкнення, відключення вентилятора тощо). Сонячний інвертор виробляє електроенергію та постачає споживачам, надлишок передається до мережі за умовами «зеленого» тарифу.

Призначення: Подібні електростанції потрібні для будинків, котеджів, офісів, готелів, баз відпочинку тощо, де необхідно створити систему гарантованого електропостачання, а ще зменшити залежність або повністю відмовитися від основної мережі електропостачання.

Коефіцієнт корисної дії надвисокий, до 97%.

Компоненти: Сонячні батареї, сонячний фотоелектричний інвертор, гібридний інвертор, акумуляторна батарея, іноді генератор з двигуном внутрішнього згоряння.

Робота за умов «зеленого» тарифу: можлива.

Схеми із вибраними групами споживачів

Проектування сонячної електростанції, що будується, – правильний крок, що дозволяє створити зручну схему розведення електроенергії. Дуже важливо забезпечити групи споживачів із різним пріоритетом, цей варіант дозволяє збалансувати систему резервного електропостачання. Наприклад, до першої групи належать електричні пристрої з найвищим пріоритетом, які повинні працювати навіть при зникненні напруги: освітлення, системи безпеки, опалення, зв'язку, тощо. До другої групи відносяться пристрої другорядної важливості, що вимагають коректного завершення роботи, у разі відключення електроенергії вони можуть бути вимкнені вручну або за допомогою пульта дистанційного керування. Третя група – це малопріоритетні споживачі, без яких можна обійтись під час відключення електроенергії.

Тому незалежно від типу сонячної системи електропостачання правильна схема забезпечує значне підвищення комфорту у разі аварійного відключення електроенергії.

Приймаємо гібридні електростанції змінного струму для встановлення

на житлових будинках передбачуваного населеного пункту. Розрахуємо кількість фотоелектричних панелей для цієї установки. Прийmemo добове споживання житлового будинку на рівні 4800 Вт*год. Також враховуватимемо втрати на розрядження та заряд акумулятора. Прийmemo суму збитку за 20% від вартості установки.

$$W = 4800 \times 1,2 = 5760 \text{ Вт} \cdot \text{год} = 5,76 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Наприклад, нам треба використовувати сонячні батареї номінальної потужності 260 Вт і номінальною напругою 24 В.

Розрахуємо продуктивність за добу однієї такої панелі влітку і взимку.

$$W = k P_w E / 1000.$$

де k – поправочні коефіцієнти для літнього і зимового періоду мають значення 0,5 і 0,7 відповідно;

P_w – потужність фотоелектричної сонячної батареї, Вт;

E – інтенсивність сонячного випромінювання в залежності від географічного розташування електростанції для літнього і зимового періоду, кВт·год/м²/день (відповідно 5,25 та 1,07 для Черкаської області);

1000 Вт / м² – це інтенсивність сонячного випромінювання, коли випробовуються панелі.

Отримуємо:

$$W = 0,5 \times 260 \times 5,25 = 682,5 \text{ Вт} \cdot \text{год}$$

$$W = 0,7 \times 260 \times 1,07 = 194,7 \text{ Вт} \cdot \text{год}$$

Ділимо визначене навантаження будинку на найбільш можливу потужність панелі та округляємо:

$$N = 5760 / 682,5 = 8,4 \text{ шт.}$$

$$N = 5760 / 194,7 = 29,6 \text{ шт.}$$

Влітку для забезпечення електроенергією цього навантаження потрібно 8 панелей, а взимку – 30 таких панелей.

МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ
ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯМ НАСЕЛЕНОГО ПУНКТУ

4.1. Організація енергетичного менеджменту

Основним інструментом зниження енергоспоживання та підвищення ефективності його використання є енергоменеджмент. Енергетичний менеджмент - це система управління, заснована на регулярних вимірах та перевірках щоб мати ефективне використання джерел енергії. Енергоменеджмент виконує постійне оновлення даних про розподіл та умови споживання енергії, а також про рівень ефективності даного споживання. Для ефективного функціонування енергогосподарства населеного пункту планується створення служби енергоменеджменту.

Робота з енергоменеджменту має циклічний характер (рис. 4.1).

Впровадження енерго-зберігаючих заходів

Отримання відомостей про споживання енергоресурсів

Планування заходів енерго-збереження

Аналіз отриманих даних

Рис. 4.1. Циклічність енергетичного менеджменту.

Система управління енергоспоживанням включає функції, показані на

рис.4.2.



Рис. 4.2. Функції системи енергоменеджменту.

Функція обліку та звітності повинна включати:

- збирання первинних даних про витрати ПЕР;
- запис первинних даних про витрати на ПЕР;
- формування структури витрат ПЕР;
- формування періодичних звітів щодо витрат ОР тощо.

Контрольна функція передбачає проведення заходів, пов'язаних із контролем витрат на енергоспоживання всіма членами об'єднання (жителями населеного пункту) та здійснення енергозберігаючої програми населенням.

Функція аналізу має за потребу виконання дій аналізу:

- балансів ПЕР;
- потенціал енергозбереження;
- поточний стан споживання ПЕР;
- відповідність фактичних питомих витрат на ПЕР нормативам

питомих витрат на ПЕР;

- частка витрат на ПЕР у загальних витратах на утримання домогосподарств;

– реалізація енергозберігаючих заходів та визначення їхньої пріоритетності;

– вплив енергозберігаючих заходів на довкілля;

– функціонування системи обліку та контролю ОГРН та її вдосконалення та ін.

Функція регулювання має за потребу здійснення коригуючих дій щодо:

– режиму споживання ПЕР;

– зниження питомих витрат за ПЕР;

– реалізація енергозберігаючих заходів;

– підвищення обізнаності мешканців про енергозбереження та ін.

Функція планування має за потребу прийняття дій щодо:

– створення програми енергозбереження;

– розробити програму проведення енергетичного обстеження системи

енергопостачання;

– розробка заходів щодо вдосконалення методичного та матеріально-технічного забезпечення системи енергоменеджменту.

Функція нормування має за потребу вжиття заходів щодо:

– визначення витрат та втрат ПЕР;

– розрахунок норм питомих витрат за ПЕР;

– визначення правил тривалості робіт із реалізації енергозберігаючих заходів.

Функція організації має за потребу здійснення дій щодо:

– забезпечити виконання заходів що до енергозбереження;

– забезпечувати функціонування системи обліку та контролю витрат ПЕР;

– енергозберігаючі інформаційні організації;

– співпрацювати з громадськими організаціями та органами державного управління в галузі енергозбереження та ін.

Керування сферою енергоменеджменту споживачів виконує головний енергоменеджер, якого обирають та усувають з посади загальними зборами жителів.

Головний енергоменеджер:

- складає штат служби енергогосподарства та розподіляє функціональні завдання між працівниками служби;

- організує роботу служби енергоменеджменту та взаємодію з підрозділами та службами енергопостачальних організацій з метою реалізації завдань та функцій системи енергоменеджменту.

Чисельність працівників служби енергоменеджменту становить 3 особи:

1) головний енергоменеджер;

2) енергоменеджер-електрик (спеціаліст з електропостачання та електроспоживання);

3) енергоменеджер-теплотехнік (фахівець із систем тепло- та водопостачання).

До основних функціональних обов'язків працівників служби енергоменеджменту належать:

- збір даних про споживання паливно-енергетичних ресурсів за допомогою приладів обліку та контрольно-вимірювальної апаратури;

- складання енергетичних балансів муніципального освіти та її окремих елементів;

- розробити картку споживання енергоресурсів;

- визначення питомої витрати паливно-енергетичних ресурсів по місту в цілому та за окремими його частинами;

- скласти план встановлення додаткових приладів обліку та контрольно-вимірювальних пристроїв з метою отримання даних про споживання енергоресурсів;

- розробка та впровадження заходів щодо енергозбереження, які не потребують інвестиційних коштів або з мінімальними вкладеннями;

– виявлення та оцінка пріоритетності енергозберігаючих заходів, що вимагають великих інвестицій;
– розробити схему електропостачання у разі аварійного відключення зовнішнього електропостачання;

– проведення роз'яснювальних робіт у галузі енергозбереження;
– запровадження нових технологій підвищення енергоефективності;
– здійснювати коригувальні дії за наслідками реалізації енергозберігаючих заходів.

Фінансування послуги енергоменеджменту виконується за рахунок:

– кошти, одержані учасниками населеного пункту у вигляді економії паливно-енергетичних ресурсів від реалізації енергозберігаючих заходів;
– кошти, одержані за виконання договірних робіт службою енергогосподарства та надання послуг іншим підприємствам та організаціям;
– інші способи фінансування.

4.2. Система обліку електроенергії

Електроенергія є товаром, виробництво, передача, розподіл та перетворення якого обходяться дуже дорого. Для бухгалтерського обліку між всіма членами господарювання, які співпрацюють в окремих процесах, і для оцінки ефективності всіх учасників енергосистеми від генератора до споживачів потрібно безперервний облік електроенергії.

Своєрідною специфікою обліку електроенергії є те, що обсяги генерації та споживання електроенергії в часі майже сходяться, у зв'язку з чим помилки під час обліку, що були допущені, не можуть бути виправлені повторними вимірами. Ці похибки можна виправити лише безпосереднім розрахунком, але похибка таких розрахунків набагато вища, ніж дають сучасні прилади та системи обліку електроенергії. Тому всі електричні системи виробництва, розподілу, передачі та перетворення електричної енергії повинні бути

оснащені приладами або системами обліку електричної енергії, які повинні гарантувати безперервний, якісний та високоточний облік.

Результати обліку електроенергії використовуються для наступних цілей:

1) визначити техніко-економічні показники електричної системи. При цьому компоненти системи обліку виконуються:

- на кожному генераторі електростанцій електричної системи, для забезпечення обліку електроенергії, виробленої цим джерелом;

- на кожному трансформаторі потреб електростанції, для забезпечення обліку електроенергії споживачами цих потреб;

- двома кінцями міжсистемних ліній електропередачі, для забезпечення обліку перетікання електроенергії по цих лініях;

- на початку та в кінці всіх ліній, що приєднується до енергосистеми, для виконання обліку електроенергії, яка доставляється споживачам;

2) визначити техніко-економічні характеристики споживачів (переважно підприємств). У таких випадках індивідуальному обліку підлягають:

- електроенергія, отримана від енергосистеми (електропередавальної організації);

- витрата електроенергії на невиробничу діяльність;

- електроенергія, відпущена абонентам;

- електроенергія, що виробляється власними установками, що працюють паралельно з енергосистемою;

- споживання електроенергії споживачами на потреби своїх електростанцій;

- надходження електроенергії від електростанцій на власні потреби в систему електропостачання;

3) для комерційного обліку між передаючою організацією та споживачем за транспортовану/спожиту активну енергію та потік реактивної енергії. У такому разі прилади обліку електроенергії встановлюються, зазвичай, в межах розподілу балансу, що належить електричним мережам

передавальної організації та споживача. Найчастіше інформацію, що надається приладами та системами обліку електроенергії, для фінансових розрахунків використовують:

- для побудови добових та місячних програм завантаження;

- для перевірки режимів роботи пристроїв КРП;

- для перевірки енергопередаючої організації за виконанням споживачем плану та способів споживання електроенергії протягом дня, місяця, року;

- для перевірки енергопередавальної організації динаміки заявленої споживачем потужності в моменти максимального навантаження електричної системи тощо.

4) для обліку електроенергії окремими структурними підрозділами споживача чи потужними електроприймачами (переважно підприємствами).

Дані такого обліку використовуються для перевірки дотримання гранично допустимих показників споживання електроенергії, визначення питомих норм витрати електроенергії на одиницю продукції чи послуги тощо.

Залежно від застосування даних показань лічильників, їх поділяють на дві основні групи:

1. Лічильники розрахункового (комерційного) обліку переданої/спожитої електроенергії, показання яких використовуються для фінансових розрахунків. Клас точності таких лічильників повинен бути 2 або більше, а якщо їх підключення здійснюється через вимірювальні трансформатори - 0,5 або більше. Для споживачів промислового характеру такі лічильники встановлюються, зазвичай, на межі розподілу балансової незалежності електричних мереж джерела і споживача. За фінансовими домовленостями з населенням такі лічильники встановлюються поверхово чи поквартирно.

2. Лічильники технічного (контрольного) обліку - для контролю споживання електроенергії споживачами власних потреб електростанцій, підстанцій, розподільчих установок, окремих підрозділів підприємств тощо.

Показання таких лічильників не використовуються для економічного розрахунку, а враховуються лише для загального обліку вживаної або відпущеної електроенергії, тому вони можуть мати клас точності 2,5, та підключатись до вимірювальних трансформаторів класу точності 1.0.

Крім того, лічильники класифікують за такими параметрами:

- за принципом роботи - індукція та електроніка;
- по кількості фаз - одно- та трифазні;
- за кількістю шляхів проходження енергії - один і два на лінію;
- за кількістю тарифів для фінансових розрахунків - одно-, дво-, три- та

чотиритарифний;

Однією з ознак останніх років у плані вдосконалення обліку електроенергії є дедалі ширше застосування електронних лічильників, які крок за кроком витісняють застарілі індукційні лічильники.

Першочерговою причиною такої заміни є ряд істотних недоліків, які мають індукційні лічильники в порівнянні з електронними:

- низький клас точності (найвищий - 0,5 по активній енергії та 1,5 по реактивній енергії);

- відносно високі значення власної споживаної потужності (для сучасних моделей споживана активна потужність при номінальній напрузі та частоті - до 1,5 Вт; сумарна споживана потужність у кожному ланцюгу напруги - до 5,0 ВА; споживання повної енергії в кожному ланцюгу струму схема - до 3,0 ВА);

- частотна залежність показань;
- залежність показань від атмосферних факторів (температура, вологість, тиск);

- дія зовнішнього електромагнітного поля

Електронні лічильники мають такі значні переваги:

- відсутність у будові обертових частин;
- набагато ширший діапазон струму навантаження;
- високий клас точності;

НУБІП України

- висока чутливість;
- функція обліку електроенергії в будь-якому напрямку;
- вбудована телеметрія.

Зарубіжна та вітчизняна промисловість випускає широкий асортимент різноманітних типів електронних лічильників, які використовуються для обліку електроенергії як в однофазних, так і трифазних ланцюгах; як із прямим підключенням, так і з трансформатором; активної та реактивної енергії.

Електронні лічильники виготовляються таких класів точності: активної енергії – 0,1; 0,2; 0,5; 1,0; 2,0 та 4,0, а для вимірювання реактивної енергії - 1,5; 2,0 та 4,0. Пристрої обліку активної та реактивної енергії трансформатора повинні мати клас точності 2,0 або краще.

Електронні лічильники вибирають, виходячи з переважно таких основних параметрів: клас точності; частота системи; номінальна напруга; номінальний струм (первинний, вторинний); найбільший струм; поріг чутливості; кількість фаз; кількість напрямів розгляду; спосіб підключення; тип інтерфейсу.

Одним з типів електронних лічильників є лічильники з імпульсним роз'ємом, у яких аналогові сигнали, прямопропорційні струму та напруги мережі, до якої вони підключені, спочатку перетворюються на цифровий сигнал. Далі всі подальші перетворення сигналу (множення, фільтрація та додавання) відбуваються на цифровому сигналі. На виході лічильника надходить сигнал частоти імпульсів, який пропорційний кількості споживаної/відпускнуї електричної енергії за певний час роботи.

Використання електронних багатфункціональних електронних лічильників – ще один крок до вдосконалення обліку електроенергії. Дані лічильники можуть використовуватися як окремо, так і у складі інформаційно-вимірювальних систем. Багатфункціональні електронні лічильники є повністю програмованими мікропроцесорними вимірювальними пристроями.

НУБІП України

Сучасні зразки таких лічильників можуть виконувати більше сотні різних функцій, основні з яких це наступні:

- облік активної та реактивної енергії;
- тарифікація електроенергії у двох напрямках;
- аналогова обробка струму та напруги для виконання обліку активної енергії та визначення середньої потужності за певний період часу;

- влаштування навантажувального графіку;
- обчислення повної потужності та коефіцієнта потужності;
- визначення сили струму, напруги та частоти;

- зберігання та відображення вимірних значень на рідкокристалічному дисплеї;

- подавати живлення на прилад як від вимірювальної мережі, і від спеціальних акумуляторів;

- перемикання тарифів за зовнішніми або програмними сигналами синхронізації навіть при переході з літнього на зимовий час;

- гарантувати нормальну роботу при обриві однієї чи двох фаз чи нейтралі;

- захист від несанкціонованого доступу до програмного забезпечення;

- можливість прийому імпульсів телеметрії з інших лічильників енергосистеми (лічильників електроенергії, води, газу тощо);

- здійснювати зовнішній зв'язок з іншими вимірювальними приладами, а також підключатися до автоматизованої системи обліку та керування електроспоживанням різних споруд;

- отримувати в режимі реального часу будь-яку інформацію про миттєві значення вимірюваних величин, а також всі дані, що зберігаються в пам'яті лічильника;

- забезпечує автоматичний зв'язок та оповіщення оператора при виникненні тих чи інших аварійних чи критичних ситуацій, таких як обрив фазного чи нульового дроту, вихід певного параметра за встановлені межі тощо.

Лічильники Меркурій 230 ART використовуються в системі електропостачання населеного пункту для встановлення на ПТ (таблиця 4.1) та Меркурій 200 (для обліку електроенергії, що споживається будинками).

Таблиця 4.1.

Технічні характеристики багатофункціонального електронного лічильника електроенергії типу Меркурій 230 ART

Параметр	Значення та характеристики
Діапазон робочої номінальної напруги	3x220/380В (-30%+25%)
Робочий діапазон струмів при підключенні: - прямому - через трансформатор	5А...120А 5А...10А
Частота	50 Гц
Спосіб з'єднання	чотирипровідне
Клас точності: - від активної енергії - від реактивної енергії	Клас 0,5S (по МЕК 61036) Клас 1,0 (по МЕК 61268)
Функціональність	Облік активної та реактивної енергії і потужності у обидві сторони. Миттєві і найбільші показники фазних напруг і струмів, активної та повної потужностей, cos φ. Тарифний облік за певний термін доби, облік втрат і передача вимірювань і виявлених даних про енергоспоживання по цифровим інтерфейсним каналам
Період інтеграції потужності	Програмується: 1, 3, 5, 10, 15, 20, 30, 60 хв
Екран	Багатосегментний RLI, програмована періодичність повідомлень
Власні потреби: - у колах обмоток струму - у колах обмоток напруги	- 0,1 ВА або менше - 0,8 ВА та 0,7 Вт або менше
Комунікаційні інтерфейси	CAN або RS485, IrDA 8 тарифних ставок 8 моментів перемикання на день 4 денних графіків 4 сезони 72 спеціальні дати, що окремо програмують автоматичний перехід на літній/зимовий час
Діапазон (мінімальних/максимальних температур: - робочих - граничних робочих	-25 °С...+60 °С -40 °С...+60 °С

- під час зберігання і транспортування

-40 °C...+60 °C

4.3. Керування і контроль споживанням електроенергії

4.3.1. Загальні положення

Контроль та управління споживанням електроенергії може становити інтерес з чотирьох основних причин, які сприяють:

- ефективнішу роботу персоналу для обслуговування;
- зменшення енерговитрат;
- оптимізацію та продовження терміну служби основного обладнання, яке під'єднане до мережі електропостачання;
- підвищити продуктивність системи (виробничий процес, адміністративне управління чи диспетчеризація інженерних систем будівлі, запобігаючи чи скоротивши час простою чи забезпечивши споживачів якіснішою електроенергією).

Однією з основних вимог до обслуговуючого персоналу електромереж є прийняття правильних технічних рішень та виконання робіт у найкоротші терміни. Для цього персонал має дізнаватися повнішу інформацію про те, що робиться у мережі, і краще з будь-якої точки на території об'єкта. Ця «прозорість» усередині конструкції є основною властивістю, що дозволяє обслуговуючому персоналу:

- отримати уявлення про течію енергії – переконатися у правильності балансування мережі енергопостачання, зрозуміти, які об'єкти є основними споживачами енергії, коли діб чи тижня тощо;

– отримати розуміння про те, як працює мережа, розібратися у відключенні шнура живлення простіше, якщо у вас є доступ до інформації про підключених до нього споживачів;

– отримувати оперативну інформацію про стан мережі електропостачання навіть за межами території об'єкта, використовуючи сучасні пристрої зв'язку;

– одразу потрапити у потрібне місце на території об'єкта з потрібною запчастиною та уявленням загального стану мережі;

– розпочати операцію з технічного обслуговування враховуючи дійсне використання обладнання, ні зрано, ні запізно.

Надаючи енергоменеджеру засоби керування роботою мережі електропостачання, ми маємо ефективні та вигідні способи оптимізації, а часом і істотного зниження енерговитрат.

Наведемо приклади застосування найпростіших систем керування:

– Порівняльна оцінка окремих областей з метою виявлення найбільшого енергоспоживання;

– Моніторинг випадків непередбаченого споживання енергоносіїв;

– Можливість вимагати відшкодування збитків, завданих подачею неякісної енергії системою електропостачання.

Оскільки електромережа продовжує розширюватися, обов'язково виникає запитання: чи зможе мережа підтримувати це нове розширення?

Конкретно тут керування та контроль енергоспоживання може допомогти службі управління енергоспоживанням обрати вигідніше рішення.

Реєструючи події та процеси в мережі, ви зможете архівувати дійсне використання основного обладнання та, отже, з достатньою точністю оцінювати резервну потужність мережі, розподільчого щита чи трансформатора.

Ефективніше використання обладнання може збільшити термін його служби. Системи моніторингу енергоспоживання можуть надати достатньо точну інформацію про фактичне використання конкретного обладнання, тому

команда технічного обслуговування може ухвалити рішення про проведення відповідної операції з технічного обслуговування в оптимальний час, не запізно і не зарані.

Традиційно системи контролю та управління енергоспоживанням були централізованими та базувалися на системах диспетчерського управління та автоматизації збору даних (Scada).

Через високу вартість застосування таких систем (поз. 3 на рис. 4.3) було фактично обмежено відповідальними установками, оскільки вони були більшими споживачами енергії, або їх технологічний процес був дуже чутливий до зниження якості енергії.

Ці системи були засновані на технологіях автоматизації і часто розроблялися системним інтегратором виходячи з потреб замовника, а потім доставлялися на об'єкт у готовому вигляді. Однак більш висока первісна вартість, високі вимоги до кваліфікації обслуговуючого персоналу для належного функціонування цих систем та вартість їх модернізації при розширенні мережі енергопостачання часто становили перешкоду потенційним користувачам.

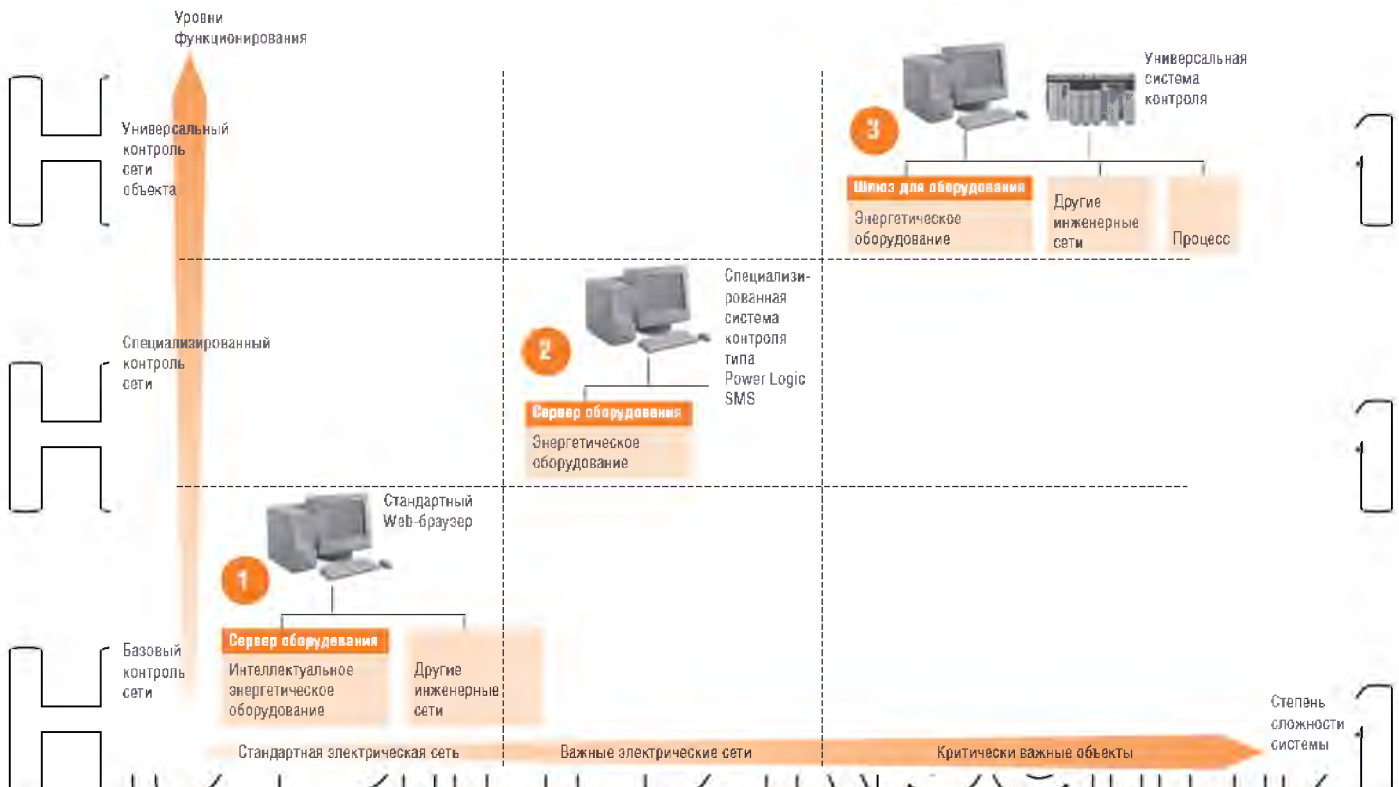


Рис. 4.3. Позіціонування систем контролю і управління

енергоспоживанням.

НУБІП України

Інший підхід (поз. 2, рис. 4.3), що реалізує спеціалізовані технічні рішення, набагато більшою мірою відповідає специфічним потребам енергосистеми та реально підвищує рентабельність такої системи. Але через використання централізованої архітектури первинні витрати, як і раніше, високі.

НУБІП України

На деяких об'єктах системи типу (2) і (3) можуть використовуватися разом, надаючи службі управління енергоспоживанням найточнішу інформацію, якщо це необхідно.

НУБІП України

У цей час з'явилася нова концепція інтелектуального енергетичного обладнання (поз. 1, рис. 4.3). Заснована на можливостях веб-технологій, вона пропонує справді економічне рішення для більшості користувачів. Крім того, власник споживача може поступово вкладати кошти у складніші системи управління.

НУБІП України

Таким чином, рівень 1 можна розглядати як початкову фазу для переходу на рівень 2 або 3, оскільки ці технічні рішення можуть використовуватися в одній і тій же структурі.

НУБІП України

Архітектура інтелектуального обладнання (рис. 4.4) . Заснована на веб-технологіях, вона повністю використовує стандартні комунікаційні послуги та протоколи, а також нелицензійне програмне забезпечення. Доступ до інформації про енергоспоживання можливий з будь-якого місця об'єкта, що розглядається, завдяки чому можна значно підвищити ефективність роботи співробітників служби енергоменеджменту. Крім того, доступ до Інтернету подається для структур, яких немає в цьому об'єкті.

НУБІП України

НУБІП України

НУ

НИ

НУ

НИ

НУ

НИ

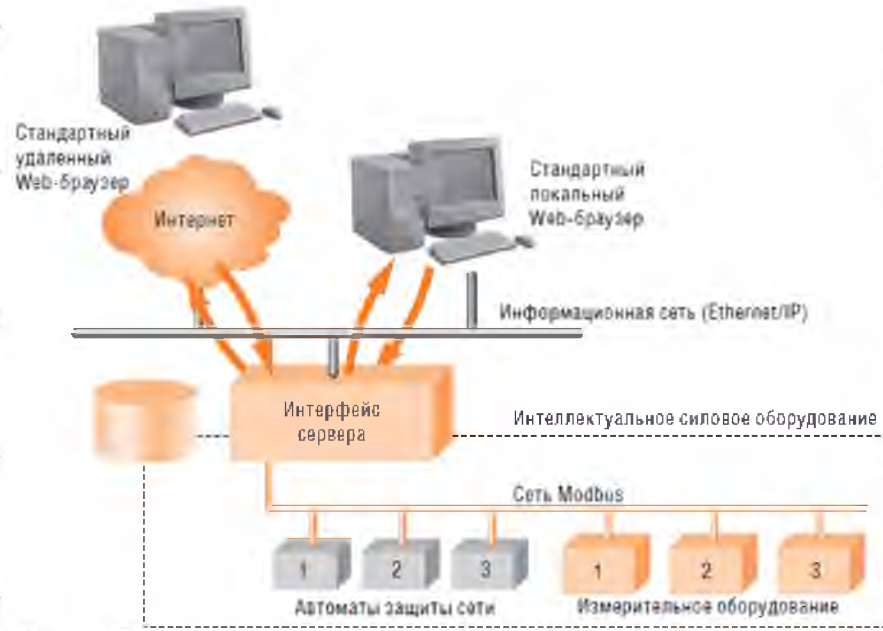


Рис. 4.4. Архитектура интеллектуального оборудования.

Спеціалізована централізована архітектура (Рис.4.5). Дана архітектура заснована на використанні спеціалізованих пристроїв централізованого управління, які повною мірою задовольняють необхідність моніторингу енергомереж. Вона має нижчі вимоги до кваліфікації персоналу в частині монтажу та обслуговування: всі комплектуючі стандартизовані і, нарешті, витрати на цю систему справді мінімізовані за допомогою не повноцінної участі системного інтегратора.

НУЕ

НИ

НУЕ

НИ

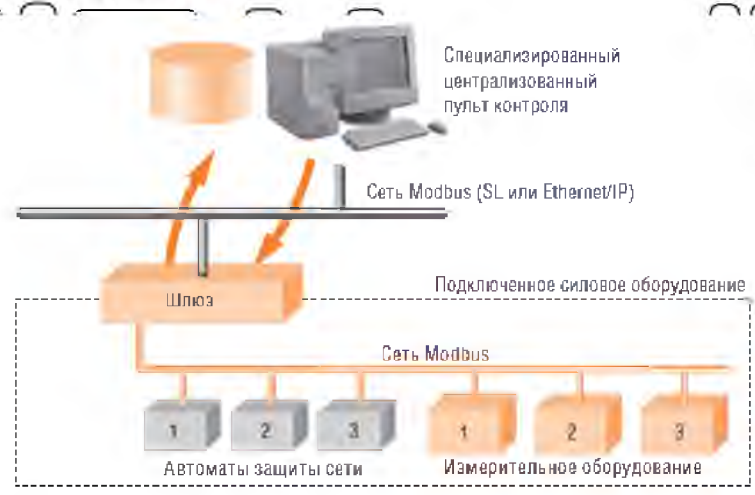


Рис. 4.5. Специализована централізована архітектура.

НУБІП

України

Традиційна універсальна централізована архітектура (рис. 4.6). Вона ґрунтується на стандартних компонентах систем автоматизації, таких як

системи диспетчерського управління та збору даних (SCADA).

Не беручи до уваги її переваги, у цій архітектурі є низка недоліків, наприклад

- високі вимоги до кваліфікації обслуговуючого персоналу
- неможливість подальшого її удосконалення
- та найголовніше, тривалий період окупності цих систем.

Однак такі системи безальтернативні у разі об'єктів критичної важливості та їх використання напрочуд дієве у центральних диспетчерських пунктах управління.

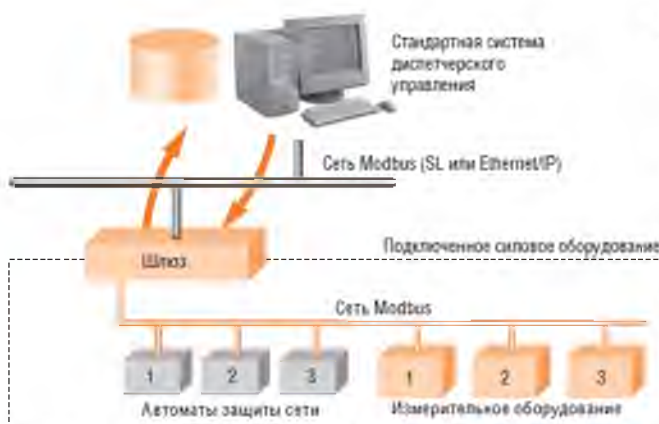


Рис. 4.6. Традиційна універсальна централізована архітектура.

4.3.2. Система контролю і управління енергоспоживанням проєктованого об'єкта

Система контролю та управління енергоспоживанням є програмно-апаратним комплексом для автоматизованого обліку та контролю споживаних енергоресурсів. Система підтримує сім типів вимірюваних характеристик (електроенергія, тепло, температура, струм, споживання холодної та гарячої води та споживання природного газу). Система дозволяє збирати інформацію з лічильників або датчиків у ручному чи автоматичному режимі та відображати отриману інформацію у табличному та графічному вигляді. Блок збору та зберігання інформації може бути оснащений додатковими слотами розширення для аналогових та імпульсних входів.

Широке використання датчиків струму замість електродільників дає змогу при невеликій втраті інформації та допустимому зниженні точності розрахунку споживаної електроенергії сильно зменшити вартість системи.

Апаратно-програмний комплекс має такі складові:

1) програмний комплекс (ПК):

система збору, зберігання та перетворення даних у доступну для сприйняття людиною вигляду,

програмне забезпечення зв'язку з лічильником електроенергії,

програмне забезпечення зв'язку з системою збору та зберігання

інформації,

програмне забезпечення для підключення до лічильника теплової енергії,

2) апаратна частина:

комутатор з доступом до телефонного модему через порт RS232 та до мережі RS485;

блоки збору та зберігання даних з сенсорів та пристроїв;

лічильник теплової енергії;

електронні електролічильники;

витратоміри холодної води з імпульсним виходом;

амперметри з аналоговим виходом 0-20 мА;

термометри із аналоговим виходом 0-20 мА.

Функціональні можливості програмного комплексу по роботі з зовнішніми пристроями, що підключаються, забезпечуються програмним

забезпеченням пристроїв, що входять до комплекту. Модульна структура

дозволяє легко розширювати функціональність встановленої системи

(підключення до інших фізичних пристроїв).

Розроблена система включає три функції:

1) збирання та зберігання даних;

2) аналіз зібраних даних;

3) керуючий вплив.

Збір та зберігання інформації відбувається двома способами. Перший варіант: інформація надходить від аналогових чи імпульсних датчиків та накопичується в блоці. Другий варіант: інформація надходить із лічильників.

У першому випадку блок відповідає за опитування сенсорів та зберігання інформації з сенсорів, у другому випадку лічильники тепла та електроенергії мають власну пам'ять та зберігають у ній інформацію. Надалі вся інформація через перетворювач інтерфейсів надходить на комп'ютер де і обробляється.

Програмний комплекс обслуговує до 32 абонентів у мережі RS485. Крім того, через блок збору та зберігання інформації з датчиків та пристроїв підключається до 64 датчиків. Кількість блоків мережі обмежена лише кількістю абонентів. Блок дозволяє підключити 64 аналогових датчика або 64 імпульсні датчики одночасно, можливий варіант 32 аналогових датчика і 32 імпульсних датчика, а також до блоку можна підключити до 255 додаткових пристроїв з інтерфейсом RS485. За необхідності кількість аналогових та імпульсних входів можна розширити.

Система впроваджена у всіх будинках населеного пункту. Таким чином, у кожній будівлі є електричне введення, введення холодної води та введення теплової енергії (встановлені два котли). Спрощена структурна схема системи представлена на рис. 4.7.

До складу встановленої системи входять такі лічильники та датчики: електролічильник, встановлений на введенні у розподільчий щит;

пристрій обліку холодної води (з імпульсним виходом);

два пристрої обліку теплової енергії (лічильники встановлюються на теплопроводах: один лічильник передає інформацію по виділеному каналу зв'язку, інший – по модему по електромережі);

10 амперметрів, встановлених на лініях, що виходять із розподільчого щита (необхідні розрахунку споживання електроенергії по кожній лінії);

10 термометрів, які розташовані так в будівлі, щоб гарантувати контроль температури в максимальній кількості середовищ.

Впроваджена система допомагає:

враховувати сумарне споживання енергоносіїв (електроенергія, тепла енергія, холодна вода);

аналізувати кількість споживаної енергії;

обчислити споживання (за заданий період) електричної та теплової енергії окремими агрегатами, розташованими в будинку;

провести зіставлення нормативної та фактичної кількості споживаних енергоносіїв.

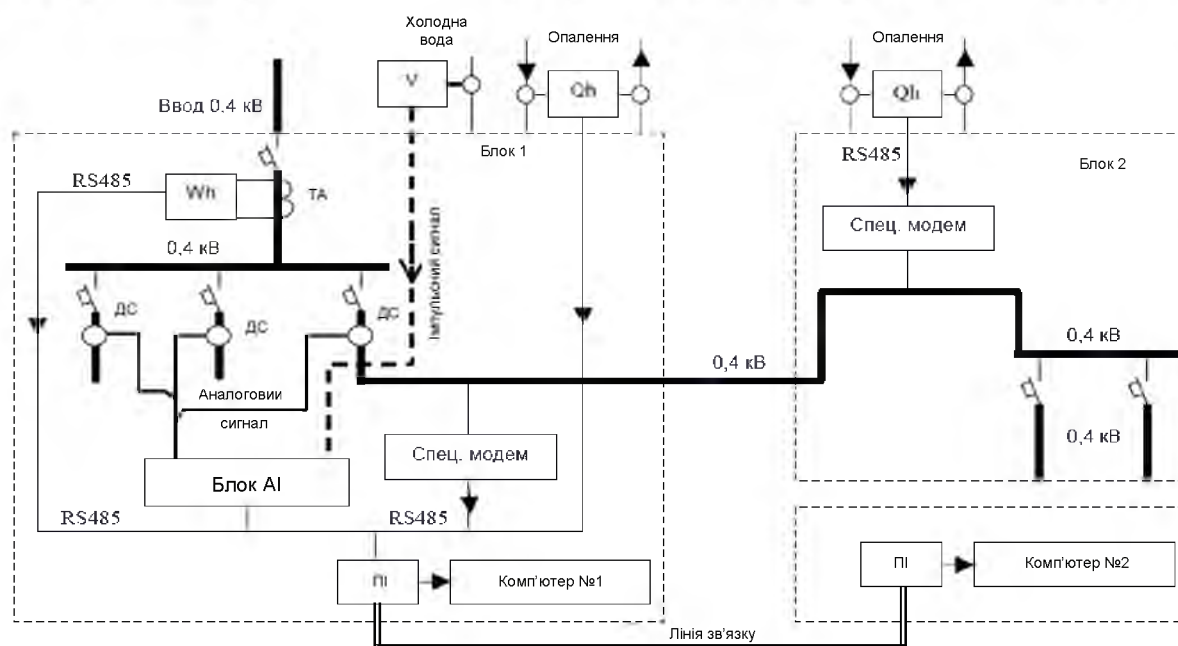


Рис. 4.7. Структурна схема системи контролю і управління енергоспоживанням:

ПІ – блок перетворювача інтерфейсів з RS485 в RS232 і модем;

Блок AI – блок обробки сигналів аналогових і імпульсних датчиків;

Wh – лічильник електроенергії; Qh – лічильник теплової енергії;

Спеціальний модем – модем для передачі інформації електромережою; ДС –

амперметр з аналоговим виходом; V – система обліку холодної води з

імпульсним виходом; ТА – трансформатор струму.

Розроблена Система має достатні можливості для моніторингу та управління системами енергоснабження Система має такі можливості:

1) функції контролю та управління

НУВБІП УКРАЇНИ

відображення даних про обладнання у двох видах: дерево обладнання (за видами інформації, яка вимірюється, ймовірна фільтрація за об'єктами) та відображення обладнання на плані;

візуалізація параметрів обладнання;

зміна параметрів обладнання (у режимі адміністратора);

НУВБІП УКРАЇНИ

додавання або видалення обладнання із системи (в режимі адміністратора);

змінити положення відображення обладнання на плані (у режимі адміністратора);

НУВБІП УКРАЇНИ

переглянути чи змінити значення тарифних коефіцієнтів (у режимі адміністратора).

2) функції обробки інформації, що надходить від приладів (вимірників, датчиків):

НУВБІП УКРАЇНИ

відображення поточних показників приладу (режим моніторингу) із показаних на плані (для амперметрів та термометрів);

читання, архівування та зберігання інформації, що знаходиться на пристрої;

перетворення даних, що зберігаються у пристрої, у потрібний вигляд;

НУВБІП УКРАЇНИ

можливість автоматичного зчитування інформації з усіх пристроїв під час запуску програми;

переведення інформації з фізичного вираження на грошове (з використанням тарифних коефіцієнтів);

НУВБІП УКРАЇНИ

узагальнення інформації (розрахунки загальних, найменших, найбільших та усереднених значень);

розрахунки конкретних значень щодо низки параметрів;

3. функції захисту даних. ПК має такі рівні допуску:

для чергового диспетчера;

для адміністратора.

НУВБІП УКРАЇНИ

Аналіз інформації про енергоспоживання виконується двома способами. Перший спосіб – це аналіз споживання енергії залежно від температури

зовнішнього середовища. Нормативна крива енергоспоживання розраховується системи на основі температури зовнішнього повітря. Ця крива включає нормативне споживання тепла та електроенергії. Аналізований (рекомендований) період становить один тиждень, але в програмі передбачено

можливість зміни. Фактична тижнева витрата електроенергії та тепла наводиться до тих самих одиниць вимірювання (наприклад, кВт*год) і порівнюється з нормативним значенням. Якщо фактична витрата більша за нормативну, дізнаються через що відбулася перевитрата.

Наступний спосіб полягає у розрахунку балансу споживання електричної та теплової енергії за певний проміжок часу. Датчики та електrolічильники встановлюються так, щоб охопити найбільшу кількість кімнат у будівлі. Завдяки такому розташуванню датчиків стає можливим контролювати споживання електроенергії у кожній кімнаті.

Знаючи споживання електроенергії та тип приміщення, а також площу приміщення, розраховують питому фактичну витрату електроенергії (кВт*год/м²). Відомі нормативні питомі показники вносяться у програму та співставляються з дійсними показниками.

Алгоритм аналізу витрати теплової енергії реалізується в такий спосіб.

Усі приміщення, їх площа та обсяг занесено до бази даних програми. Датчики температури, встановлені у будинку, дозволяють реєструвати температуру повітря всередині приміщень, а також температуру зовнішнього повітря. У під'їзді встановлено лічильник теплової енергії. Тому, маючи інформацію про фактичне сумарне споживання теплової енергії, про температури всередині приміщень та обсяги приміщень, можна розрахувати спожиту теплову енергію на приміщення.

Аналіз обсягу витрати холодної води здійснюється таким чином.

Лічильник води, встановлений на вході в будинок, дозволяє контролювати витрати холодної води з періодичністю пів години. Виходячи з кількості осіб у будинку, розраховується нормативна витрата холодної води на даний період часу.

Порівнюється дійсна та нормативна витрата холодної води, робляться висновки про ефективність використання холодної води.

НУБІП України

U

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

РОЗДІЛ 5

РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ СКЛАДОВОЇ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

Необхідним фактором економічної оцінки є термін служби фотоелектричної системи. Час корисного використання різноманітних елементів сонячної електростанції розраховується з урахуванням досвіду, накопиченого останніми роками:

- термін експлуатації фотоелектричних модулів без суттєвого зниження коефіцієнта корисної дії – приблизно 20-25 років;
- рами та кріплення з алюмінію та нержавіючої сталі (використовуються в більшості фотоелектричних систем) – термін дії не менше, ніж у фотоелектричних батарей;
- середній термін дії панелей становить від 4 до 10...12 років залежно від кількості циклів заряджання та розряджання;
- Зарядні пристрої акумуляторних батарей можуть використовуватися мінімум 10-15 років роботи без ремонту;
- інвертори загалом служать щонайменше 10-15 років.

Багато виробників дають 5-річну гарантію.

Економічний розрахунок та термін окупності:

1 кВт/ч в Україні коштує 1,68 грн.

Середнє споживання електроенергії у одного будинку за день в даному проєкті – 15 кВт*год.

Кількість споживання електроенергії 1 будинком:

$$C_c \equiv C_{\text{сер.}} \cdot 365$$

де $C_{\text{сер.}}$ - середнє споживання електроенергії у одного будинку за день

$$C_c = 15 \cdot 365 = 5475 \text{ кВт*год.}$$

У своїй роботі електроспоживання будинків здійснюється завдяки електричній мережі 35 кВ. А електроенергія від сонячної електростанції є додатковим джерелом для споживачів.

Тому сонячні панелі є додатковим джерелом живлення. Розглянемо окупність при використанні сонячних панелей як основного джерела електроенергії в літній період і як додатковий в зимовий

Отже, окупність на одного побутового споживача складає:

Інвертор = 27 000 грн.

Соняч. панелі = $4765 \cdot 8 = 38\,120$ грн

Акумуляторна батарея = 4500 грн.

Щит, запобіжники, деталі = 10 000 грн.

Всього: 79 620 грн.

Так, як у зимовий період інтенсивність сонячної радіації значно менша $E=1,07$, кількість енергії, яку може згенерувати сонячна панель у порівнянні з літнім періодом у 3,5 разів менша.

Знайдемо скільки електроенергії не вистачатиме для повного її забезпечення для одного будинку в зимовий період.

$$C = C_c - (C_{\text{сер.}} \cdot 140 - \frac{C_{\text{сер.}} \cdot 140}{3,5})$$

$$C = 5475 - (15 \cdot 140 - \frac{15 \cdot 140}{3,5}) = 3975 \text{ кВт*год}$$

Знаходимо значення, скільки потрібно заплатити в рік за використання 3975 кВт*год:

$$F = C \cdot K$$

K — ціна $K \approx 1,68$ грн за 1 кВт*год

$$F = 3975 \cdot 1,68 = 6\,678 \text{ грн/рік}$$

А тепер можемо розрахувати термін окупності:

$$T_{\text{окуп.}} = \frac{W_{\text{окуп.}}}{F}$$

$$T_{\text{окуп.}} = 79\,620 : 6\,678 = 11,92 \approx 12 \text{ років окупності данної системи}$$

Також є інша стратегія використання сонячної енергії- повна компенсація електроспоживання сонячними панелями в тому числі у зимовий період. У такому випадку вартість проєкту зростає через збільшення кількості сонячних панелей та використання потужнішого та відповідно дорожчого обладнання, що збільшує термін окупності у декілька разів.

Виявлення найдешевшого варіанту схеми електропостачання виконується ґрунтуючись на наведених мінімальних витратах, у яких враховуються річні експлуатаційні витрати та капітальні витрати на схему електропостачання. Капітальні вкладення чи інвестиційний потік

включатимуть видатки на будівництво енергосистеми, тобто, вартість кабельних ліній (КЛ), розподільчих пристроїв (РУ), тощо. Поточні грошові витрати будуть складатися з витрат на оплату праці, обслуговуючого персоналу, відрахувань до ремонтного фонду, вартості втрат електроенергії в елементах енергосистеми та ін. Ідентичні фінансові потоки від розрахунку винятку.

Звісно, сонячні електростанції сьогодні недешеві. Капітальні витрати на впровадження одиниці потужності становлять понад 3 тис. дол./кВт, що набагато вище, ніж у теплових електростанцій.

При використанні сонячної енергії також є відносно низька щільність енергетичних потоків, що вимагає залучення великих площ для позиціонування. Однак використання сонячних електростанцій має довгострокові переваги. Насамперед це стосується гарантованого надходження енергії безпосередньо до місця її споживання, а також відсутності плати за паливо та його доставку. Таким чином, споживач уникає залежності від постачання органічного палива, вартість якого з кожним роком тільки зростатиме. Крім того, такий підхід до енергопостачання дозволяє виключити викиди токсичних та парникових газів, тобто вирішує екологічні проблеми споживача.

Технологія виробництва сонячних перетворювачів розвивається швидкими темпами, їхня вартість знижується, тому використання та купівля сонячних

електростанцій має гарні перспективи. При цьому при економічному обґрунтуванні проекту використання сонячних установок, крім того високої вартості даної технології, слід враховувати, що їх використання у різних сферах має свої особливості. По-перше, значний вплив на ефективність енергетичного комплексу має географічне положення споживача.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

РОЗДІЛ 6

ЗАГАЛЬНІ ЗАХОДИ ЕЛЕКТРОБЕЗПЕКИ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ НАСЕЛЕНОГО ПУНКТУ

Охорона праці - це система законодавчих актів, соціально-економічних, організаційно-технічних, гігієнічних, лікувально-профілактичних заходів, що забезпечують безпеку, здоров'я та працездатність людини та трудовий процес.

Його завдання полягає в тому, щоб звести до мінімуму ймовірність травм чи захворювань працівників, забезпечуючи при цьому комфорт та максимальну

продуктивність праці. Реальні виробничі умови характеризуються небезпечними та шкідливими факторами. Гарантія здорових та безпечних умов праці покладається на адміністрацію компанії. Адміністрація

підприємства зобов'язана запровадити сучасні засоби безпеки, які гарантують

санітарно-гігієнічні умови та запобігають виникненню професійних захворювань у працівників. Будинки та виробничі приміщення повинні

відповідати вимогам, які забезпечують безпечні умови праці. До цих вимог

належать: раціональне використання територій; правильне використання

устаткування; захист працівників від впливу шкідливих виробничих факторів;

утримання виробничих приміщень відповідно до санітарно-гігієнічних вимог.

У законодавстві про охорону праці особлива увага приділяється дотриманню вимог охорони праці під час проектування та розробки нових машин та

обладнання.

При проведенні комплексу будівельно-монтажних робіт (СМР) з електропостачання населеного пункту неминує виникати низка небезпек, які за недотримання правил і методів безпечного виконання робіт можуть

призвести до аварій, травм та смерті людей. Цей комплекс робіт мало чим

відрізняється від інших, тому не потребує розробки спеціальних прийомів

безпечної роботи.

Усі небезпечні чинники, що виникають під час роботи цього об'єкті, можна розділити такі групи: 1. Висока напруга; 2. Висота; 3. Робоча будівельна та спецтехніка.

З метою захисту працюючих від можливої дії перерахованих раніше небезпечних факторів необхідно суворо дотримуватися наступного:

Відповідно до правил ПТБ при роботах в електроустановках до та понад 1000 В необхідно відповідальним особам (начальникам, виконавцям, начальникам дільниць, тощо):

- створювати та оформлювати необхідні технічні карти ППР, накази для об'єкту, тощо.

- допускати до роботи тільки повнолітніх осіб, які пройшли відповідний медичний огляд на професійну придатність, а також навчання правил та основних прийомів безпечної праці;

- не допускати в роботу, визнаних бракованими, які не пройшли необхідні перевірки, будівельну та спеціальну техніку;

- видавати відповідні бланки наказів та контролювати повноту передбачених у них заходів безпеки та їх виконання.

- не допускати до роботи людей у стані алкогольного чи наркотичного сп'яніння;

- Навчання співробітників на місці безпечним прийомам роботи
Працюючий

- суворо дотримуватися інструкцій та правил ТБ;

- Використовувати технічні та індивідуальні засоби захисту;

- надати робочий одяг;

- дотримуватися посадової інструкції;

- виконувати роботи за розпорядженнями ППР, технічним картам;

- виявивши помилку в останньому, призупинити роботу та повідомити керівництво;

- будьте обережні та дивіться один за одним.

До технічних заходів щодо забезпечення безпеки праці без зняття напруги відносяться:
Розташування робочого місця електрика таким чином, щоб струмопровідні частини, що знаходяться під напругою, знаходилися перед ним або збоку;

Використання захисних пристроїв,
Використання чистих та сухих комбінезонів з довгими рукавами та головного убору.

Організованими заходами для забезпечення безпеки праці, є виконання робіт в електроустановках за нарядом, розпорядженням, у порядку поточної експлуатації. Наряд оформляється за встановленою формою. У порядку виконуються такі роботи:

з повним зняттям напруги;
з частковим розрядом напруги;
без знеструмлення поблизу та на струмопровідних частинах, що знаходяться під напругою.

Робота за розпорядженням
Наказ - завдання на виконання робіт в електроустановках, зареєстроване в оперативному журналі. Розпорядження має разовий характер, видається на одну роботу і діє протягом однієї зміни або однієї години.
Перед призначенням на самостійну роботу електромонтер має пройти:

- стажування на робочому місці;
- перевірка знання цієї інструкції та інших документів, визначених посадовою інструкцією, в обов'язки та строки, встановлені керівництвом підприємства;
- під керівництвом та контролем досвідченого співробітника;
- навчання протиаварійної та протипожежної безпеки.

Гігієна праці — це галузь науки, що вивчає вплив процесів праці та навколишнього середовища на організм людини та розробляє норми та заходи

щодо забезпечення сприятливих умов праці та попередження професійних захворювань. Для нашого проекту нам знадобиться:

НУБІП України

для захисту робітників від шкідливих виділень просоченої деревини, що використовується для опор ЛЕП. Для цього потрібно використання якісного робочого одягу та його регулярне прання;

НУБІП України

захист від негативного впливу довкілля: холоду, опадів, вітру тощо. У холодну пору року на робочому місці необхідно мати гарний спецодяг, взуття та господарський інвентар.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

ВИСНОВОК

В дипломному проєкті магістра розглянуто питання реконструкції системи електропостачання населеного пункту з використанням відновлювальних джерел енергії.

В роботі написано вступ, проаналізовано сучасний стан розвитку електропостачання. Проведено аналіз характеристики району електропостачання. В даній роботі проведено: розрахунок навантажень існуючих ТП 10/0,4 кВ, визначена необхідна потужність та відповідно кількість трансформаторів на ТП-35/10 кВ, розрахунок ділянок ліній 10 кВ на максимально допустимі втрати напруги (вибір типу і поперечного перерізу всіх проводів на ділянках лінії враховуючи узагальнені економічні інтервали разом перевіряючи значення максимально допустимої втрати напруги), розрахунок струму короткого замикання мережі 10 кВ, вибір обладнання РТП.

Було розглянуто та досліджено можливість встановлення сонячних електростанцій в якості додаткового електроживлення.

Проаналізувавши розраховані результати, підкреслимо такі основні висновки:

1. Вибір потужності трансформаторів на ТП проведено виходячи з максимального добового навантаження ($S_{d\ TП} = 3413,5$ кВА);
2. Після заміни трансформаторів ТМ-1600/35 на ТМН-2500/35 було збільшено навантаження мережі електропостачання, знизена вартісна частка втрат електроенергії на 59,2%, коефіцієнт втрат потужності трансформаторів зменшений;
3. Заміною провідників лінії ПЛІ-5 досягнуто зниження втрат напруги з 14,5% до 9,5%;
4. Компенсація реактивної потужності в мережах 10 кВ знижує електричні втрати на 174 475,53 кВт·год. за рік;
5. Для запропонованих технічних рішень термін окупності - 2,5 року (ефективність капітальних вкладень 0,4).
6. Термін окупності впровадження сонячної енергетики близько 12 років

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Закон України «Про ринок електричної енергії». (Відомості Верховної Ради (ВВР), 2017, № 27-28, ст.312)
2. Закон України «Про енергозбереження». (Відомості Верховної Ради України (ВВР), 2006, N 15, ст.126)
3. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х.:Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
4. ДНАОП 0.00. – 1.32 – 01. Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних електроустановок. – К.: ПП «Фірма Гранма», 2001. – 117 с.
5. Василюк П.О. Електропостачання: Навчальний посібник. – Суми: ВТД "Університетська книга", 2008. – 415 с.
6. 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.
7. Праховник А.В. Энергетичний менеджмент: Навчальний посібник / А.В. Праховник, В.П. Розен, О.Б. Розумовський. – К.: Нот. ф-ка, 1999. – 184 с.
8. Воротницкий В.Э. Методы и средства расчета, анализа и снижения потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям / В.Э. Воротницкий, С.В. Заслонов, М.А. Калинкина. – М.: ДиалогЭлектро, 2006. – 168 с.
9. 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 підвищення кваліфікації кадрів у сфері енергозбереження та енергетичного менеджменту. – 2001. – 55с/

10. Корчемний М. Енергозбереження в агропромисловому комплексі / М. Корчемний, В. Федорейко, В. Шербаць – Тернопіль: Підручники і посібники, 2001. – 984 с.

11. Гельман Г.А. Руководство по устройству электроустановок. Технические решения Schneider Electric / Г.А. Гельман – М.: ЗАО "Шнейдер Электрик", 2007. – 395 с.

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

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України