

Міністерство освіти і науки України

Сумський державний університет

Центр заочної, дистанційної та вечірньої форм навчання

Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту

Завідувач кафедри електроенергетики

_____ І. Л. Лебединський

«__» _____ 2020 р.

Магістерська робота

на тему:

**“Модернізація системи електропостачання групи населених пунктів від
РТП 35/10 кВ «Капітанівка» ”**

Спеціальність 8.141 ”Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”

Виконав студент гр. ЕТмдн-91п

_____ Пиріг В.В.

Керівник, ст.викладач

_____ Єфімов Г.П.

Консультанти:

по економічній частині доцент, к.е.н.

_____ Маценко О.М.

по питанням охорони праці

_____ Лебединський І. Л.

Нормоконтроль, ст. викладач

_____ Єфімов Г.П.

Суми – 2020

Сумський державний університет
Центр заочної, дистанційної та вечірньої форм навчання
Кафедра електроенергетики
Спеціальність 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка"

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри електроенергетики

_____ І. Л. Лебединський

«__» _____ 2020 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську роботу студента групи ЕТмдн-91п

Пиріг Віталія Вікторовича

1. Тема магістерської роботи: **“Модернізація системи електропостачання групи населених пунктів від РТП 35/10 кВ «Капітанівка»”** затверджено наказом по університету № _____ від _____
2. Дата здачі роботи: _____ 2020 р.
3. Вихідні дані роботи:
 - Нормативні документи;
 - План зони електропостачання;
 - Паспортні данні обладнання.
4. Зміст пояснювальної записки:
 - вступ;
 - Аналіз системи електропостачання;
 - Модернізація системи електропостачання;
 - АСКОЕ РТП-35/10 кВ "Капітанівка";
 - Економічна ефективність прийнятих рішень;
 - Заходи з охорони праці.
 - Список використаної літератури.

5. Перелік графічного матеріалу:

1. Схеми ліній 10 кВ;
2. План підстанції 35/10 кВ;
3. Схема головних з'єднань РТП-35/10 "Капітанівка";
4. Структурна схема АСКОЕ.

6. Консультанти:

Розділ	Керівник	Завдання видав	Завдання прийняв
1	Єфімов Г.П.		
2	Маценко О.М.		
3	Єфімов Г.П.		

7. Дата видачі завдання:

Керівник роботи _____ Єфімов Г.П.

Завдання отримав студент _____ Пиріг В.В.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Найменування етапів магістерської роботи	Термін виконання
1	Розрахунок системи електропостачання	1.11–10.11.20
2	Розрахунок струмів короткого замикання	11.11–20.11.20
3	Економічна частина	20.11–24.11.20
4	Охорона праці	25.11–30.11.20
5	Написання розрахунково-пояснювальної записки і захист магістерської роботи	01.12–10.12.20

Студент-дипломник _____ Пиріг В.В.
(підпис)

Керівник роботи _____ Єфімов Г.П.
(підпис)

РЕФЕРАТ

с. 82, рис. 10, табл. 12, кресл. 4

Бібліографічний опис **“Модернізація системи електропостачання групи населених пунктів від РТП 35/10 кВ «Капітанівка»”**

[Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістра; спец.: 8.141 електроенергетика, електротехніка та електромеханіка /Пиріг В.В.ст.викладач керівник Г.П.Єфімов - Суми: СумДУ, 2020. - 82 с.

Ключові слова: електроприймач, підстанція, коротке замикання, струм, напруга, навантаження, релейний захист.

электроприёмник, подстанция, короткое замыкание, ток, напряжение, нагрузки, релейная защита.

electric receiver, substation, short circuit, current, voltage, load.

Короткий огляд – В роботі розглядаються питання підвищення ефективності та надійності системи електропостачання споживачів в зоні "РТП 35/10 кВ Капітанівка" за рахунок модернізації комплектних розподільних пристроїв 10 кВ.

В роботі висвітлені такі питання:

- Матеріали дослідження району електропостачання;
- Розрахунок навантаження на лініях 10 кВ, вибір проводів;
- Обґрунтування та вибір релейного захисту лінії 10 кВ на базі мікропроцесорного захисту;

Вибір варіанту ефективної роботи обладнання "РТП 35/10 кВ Капітанівка" на основі модернізації комплектних розподільних пристроїв зроблений з врахуванням вимог до надійності електропостачання та якості електроенергії.

АНОТАЦІЯ

В роботі дано характеристику об'єкта електропостачання – групи населених пунктів від РТП-35/10 кВ "Капітанівка" ВАТ "Чернігівобленерго" представлено розрахунок та вибір обладнання для модернізації розподільчого пристрою 10 кВ, обґрунтовано впровадження АСКОЕ.

АННОТАЦИЯ

В работе дана характеристика объекта электроснабжения – группы населенных пунктов от РТП-35/10 кВ "Капитановка" ВАТ "Черниговоблэнерго" , представлен расчет и выбор оборудования для модернизации распределительного устройства 10 кВ, обосновано внедрение АСКОЭ.

ABSTRACT

An entry is in-process written, description of object of power supply is given are groups of settlements from DTS-35/10 кV "Kapitanoyka" of VAT "Tchernigovoblenergo" . A calculation and choice of equipment is presented for modernization of distributive device 10 кV, measures are reasonable on the rational use of energy is improvement of the system of account.

Перелік прийнятих скорочень

1. КЗ – коротке замикання;
2. КЛ – кабельна лінія;
3. МСЗ – максимальний струмовий захист;
4. СВ – струмова відсічка;
5. ЛЕП – лінії електропередачі;
6. ДФЗ – диференційний захист;
7. ТС – трансформатор струму;
8. ТН – трансформатор напруги;
9. РПН – регулювання під напругою;
10. РЗ – релейний захист;
11. СВ – секційний вимикач;
12. ПС – підстанція;
13. АПВ – автоматичне повторне включення.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	10
1.1. Відомості про енергопостачальну організацію.....	10
1.2. Характеристика району електропостачання.....	13
1.3. Розрахунок електричних навантажень.....	14
РОЗДІЛ 2 МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	21
2.1. Перевірка параметрів силових трансформаторів РТП-35/10 кВ за умови розвитку електричних мереж.....	21
2.2. Розрахунок струмів короткого замикання.....	24
2.3. Вибір електричної апаратури розподільчого пристрою 10 кВ.....	29
2.3.1. Розрахунок та вибір електричних шин.....	30
2.3.2. Вибір вакуумного вимикача.....	31
2.3.3. Вибір обмежувачів напруги.....	33
2.3.4. Вибір трансформаторів струму.....	35
2.3.5. Вибір трансформаторів напруги.....	39
2.3.6. Вибір трансформаторів власних потреб.....	40
2.4. Перевірка проводів повітряних ліній 10 кВ на втрату напруги.....	41
РОЗДІЛ 3 АСКОЕ РТП-35/10 КВ "КАПІТАНІВКА".....	45
3.1. Необхідність впровадження АСКОЕ.....	45
3.2. Вибір лічильників.....	48
3.3. Вибір концентраторів.....	52
3.4. Вибір каналу передачі інформації.....	54
3.5. Розробка схеми з'єднань та підключень АСКОЕ.....	55
3.6. Аналіз та принципи оцінки похибки вимірювань.....	56

МР.5.8.141.079.ПЗ				
<i>Змн.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>
<i>Розроб.</i>		<i>Пиріг В.В.</i>		
<i>Перевір.</i>		<i>Єфімов Г.П.</i>		
<i>Реценз.</i>				
<i>Н. Контр.</i>		<i>Лебединський</i>		
<i>Затверд.</i>				
Модернізація системи електропостачання групи населених пунктів				
		<i>Лім.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
		6	82	
СУМ ДУ ЕТмдн-91п				

РОЗДІЛ 4 ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРИЙНЯТИХ РІШЕНЬ.....	58
4.1. Специфікація на обладнання для модернізації РТП.....	58
4.2. Кошторис модернізації.....	58
4.3. Основні показники економічної ефективності.....	59
РОЗДІЛ 5 ЗАХОДИ З ОХОРОНИ ПРАЦІ.....	63
ВИСНОВКИ.....	80
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	81

					МР.5.8.141.079.ПЗ			
<i>Змн.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Пиріг В.В.</i>			Модернізація системи електропостачання групи населених пунктів	<i>Лім.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Єфімов Г.П</i>					7	82
<i>Реценз.</i>						СУМ ДУ ЕТмдн-91п		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Лебединський</i>						
<i>Затверд.</i>								

ВСТУП

Розвиток сільськогосподарського виробництва все в більшій мірі базується на сучасних устаткуваннях, які широко використовують електричну енергію. У зв'язку з цим піднялися вимоги до надійності електропостачання сільськогосподарських об'єктів, до якості електричної енергії, до її економічного використання. Якість електричної енергії визначається стабільністю і рівнем частоти струму у споживача, а також величиною відхилення від симетрії і синусоїдальності напруги у споживача.

Різні пристрої і заходи по підвищенню надійності електропостачання можна розділити на дві групи: організаційно-технічні та технічні.

До організаційно-технічних заходів відносяться:

- збільшення вимог до експлуатаційного персоналу;
- раціональна організація поточних та капітальних ремонтів.

До технічних заходів відносяться:

- підвищення надійності окремих елементів мережі;
- скорочення радіуса дії електричної мережі;
- застосування кабельних ліній;
- автоматика відключення при аварійних режимах;
- місцеве резервування.

З метою зниження втрат електричної енергії, а також підвищення економічності транспортування електричної енергії вживають наступних заходів:

1. Підтримання номінальних рівнів по напрузі на шинах 10кВ трансформаторних підстанцій 110...35/10кВ застосовуючи пристрої РПН, підтримання рівнів напруги на шинах 0,4кВ розподільчих споживчих трансформаторних підстанцій.

2. Виведення в резерв за режиму малих навантажень трансформаторів на двотрансформаторних підстанціях, заміна недовантажених та перевантажених трансформаторів.

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

3. Вирівнювання симетрії по навантаженню окремих фаз.
4. Впровадження в мережах компенсації реактивної потужності.
5. Використання економічно-доцільних перерізів проводів ліній електропередач.

Під час впровадження зазначених заходів необхідно враховувати, як економічну сторону, так і додаткові затрати на їх впровадження.

Метою даної магістерської роботи є розробка заходів по модернізації системи електропостачання групи населених пунктів , а саме: обґрунтовано модернізацію обладнання РТП 35/10 кВ, для зниження втрат напруги проведено заміну проводів ПЛ-10 кВ на проводи з більшим перерізом, представлено доцільність застосування автоматизованої системи контролю і обліку електричної енергії в даних електромережах.

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1. Відомості про енергопостачальну організацію

Зоною діяльності ВАТ "Чернігівобленерго" є вся Чернігівська область загальною площею 24,6 тисяч кв. км. В структурі акціонерного товариства 22 райони електричних мереж – 21 РЕМ (рис. 1.1) по кількості адміністративних районів області та 1 МРЕМ (м. Чернігів – обласний центр).

Обсяг електричних мереж – 134,212 тис. ум. од.

ВАТ "Чернігівобленерго" застосовує змішану форму експлуатаційного обслуговування ПЛ і ПС-35 кВ і вище, пристроїв РЗА, засобів ДТУ. Мережі 0,4-10 кВ районів електричних мереж обслуговуються децентралізовано. На балансі ВАТ "Чернігівобленерго" 30,226 тис.км повітряних ліній 0,4-150 кВ, 1152,9 км кабельних ліній 0,4-35 кВ, 197 підстанцій 35-150 кВ, 7162 ТП 6-10/0,4 кВ, 43 РП 6-10 кВ. Організаційна структура ВАТ "Чернігівобленерго" подана на рис. 1.2.

Метою діяльності товариства є одержання прибутку шляхом задоволення потреб споживачів електричної енергії, насичення ринку товарами та послугами відповідно до предмету діяльності в умовах функціонування єдиної енергосистеми України.

					МР.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10



Рис. 1.2. Організаційна структура ВАТ "Чернігівобленерго"

Основними видами діяльності компанії є виробництво, передача та постачання електроенергії:

- ліцензія АБ № 177349 – виробництво електричної енергії;
- ліцензія АБ № 177350 – передача електричної енергії;
- ліцензія АБ № 220501 – постачання електричної енергії.

Акціонерна енергопостачальна компанія ВАТ "Чернігівобленерго" була заснована відповідно наказу Міністерства енергетики та електрофікації України №114 від 01.09.1991 року з 14.05.1999 року рішенням загальних зборів акціонерів вона реорганізована у відкрите акціонерне товариство "Чернігівобленерго". 29 травня 2010 року на виконання Закону України "Про акціонерні товариства" та рішення загальних зборів акціонерів, які відбулися 18 березня 2010 року, в частині зміни найменування на Відкрите акціонерне товариство "Чернігівобленерго" Державним реєстратором виконавчого комітету Чернігівської міської ради здійснено реєстрацію нової редакції Статуту Товариства.

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Оголошений та випущений акціонерний капітал енергокомпанії на 01 січня 2010 року становить 29 844 тис. грн., складається з 119 376 000 простих акцій, номінальною вартістю 0,25 грн. кожна (номер свідоцтва про реєстрацію випуску акцій 625/1/98 від 30.11.1998 р.). Ведення реєстру акціонерів ВАТ "Чернігівобленерго" нині здійснює товариство з обмеженою відповідальністю "Енергетична реєстраційна компанія" (м. Київ, вул. Саксаганського, 36 В). Акціонерами товариства є фізичні та юридичні особи, які набули право власності на акції товариства у процесі приватизації.

Реалізація цінних паперів (акцій) ВАТ "Чернігівобленерго" відбувалася згідно із уточненими планами розміщення акцій, погодженими Кабінетом Міністрів України та затвердженими наказами Фонду держмайна, в тому числі за приватизаційні папери та грошові кошти робітникам та керівництву товариства, (пільговий продаж), а також фізичним та юридичним особам шляхом продажу на тридцять четвертому сертифікатному аукціоні за приватизаційні майнові сертифікати (2,4 % статутного фонду); першому спеціалізованому грошовому аукціоні через мережу МЦСА (5 % статутного фонду); за грошові кошти на комерційному конкурсі (20 % статутного фонду); на фондовій біржі (5,7 % статутного фонду). Акції ВАТ "Чернігівобленерго" були задіяні у всіх приватизаційних механізмах без будь-яких обмежень.

Станом на 01.01.2010р. пакетами акцій ВАТ "Чернігівобленерго" володіють: юридичні особи – 98,84%, фізичні – 1,16%

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

1.2. Характеристика району електропостачання

Район електропостачання споживачів підстанції 35/10 кВ "Капітанівка" розташований в Семенівського районі Чернігівської області.

Територія Семенівського району складає 99209 га., що становить 4% території області. На території району знаходиться 50 населених пунктів, з них два селища міського типу (сmt. Семенівка, сmt. Побузьке) та 42 сіл, які підпорядковані відповідно 2 селищним та 20 сільським радам. В районі проживає 32,9 тис. чоловік. З них: міського населення – 12,2 тис. чол., сільського 20,7 тис. чоловік.

Район розташований у досить вигідному географічному положенні. Через район проходять дороги загального користування, а також залізничні колії. Довжина доріг 378 км., у тому числі державних – 37,6 км., місцевого значення – 341,4 км.

Північна територія району відноситься до південної частини лісостепу, а південна – до північної частини лісостепу.

На півночі району знаходяться значні площі лісових масивів. Відсоток лісистості території складає 13,4, що значно більше, ніж в середньому по області.

Площа лісових та деревно-чагарникових насаджень складає 13367 га, з них полезахисних лісосмуг 1151,6 га..

Клімат району помірно континентальний. Середньорічні температури: літня +20,2 °С, зимова -5,4 °С. В окремі дні липня-серпня температура може досягати +38 °С, а в січні-лютому знижується до -34 °С. Середня річна кількість опадів становить 451 мм. Район по ожеледі – II, район по вітру – II, товщина стінки ожеледі – 5 мм.

РТП-35/10 кВ "Капітанівка" знаходиться поруч з с. Капітанівка. Від підстанції відходить п'ять повітряних ліній загальною довжиною 77 км. Вони виконані проводами марок АС-50, АС-35, А-50 і А-35. ПЛ-10 кВ живлять 42 споживчих ТП, серед яких кілька споживачів значної потужності I та II

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

категорії. Розподільча система ліній 10кВ має резервування від сусідніх підстанцій.

РТП-35/10 кВ "Капітанівка" – це двотрансформаторна підстанція (додаток А), з номінальною потужністю трансформаторів 2x1600 кВА. Шини 10 кВ секціоновані і розділені секційним вимикачем на якому змонтовано АВР-10кВ. Розподільча мережа ліній 10 кВ має зв'язок з іншими мережами, що дає можливість забезпечення резервного живлення споживачів.

1.3. Розрахунок електричних навантажень

З метою визначення навантаження РТП, знаходимо навантаження існуючих трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ, та підраховуємо електричне навантаження на ділянках ліній 10 кВ.

Розрахункові навантаження для діючих ТП визначаємо з урахуванням коефіцієнту зростання навантажень в залежності від виду споживачів. Розрахункові навантаження P_p існуючих підстанцій 10/0,4 кВ на перспективу 7 років знаходимо за формулою [14]:

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

де P_m – максимальне існуюче навантаження ТП, кВ;

K_n – коефіцієнт зростання навантаження, залежить від виду споживачів.

Під час розрахунку навантаження підстанцій на 2018 рік K_n приймається рівним:

- для комунально-побутових споживачів – $K_n = 1,3$;
- для виробничих споживачів – $K_n = 1,4$;
- для змішаного навантаження – $K_n = 1,4$.

Денні та вечірні навантаження існуючих ТП визначаємо добутком розрахункового навантаження і коефіцієнта участі його в денному K_d та вечірньому K_B максимумах, які дорівнюють [9]:

- для виробничих споживачів $K_d = 1,0$; $K_B = 0,6$;
- для комунально-побутових $K_d = 0,3 \dots 0,4$; $K_B = 1,0$;

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- для змішаних $K_d = KB = 1,0$.

Розрахунки навантажень ТП-10/0,4 кВ на 2018 рік приведено в табл. 1.2.

Навантаження на ділянках лінії напругою 10 кВ визначаємо сумою (окремо денних і вечірніх навантажень) по добавках [6]. Підрахунок навантажень проводимо з кінця лінії. На кожній ділянці лінії визначаємо загальне навантаження $P_{заг}$, що включає в себе виробниче, змішане, комунально-побутове.

Розрахункове денне та вечірнє навантаження на ділянках лінії визначаємо за формулами:

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

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

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

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

ΔP – добавка від меншого навантаження.

Таблиця 1.2

Розрахунки навантажень ТП-10/0,4кВ на 2018 рік

№ ТП	Характер навантаження	Максимальне існуюче навантаження (на 2011 р.) $P_m, кВт$	Розрахункове навантаження $P_p, кВт$	Денний максимум $P_d, кВт$	Вечірній максимум $P_e, кВт$
1	2	3	4	5	6
ПЛ-10 кВ Л-1 "Липове"					
101	к	46,4	65	26	65
21	в	110,7	155	155	93
66	в	300,0	420	420	252
341	з	116,4	163	163	163
340	к	47,9	67	26,8	67
382	к	36,5	47,5	19	47,5
238	в	121,5	158	158	94,8
296	з	119,2	155	155	155
435	к	127,3	165,5	66,2	165,5
63	к	47,3	61,5	24,6	61,5
360	з	75,0	105	105	105
202	з	70,4	98,5	98,5	98,5
ПЛ-10 кВ Л-2 "Пуштове"					
227	в	193,6	271	271	162,6
321	з	84,6	110	110	110
65	з	39,3	55	55	55
451	к	18,8	24,5	9,8	24,5
320	к	119,2	155	62	155
267	з	37,5	52,5	52,5	52,5
42	з	46,4	65	65	65
ПЛ-10 кВ Л-3 "Капітанівка"					

258	к	80,8	105	42	105
333	в	116,8	163,5	163,5	98,1
204	к	19,6	27,5	11	27,5
291	к	42,3	55	22	55
41	к	45,0	58,5	23,4	58,5
431	з	74,6	104,5	104,5	104,5
ПЛ-10 кВ Л-4 "Побузьке-I"					
436	з	125,0	175	175	175
26	в	189,6	265,5	265,5	159,3
100	в	188,5	245	245	147
337	к	44,6	62,5	25	62,5
223	к	88,5	115	46	115
245	з	75,0	105	105	105
ПЛ-10 кВ Л-5 "Побузьке-II"					
419	к	70,0	98	39,2	98
97	к	46,8	65,5	26,2	65,5
298	в	185,7	260	260	156
59	в	450,0	630	630	378
25	к	23,2	32,5	13	32,5
102	в	425,0	595	595	357
312	к	46,4	65	26	65
61	к	45,4	63,5	25,4	63,5
60	к	47,9	67	26,8	67
299	з	164,3	230	230	230
23	з	175,0	245	245	245

Схеми електричних мереж показано на рис. 1.2.–1.6., а розрахунки навантаження ліній 10 кВ приведені в табл. 1.3.

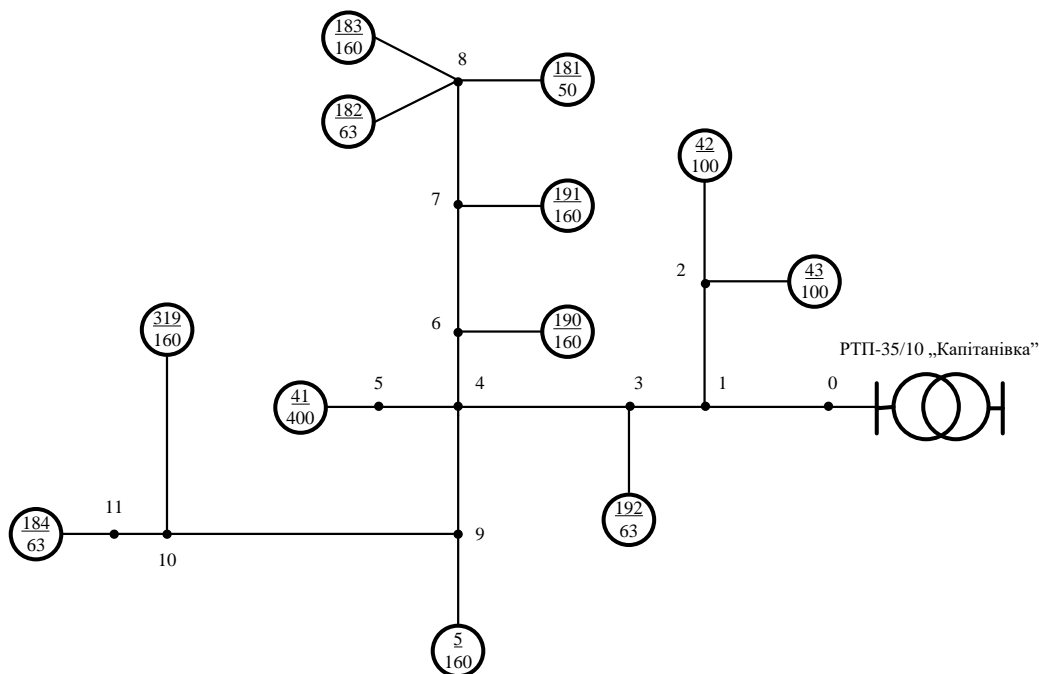


Рис. 1.2. Розрахункова схема ПЛ-10 кВ Л-1 "Липове".

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

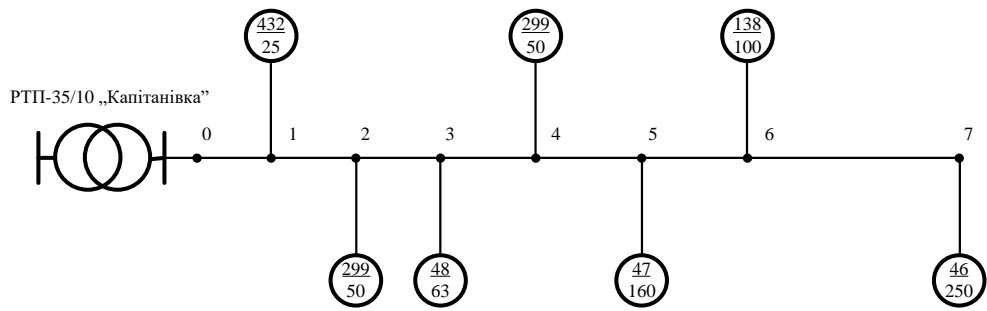


Рис. 1.3. Розрахункова схема ПЛ-10 кВ Л-2 "Пуштове".

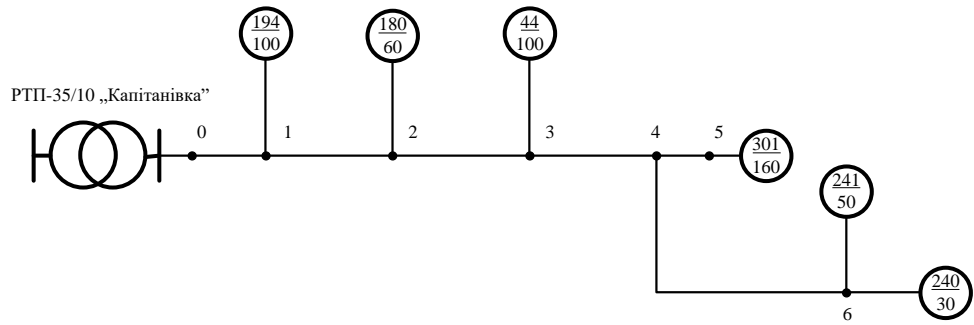


Рис. 1.4. Розрахункова схема ПЛ-10 кВ Л-3 "Капітанівка".

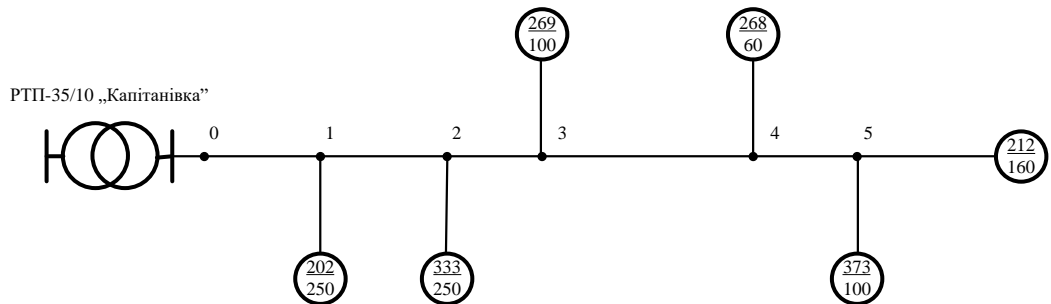


Рис. 1.5. Розрахункова схема ПЛ-10 кВ Л-4 "Побузьке-І".

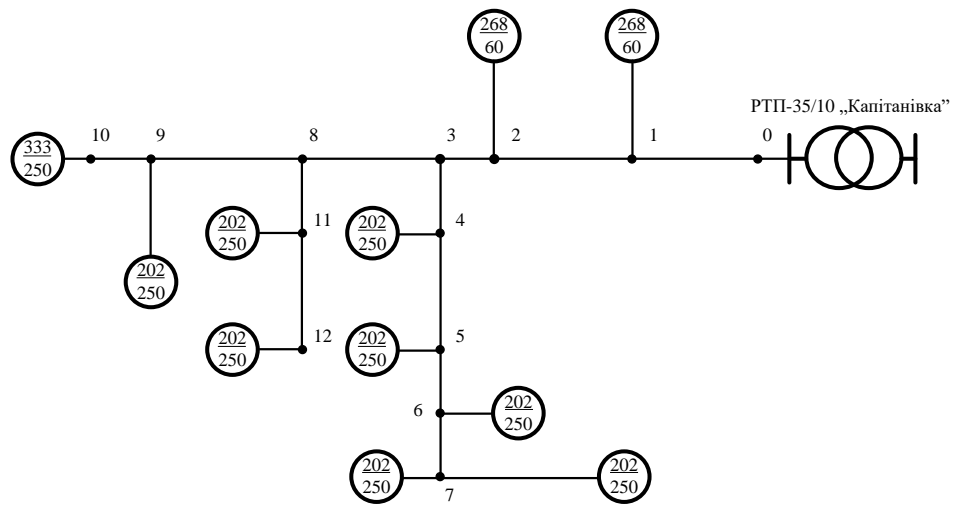


Рис. 1.6. Розрахункова схема ПЛ-10 кВ Л-5 "Побузьке-ІІ".

Таблиця 1.3

Розрахунок навантаження ліній 10 кВ на 2018 рік

Ділянка	Вид навантаження $P_{вир}/P_{заг}$	Денне, кВт				Вечірнє, кВт			
		$P_{об}$	$P_{дм}$	ΔP ($P_{дм}$)	$P_{д}$	$P_{об}$	$P_{вм}$	ΔP ($P_{вм}$)	$P_{в}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПЛ-10 кВ Л-1 "Липове"									
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	351,80	94,80		402,00

Продовження табл. 1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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-10 кВ Л-2 "Пуштове"									

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		285,80
3-4	Рвир				271,00				162,60
	Рзаг	317,00	52,50	37,50	354,50	285,80	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-10 кВ Л-3 "Капітанівка"

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
0-1	Рвир				163,5				98,1
	Рзаг	228,5	104,5		300	277,3	104,5		343,6

ПЛ-10 кВ Л-4 "Побузьке-І"

4-5	Рвир								
	Рзаг	175,00	105,00		252,00	175,00	105,00		252,00
3-4	Рвир								
	Рзаг	252,00	25,00	16,50	268,50	252,00	62,50	46,00	298,00
2-3	Рвир								
	Рзаг	268,50	46,00	33,60	302,10	298,00	115,00		371,70
1-2	Рвир				245,00				147,00
	Рзаг	302,10	245,00		492,40	371,70	147,00		466,80
0-1	Рвир	265,50	245,00		459,50	159,30	147,00		275,70
	Рзаг	492,40	265,50		682,10	466,80	159,30		563,50

ПЛ-10 кВ Л-5 "Побузьке-ІІ"

11-12	Рвир				630,00				378,00
	Рзаг				630,00				378,00
9-10	Рвир								
	Рзаг				39,20				98,00
8-9	Рвир								
	Рзаг	39,20	26,20		58,90	98,00	65,50		147,20

Продовження табл. 1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8-11	Рвир	630,00	260,00		801,00	378,00	156,00		480,60
	Рзаг	630,00	260,00		801,00	378,00	156,00		480,60
3-8	Рвир				801,00				480,60
	Рзаг	801,00	58,90	43,00	844,00	480,60	147,20		565,00
6-7	Рвир								
	Рзаг	26,80	25,40		47,00	67,00	63,50		117,50
5-6	Рвир								
	Рзаг	47,00	26,00		65,70	117,50	65,00		164,30
4-5	Рвир				595,00				357,00
	Рзаг	595,00	65,70	48,50	643,50	357,00	164,30		469,20
3-4	Рвир				595,00				357,00
	Рзаг	595,00	13,00	8,40	603,40	357,00	32,50	22,40	379,40
2-3	Рвир	801,00	595,00		1256,40	480,60	357,00		753,30

	Рзаг	844,00	603,40		1302,70	565,00	379,40		850,00
1-2	Рвир				1256,40				753,30
	Рзаг	1302,70	230,00	178,00	1480,70	850,00	230,00		972,00
0-1	Рвир				1256,40				753,30
	Рзаг	1480,70	245,00	190,50	1671,00	972,00	245,00		1095,00

Навантаження головних ділянок заносимо в табл. 1.4.

Таблиця 1.4

Навантажень головних ділянок ПЛ-10 кВ

Лінія 10 кВ	Денне навантаження		Вечірнє навантаження	
	$P_{вир}$, кВт	$P_{заг}$, кВт	$P_{вир}$, кВт	$P_{заг}$, кВт
ПЛ-10 кВ Л-1 "Липовеньке"	623	1051	374	978
ПЛ-10 кВ Л-2 "Пушкове"	271	448,6	162	427,6
ПЛ-10 кВ Л-3 "Капітанка"	163,5	300	98,1	343,6
ПЛ-10 кВ Л-4 "Побузьке-І"	459,5	682,1	275,7	563,5
ПЛ-10 кВ Л-5 "Побузьке-ІІ"	1256,4	1671	753,3	1095
Разом, кВт		4152,7		3407,7

Загальне денне навантаження на шинах 10 кВ РТП визначаємо за формулою:

$$P_{заг\ денне} = k_o \cdot \Sigma P_{заг\ денне}, \quad (1.4)$$

$$P_{заг\ денне} = 0,8 \cdot 4152,7 = 3322,2 \text{ кВт.}$$

Загальне вечірнє навантаження на шинах 10 кВ РТП визначаємо за формулою:

$$P_{заг\ вечірне} = k_o \cdot \Sigma P_{заг\ вечірне}, \quad (1.5)$$

$$P_{заг\ вечірне} = 0,8 \cdot 3407,7 = 2726,2 \text{ кВт.}$$

Отже, максимальне розрахункове навантаження на шинах 10 кВ РТП-35/10 кВ "Капітанівка" складає 3322,2 кВт, що припадає на години денного максимуму.

					МР.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 2

МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

2.1. Перевірка параметрів силових трансформаторів РТП-35/10 кВ за умови розвитку електричних мереж

Розрахункове повне навантаження силового трансформатора приймаємо виходячи із умови [19]:

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

де 1,12 – коефіцієнт, який визначає втрату потужності на транспортування електричної енергії;

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

$P_{заг.б.}$ – найбільша із потужностей денного або вечірнього навантаження;

$$(P_{заг.б.} = 3322,2 \text{ кВт});$$

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності ($\cos \varphi$ для денного навантаження приймаємо рівним 0,8);

$$S = 3322,2/0,8 = 4152,75 \text{ кВА},$$

$$S_{роз} = 1,12 \cdot 4152,75 = 4651,1 \text{ кВА}.$$

На сьогоднішній день на підстанції встановлено два трансформатори типу ТМН-1600 загальною потужністю 3200 кВА. За умови розвитку електричних мереж з перспективою на 7 років видно, що існуюча підстанція не може забезпечити передачу збільшеної потужності, і, відповідно, належної якості електричної енергії.

Для забезпечення стабільної роботи РТП-35/10 кВ "Капітанівка", проводимо заміну існуючих трансформаторів на два трансформатори типу ТМН-2500.

Отже, на РТП-35/10кВ буде встановлено два трансформатори ТМН-2500, розраховані на паралельну роботу.

					МР.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначаємо потужність навантаження на обох трансформаторах із співвідношення:

- для ТМН–2500:

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

$$S_M - 4651,1 \text{ кВА}$$

$$S_M = (4651,1 \cdot 2500) / 5000 = 2325,6 \text{ кВА.}$$

Річні втрати електроенергії (в грошовому виразі) в трансформаторах визначаємо за формулою:

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

де S_M – максимальна трифазна потужність навантаження, кВА;

S_H – номінальна потужність трансформатора, кВА;

U_H – номінальна лінійна напруга лінії електропередачі, кВ;

$\Delta P_{кз}$ – втрати потужності короткого замикання в обмотках трансформатора, кВт;

ΔP_{xx} – втрати потужності холостого ходу (втрати в сталі) трансформатора, кВт;

τ – річне число годин втрат (час втрат), год/рік ($\tau = 1800$ год/рік);

c – вартість електроенергії, грн. ($c = 0,5$ грн);

t – час роботи трансформатора (год/рік). У випадку роботи трансформатора впродовж цілого року $t = 8760$ год/рік.

Технічні дані трансформаторів подані у табл. 2.1.

Таблиця 2.1

Технічні дані трансформаторів

Тип	Потужність S_H , кВА	Номінальна напруга обмоток, кВ		ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	$U_{кз}$, %	I_{xx} , %
		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

$$\Delta C_2 = (25 \cdot (2325,6^2 / 2500^2) \cdot 1800 + 5,1 \cdot 8760) \cdot 0,5 = 41808,3 \text{ грн/рік.}$$

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

Розраховуємо втрати електроенергії на сьогоднішній день при існуючих трансформаторах ТМН-1600.

Визначаємо потужність навантаження існуючих трансформаторів зі співвідношень:

- для ТМН-1600:

$$1600 \text{ кВА} - 3200 \text{ кВА}$$

$$S_M - 3414 \text{ кВА}$$

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

Визначаємо річні втрати електроенергії (в грошовому виразі) в існуючих трансформаторах:

$$\Delta C_{2c} = (18 \cdot (1707^2 / 1600^2) \cdot 1800 + 3,6 \cdot 8760) \cdot 0,5 = 34207,2 \text{ грн/рік.}$$

Величина, що характеризує долю вартості втрат електричної енергії, віднесена до 1 кВт максимальної потужності навантаження трансформатора розраховуємо за формулою:

$$ПВ = \Delta C / S_M. \quad (2.4)$$

Для нових трансформаторів:

$$\text{ТМН-2500:} \quad ПВ = 41808,3 / 2325,6 = 18 \text{ грн/(кВт·рік).}$$

Для існуючих трансформаторів:

$$\text{ТМН-1600:} \quad ПВ = 34207,2 / 1707 = 20,04 \text{ грн/(кВт·рік).}$$

Зниження питомих втрат визначаємо за формулою:

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

$$\Delta ПВ = ((2 \cdot 20,04 - 2 \cdot 18) / (2 \cdot 20,04)) \cdot 100\% = 10,2 \%$$

Втрати потужності в трансформаторах розраховуємо за формулою:

$$\Delta P = \Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot (S_M / S_H)^2. \quad (2.6)$$

Для нових трансформаторів :

$$\Delta P_{2500} = 5,1 + 25 \cdot (2325,6 / 2500)^2 = 26,7 \text{ кВт.}$$

Для існуючих трансформаторів:

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

Коефіцієнт втрат потужності в трансформаторі визначаємо за формулою:

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

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

що відображає долю втрат потужності на 1 кВт максимальної потужності навантаження трансформатора РТП.

Для нових трансформаторів:

$$K_{Втр2500} = 26,7/2325,6 = 0,0115.$$

Для існуючих трансформаторів:

$$K_{Втр1600} = 24,1/1707 = 0,0141.$$

Отже, за умови проведення заміни існуючих силових трансформаторів на РТП-35/10 кВ "Капітанка", буде збільшено пропускну здатність системи електропостачання, зменшено долю вартості втрат електричної енергії в трансформаторах на 10,2%, знижено коефіцієнт втрат потужності в трансформаторах з 0,0141 до 0,0115.

2.2. Розрахунок струмів короткого замикання

Для вибору апаратури та перевірки елементів електроустановок (шин, ізоляторів, кабелів та ін.) на електродинамічну та термічну стійкість, проектування і наладку релейного захисту, вибору засобів і схем грозозахисту, вибору і розрахунку струмообмежуючих та заземлюючих пристроїв виконаємо розрахунок струмів короткого замикання на відходящих ПЛ-10кВ РТП 35/10кВ.

Потужність короткого замикання на шинах РТП-35/10кВ "Капітанівка" $S_{куи} = 80$ МВА; базисна потужність $S_{б} = 100$ МВА.

Проводимо розрахунок для ПЛ-10кВ Л-2 "Пуштове" (рис. 2.1).

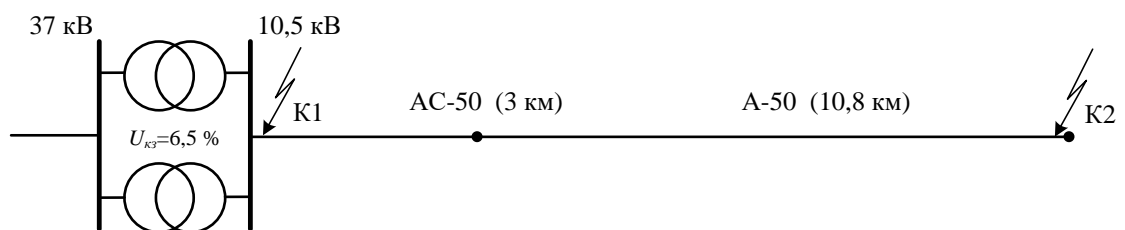


Рис. 2.1. Схема до розрахунку струмів короткого замикання на ПЛ-10 кВ Л-2 "Пуштове".

					МР.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок струмів короткого замикання проводимо у відповідності з методикою викладеною в [14].

Реактивний опір системи знаходимо за формулою:

$$X_{c\bar{b}} = \frac{S_{\bar{b}}}{S_{ку}}, \quad (2.8)$$

$$X_{c\bar{b}} = \frac{100}{80} = 1,25$$

Реактивний опір РТП (два трансформатори включені на паралельну роботу) знаходимо за формулою:

$$X_{m\bar{b}} = \frac{U_{кз} \cdot S_{\bar{b}}}{100 \cdot S_n}, \quad (2.9)$$

$$X_{m\bar{b}1} = \frac{6,5 \cdot 100}{100 \cdot 2,5} = 2,6,$$

$$X_{m\bar{b}2} = \frac{6,5 \cdot 100}{100 \cdot 2,5} = 2,6,$$

$$X_{m\bar{b}} = \frac{X_{m\bar{b}1} \cdot X_{m\bar{b}2}}{X_{m\bar{b}1} + X_{m\bar{b}2}} = \frac{2,6 \cdot 2,6}{2,6 + 2,6} = 1,3.$$

Визначаємо опори лінії 10 кВ:

- реактивний

$$X_l = \frac{X_0 \cdot l \cdot S_{\bar{b}}}{U_{\bar{b}}^2}, \quad (2.10)$$

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

- активний

$$R_l = \frac{R_0 \cdot l \cdot S_{\bar{b}}}{U_{\bar{b}}^2}, \quad (2.11)$$

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

Визначаємо результуючі еквівалентні опори до розрахункових точок короткого замикання.

Результуючий опір до точки К1:

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- активний

$$R_{резK1} = 0.$$

- реактивний

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

$$X_{резK1} = 1,25 + 1,3 = 2,55.$$

- повний

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

$$Z_{резK1} = \sqrt{2,55^2} = 2,55.$$

Результуючий опір до точки К2:

- активний

$$R_{резK2} = R_{л}.$$

- реактивний:

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

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

- повний:

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

Визначаємо базисні струми (в точках К1 і К2):

$$I_{бK1} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3}U_{б}}, \quad (2.14)$$

$$I_{бK1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,51 \text{кА}.$$

Визначаємо струми короткого замикання в точці К1:

- діюче значення трифазного струму короткого замикання:

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

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

					МР.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- ударне значення трифазного струму короткого замикання:

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

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

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

- діюче значення ударного струму короткого замикання:

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

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

- струм двохфазного короткого замикання:

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

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

Визначаємо струми короткого замикання в точці К2:

- діюче значення трифазного струму короткого замикання:

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

- ударне значення трифазного струму короткого замикання:

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

- діюче значення ударного струму короткого замикання:

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

- струм двохфазного короткого замикання:

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

Провівши аналогічні розрахунки для інших відходящих ПЛІ-10 кВ РТП-35/10 кВ "Капітанівка", знаходимо значення струмів короткого замикання і результати розрахунків заносимо до табл. 2.2.

Схеми до розрахунку струмів к. з. наведено на рис. 2.2 – 2.5.

					МР.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

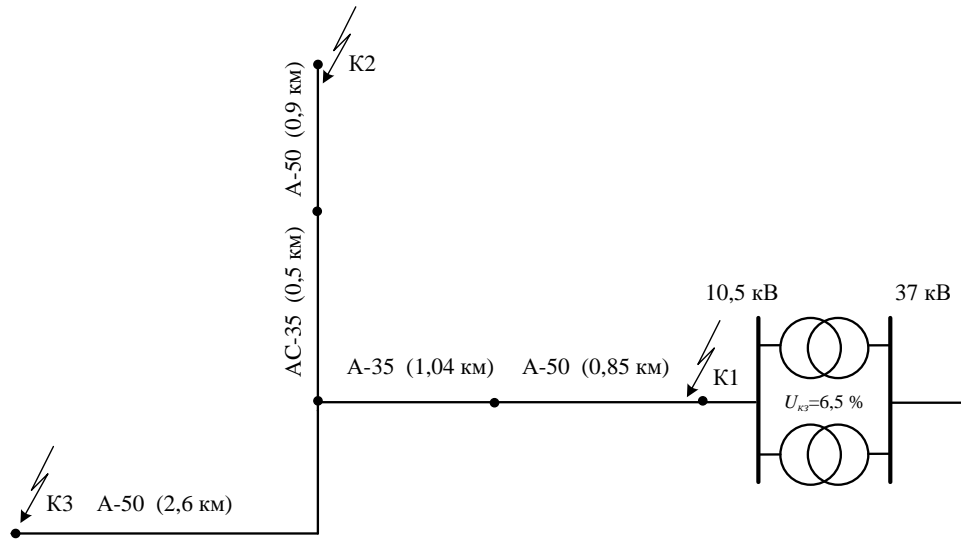


Рис. 2.2. Схема до розрахунку струмів короткого замикання на ПЛ-10 кВ Л-1 "Липове".

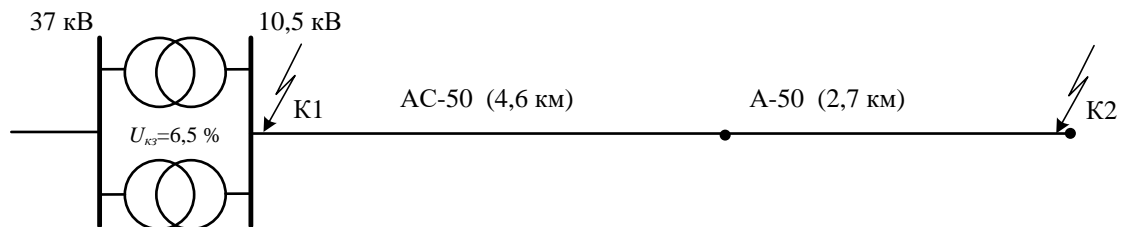


Рис. 2.3. Схема до розрахунку струмів короткого замикання на ПЛ-10кВ Л-3 "Капітанівка".

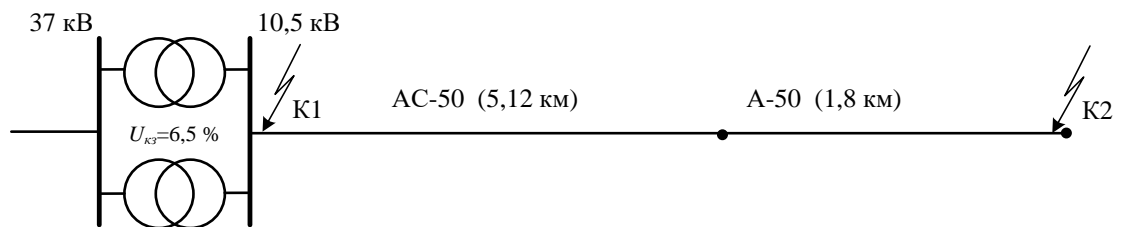


Рис. 2.4. Схема до розрахунку струмів короткого замикання на ПЛ-10кВ Л-4 "Побузьке-І".

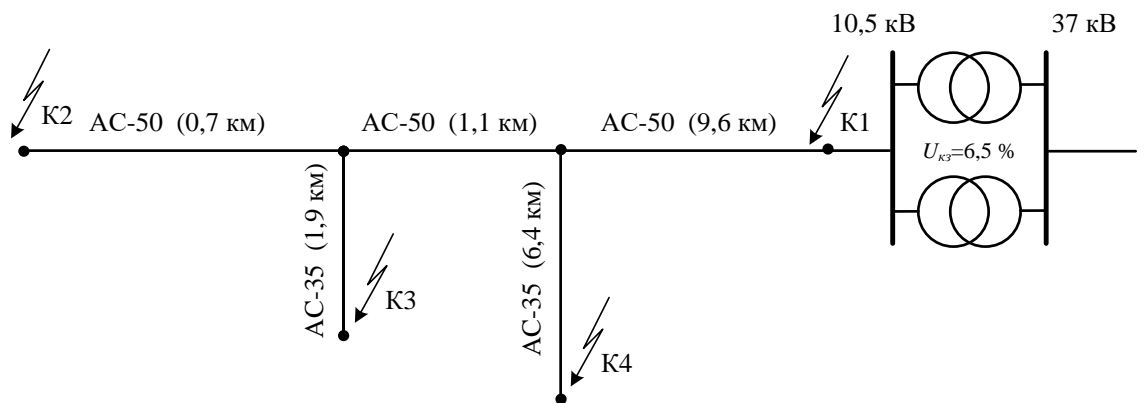


Рис. 2.5. Схема до розрахунку струмів короткого замикання на ПЛ-10кВ Л-5 "Побузьке-ІІ".

**Результати розрахунків струмів к.з. для ПЛ-10 кВ РТП-
35/10кВ "Капітанівка"**

Струми к.з., кА	Лінії 10 кВ та точки к.з.												
	Л-1 "Липове"			Л-2 "Пуштове"		Л-3 "Капітанівка"		Л-4 "Побузьке-I"		Л-5 "Побузьке-II"			
	К1	К2	К3	К1	К2	К1	К2	К1	К2	К1	К2	К3	К4
$I_{кз}^{(3)}$	2,16	1,25	1,06	2,16	0,50	2,16	0,81	2,16	0,95	2,16	0,75	0,70	0,22
I_y	4,58	2,13	1,80	4,58	0,84	4,58	1,37	4,58	1,61	4,58	1,28	1,19	0,38
$I_{діюч}$	2,65	1,30	1,10	2,65	0,52	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	0,43	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 Л-2 "Пуштове"

З метою підвищення ефективності та надійності електропостачання споживачів, що отримують живлення від ПЛ-10 кВ Л-2 "Пуштове", проводимо модернізацію комірки 10 кВ типу КВ-1Ф-03 на РТП 35/10кВ "Капітанівка", приєднання Л-3, використовуючи комплект виробництва "Таврида Електрик". Дані комплекти дозволяють монтувати в комірці більш надійні, вакуумні вимикачі серії ВВ/TEL, що потребують значно менших затрат на технічне обслуговування в порівнянні з існуючими масляними (у нашому випадку ВМП-10). Вибрані для модернізації комплекти дають змогу мінімізувати заміну конструктивних елементів комірки, збереження всіх наявних електро-механічних та електромагнітних блокувань.

Вибір апаратури підстанції проводимо за умови нормального режиму роботи електроустановки, а потім вибрані апарати перевіряємо за умов протікання струмів короткого замикання в аварійних режимах роботи.

Для вибору апаратів за умови нормального режиму роботи необхідно враховувати відключення одного з двох силових трансформаторів (аварійне відключення, вивід в ремонт, тощо).

					МР.5.8.141.623.ПЗ				Арк.
									29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

2.3.1. Розрахунок та вибір електричних шин.

В РП-10 кВ застосовують шини прямокутного перерізу. Електричні шини вибирають за робочим максимальним струмом [19]:

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

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

де S_n – номінальна потужність одного силового трансформатора, кВА;

$U_n = 10$ кВ;

1,4 – коефіцієнт довготривалого допустимого перевантаження.

Вибираємо прямокутні алюмінієві шини перерізом 20x3 мм з $I_{доп} = 215$ А.

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

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

де $\theta_{допAl} = 70^0 C$, $\theta_0 = 25^0 C$, $\theta_{макс} = 30^0 C$.

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

Умова виконується, так як $I_{роб.макс} < I'_{доп}$

Перевірка шин на термічну стійкість здійснюється за умовою:

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

де $F_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{c}$ – мінімальний допустимий переріз шин за умов термічної

стійкості, мм² (для алюмінію $c = 88 A^2 \cdot c / мм^2$);

$B_k = (I_{к.з.}^{(3)})^2 \cdot t_k$ – тепловий імпульс струму короткого замикання;

t_k – приведений час теплової дії струму к. з., $t_k = 1,5$ с.

$$B_k = 2,16^2 \cdot 1,5 = 7 (кА)^2 \cdot c ;$$

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

Так як $60 > 30,1$, то шини вибрані правильно.

					МП.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Перевірка шин на електродинамічну стійкість виконується за умовою:

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

де $\sigma_{дон} = 70$ МПа;

$\sigma_{розр}$ – максимальне розрахункове напруження на шинах, МПа.

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

де l – відстань між опорними ізоляторами шинної конструкції однієї фази,

$$l = 1,5 \text{ м};$$

W – момент опору шин відносно осі:

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

де $b = 0,02$ м – ширина шини;

$h = 0,003$ м – висота шини.

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

$f_{ед}$ – найбільша сила, що діє на середню фазу:

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

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

I_y – ударний струм к.з., кА;

$K_{\phi} = 1$.

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

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

Так як $25 < 70$, то шини вибрані правильно.

2.3.2. Вибір вакуумного вимикача.

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вимикач повинен надійно комутувати струми нормального режиму, к.з. та будь-які індукційні та ємнісні струми без появи при цьому небезпечних комутаційних перенапруг.

Вибір вимикача виконується за наступними умовами [19]:

- за номінальною напругою

$$U_{н.в} \geq U_{н.}, \quad (2.25)$$

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

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

- за номінальним 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;

- за струмом відключення

$$I_{н.в} \geq I_{в.}, \quad (2.27)$$

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

$I_{в}$ – розрахунковий струм відключення, кА.

Вибраний вимикач перевіряють за електродинамічною стійкістю:

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

де $I_{у.}^{(3)}$ – ударний струм у місці встановлення вимикача, кА;

$I_{мах}$ – амплітудне значення скрізного струму, гарантоване заводом-виробником, кА.

На термічну стійкість вимикач перевіряють за умовою:

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

де $B_{к}$ – тепловий імпульс струму, який показує кількість теплоти, що виділяється в апараті за час к.з.;

$I_{т.н.}^2$ – номінальний допустимий струм термічної стійкості вимикача на протязі часу $t_{т.н.}$.

Тепловий імпульс визначається за виразом

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

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахункові дані вакуумного вимикача для ПЛ-10 кВ Л-2 "Пуштове" заносимо в табл. 2.3, та порівнюємо з каталожними даними.

Таблиця 2.3

Вибір та перевірка вакуумного вимикача

№	Умови вибору	Вимикач	
		Розрахункові дані	Каталожні дані ВВ/TEL-10-12,5/400
1	$U_{н.в.} \geq U_{н.уст.}$	10 кВ	10 кВ
2	$I_{н.в.} \geq I_{р.мах.}$	202,1 А	400 А
3	$I_{н.в.} \geq I_{в.}$	1,88 кА	12,5 кА
4	$I_y \leq I_{мах}$	4,58 кА	32 кА
5	$(I_{кз.}^{(3)})^2 \cdot t_k \leq I_{т.н.}^2 \cdot t_{т.н.}$	11,4 кА	12,5 кА
6	Власний час вмикання	55 мс	
7	Власний час вимикання	15 мс	

Вимикач ВВ/TEL-10-12,5/400 з вбудованим приводом ПЕ, повністю відповідає умовам вибору вимикачів.

2.3.3. Вибір обмежувачів напруги.

Обмежувачі напруги (ОПН) призначаються для обмеження грозових індукованих та комутаційних перенапруг, для уникнення можливого пробоя ізоляції електроустановок [19].

Для сільських електричних мереж умови вибору ОПН є такими:

1) Найбільша допустима напруга на обмежувачі повинна бути більше або рівною максимальній робочій напрузі мережі:

$$U_{нд} \geq U_{мах.} \quad (2.31)$$

В мережах з ізольованою нейтраллю, або з компенсацією ємнісних струмів максимальну робочу напругу приймають рівною лінійній напрузі мережі (в нашому випадку 10 кВ).

2) Максимальна напруга, що витримує ОПН протягом часу τ повинна бути більшою або рівною тимчасовій перенапрузі:

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

де $U_{перх}$ – рівень квазістаціонарних перенапруг;

T – допустима кратність перевищення напруги.

Для визначення рівня квазістаціонарних перенапруг використовуємо графіки ймовірності дугових перенапруг та залежності дугових перенапруг від співвідношення активної складової струму замикання до ємнісної, що приведені в методиці вибору ОПН. Для систем електропостачання сільського господарства приймаємо наступні вихідні дані для визначення $U_{перх}$: ймовірність появи внутрішніх перенапруг – 10%. Відношення активної складової струму замикання до ємнісної складає 0,5.

Відповідно до зазначених графіків величина внутрішніх перенапруг для мережі 10 кВ може складати:

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

Допустима кратність перевищення напруги визначається:

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

і для найбільших допустимих напруг ОПН $U_{нд} = 10,5; 11,5; 12$ в класі напруги 10 кВ становить відповідно $T=15/10,5=1,4$; $T=15/11,5=1,3$; $T=15/12=1,25$.

Найбільша тривалість внутрішніх перенапруг у системах електропостачання сільського господарства складає $\tau = (1...2)$ с. Згідно графіка залежності допустимої кратності перевищення напруги від допустимого часу прикладення напруги, який приведено у вище зазначеній методиці, умову задовольняють всі типи обмежувачів перенапруг виробництва "Таврида Електрик" і лише ОПН-КР задовольнить умови при $U_{нд}$ не менше 11,5.

Згідно призначенню вибираємо для захисту повітряних ліній та силового трансформатора (електрообладнання з нормальною ізоляцією) обмежувачі ОПН-РС, а для захисту трансформатора напруги (з полегшеною ізоляцією) – ОПН-КС для яких найбільша допустима напруга становить $U_{нд} = 10,5$ кВ.

					МР.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3) Як відзначалося ОПН призначені для обмеження грозових перенапруг. В реальних умовах ОПН неможливо розташувати безпосередньо поблизу обладнання, яке підлягає захисту. Наявність відстані між ОПН та обладнанням спричиняє підвищення напруги на обладнанні у порівнянні із залишковою напругою на ОПН. В зв'язку з цим рівень обмеження повинен бути на 20 – 25 % нижче випробувальної напруги повного або зрізаного грозового імпульсу. Отже обмежувач повинен забезпечувати необхідний захисний координаційний інтервал по грозовим впливам $A_{зр}$:

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

де $U_{випр}$ – значення випробувального грозового імпульсу при випробуванні ізоляції обладнання, для класу напруги 10 кВ приймається 80 кВ;

$U_{зал}$ – залишкова напруга на ОПН при номінальному розрядному струмі: для ОПН-КС – 33 кВ ($U_{но} = 11,5$ кВ); для ОПН-РС – 42,8 кВ ($U_{но} = 12,7$ кВ); (0,2...0,25) – координаційний інтервал.

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

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

2.3.4. Вибір трансформаторів струму.

В електроустановках систем електропостачання трансформатори струму (ТС) використовують для живлення елементів приладів вимірювання навантаження, обліку електричної енергії, та пристроїв релейного захисту [6].

У більшості випадків в РП нижчої напруги використовуються двообмоткові трансформатори струму. Умови вибору трансформаторів струму подано в табл. 2.4.

Таблиця 2.4

Умови вибору трансформаторів струму

Параметри трансформатора струму	Умови вибору
Номінальна напруга	$U_{н.т.} \geq U_{н.м}$
Номінальний первинний струм,	$I_{н1.} \geq I_{р.мах}$
Клас точності	*

Номинальний вторинний струм, А	$I_{H2} = 5 \text{ А}$
Кратність струму: термічної стійкості динамічної стійкості	$(K_t \cdot I_{H1}) > (I_{к.з.}^{(3)})^2 \cdot t_k$ $\sqrt{2} \cdot I_{H1} \cdot K_d > I_y$
Номинальна вторинна потужність	$S_{H2} \geq S_2$

(*)-у відповідності з приєднувальними приладами.

Для вибору ТС знайдемо максимальний робочий струм для ПЛ-10 кВ Л-2 "Пушкове" за формулою:

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

де S'_p – розрахункова потужність ліній 10 кВ.

Для ПЛ-10 кВ Л-2 "Пушкове" $I_{p.max.} = 25,93 \text{ А}$.

Номинальний струм на шинах 10 кВ складає 202,1 А.

Для лінії 10 кВ вибираємо ТС типу ТПЛ-10-0,5/Р (табл. 2.5).

Перевірку на необхідний клас точності виконуємо для найбільш навантаженої фази у вторинній обмотці на ввіді 10 кВ. Дані по навантаженню у вторинній обмотці ТС приведені в табл. 2.6.

Таблиця 2.5

Вибір трансформаторів струму

Параметри	Ввід 10 кВ	ПЛ-10 кВ Л-2 "Пушкове"
Номинальна напруга	10 кВ	10 кВ
Номинальний первинний струм, А	250 А	40 А
Клас точності	0,5/Р	0,5/Р
Номинальний вторинний струм, А	5 А	5 А
Кратність струму: терм. стійкості	90	90
динам. стійкості	250	250
Номинальна вторинна потужність	10 ВА	10 ВА

Опір з'єднувальних проводів у фазі знаходимо за формулою:

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

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

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

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

S_{H2} – допустиме номинальне навантаження ТС,

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{H2} = 10 \text{ ВА};$$

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

Таблиця 2.6

Дані по навантаженню у вторинній обмотці трансформаторів струму

Навантаження	Тип	Кількість	Фаза "А"		Фаза "С"	
			Ом	ВА	Ом	ВА
Лічильник активної і реактивної енергії	СТКЗ-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

Необхідний переріз приєднувальних проводів знаходимо за формулою:

$$F_{np} = \rho \cdot \frac{L}{R_{np}}, \quad (2.37)$$

де ρ – питомий опір металу приєднувальних проводів, Ом·мм²/м;

L – розрахункова довжина проводів, м.

Згідно з положенням приймаємо довжину з'єднувальних проводів $L=3$ м, матеріал проводу – мідь, $\rho=0,0175$ Ом·мм²/м.

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

За результатами розрахунків приймаємо близький більший стандартний переріз проводів, але не менше 2,5 мм², згідно встановлених норм для мідних проводів. Отже, вибираємо провід марки ПВ-2,5.

Дійсне значення опору проводу знаходимо за формулою:

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

де $F_{\text{д.ПРОВ}}$ – дійсне значення перерізу проводу, м².

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

Повний опір проводу :

$$Z_{\text{ПР}} = R_{\text{Д.ПРОВО}} + X_0 \cdot L, \text{ Ом} \quad (2.39)$$

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

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

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

Сумарний опір у фазі знаходимо за формулою:

$$\sum Z = Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{Н}} + Z_{\text{К}}, \text{ Ом} \quad (2.40)$$

де $Z_{\text{Н}}$ – повний опір послідовно ввімкнених пристроїв, $Z_{\text{Н}} = 0,101 \text{ Ом}$;

$Z_{\text{К}}$ – повний опір контактів, $Z_{\text{К}} = 0,1 \text{ Ом}$.

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

Сумарна потужність складає:

$$S_{\text{ТР}} = I^2_{\text{Н2}} \cdot \sum Z, \text{ ВА} \quad (2.41)$$

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

Вищенаведені розрахунки свідчать, що сумарні опір та потужність не перевищують номінальні навантаження:

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

Отже, робимо висновок, що вибраний ТС задовольняє умови для заданого класу точності.

Вибраний ТС перевіряємо на динамічну і термічну стійкість струмам короткого замикання.

Перевірку на термічну стійкість здійснюємо за умовою:

$$K_{\text{Т.РОЗ}} \leq K_{\text{Т.ДОП}}, \quad (2.42)$$

де $K_{\text{Т.РОЗ}}$, $K_{\text{Т.ДОП}}$ – відповідно розрахункове та допустиме значення кратності струму;

$$K_{\text{Т.ДОП}} = 90,$$

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

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $I_{к.з}^{(3)}$ – струм трифазного короткого замикання в місці встановлення трансформатора струму, А;

$I_{н.р.}$ – номінальний робочий струм силового трансформатора;

t – фіктивний час проходження струму к.з.

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

Розрахункове значення кратності струму не перевищує допустиме:

$$6,8 < 90.$$

Перевірка на динамічну стійкість здійснюємо за умовою:

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

де $K_{д.роз}, K_{д.доп}$ – відповідно розрахункове і допустиме значення кратності струму динамічної стійкості; $K_{д.доп} = 175$.

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

де I_y – ударне значення струму трифазного короткого замикання в місці встановлення трансформатора струму, А;

$I_{н.р.}$ – номінальний робочий струм силового трансформатора, А.

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

Розрахункове значення кратності струму не перевищує допустиме:

$$16 < 175.$$

Отже, трансформатор струму вибраний вірно.

2.3.5. Вибір трансформаторів напруги.

Трансформатори напруги (ТН) на РТП використовуються для живлення приладів обліку електричної енергії, пристроїв релейного захисту, автоматики, вимірювання напруги. В більшості випадків на РТП використовують триобмоткові ТН.

ТН вибирають :

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- за номінальною напругою

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

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

- за навантаженням у вторинній обмотці ТН

$$S_{т.н2} \geq S_2, \quad (2.47)$$

де $S_{т.н2}$ – номінальна потужність ТН, ВА;

S – навантаженням у вторинній обмотці ТН, ВА;

- за класом точності.

Вибираємо ТН типу НТМИ-10 УЗ, паспортні дані якого подані в табл. 2.7.

Таблиця 2.7

Паспортні дані НТМИ-10 УЗ

Параметри	НТМИ-10 УЗ
Номінальна напруга обмоток, В	
- первинної	10000
- основної вторинної	100
Номінальна потужність вторинної обмотки, ВА	120
Гранична потужність, ВА	960

Вибраний ТН відповідає вищезазначеним умовам.

2.3.6. Вибір трансформаторів власних потреб.

На РТП деяка частина електроенергії використовується для власних потреб: обігрів приміщень, освітлення, живлення приводів вимикачів, приводів РПН та обдуб силових трансформаторів [14].

Потужність трансформаторів власних потреб (ТВП) визначаємо:

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

Вибираємо два трансформатори власних потреб марки ТМ-50, кожен з яких приєднується до однієї з секції шин 10 кВ.

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

					МР.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.4. Перевірка проводів повітряних ліній 10 кВ на втрату напруги

Пропускна здатність існуючих мереж і зниження в них втрат з урахуванням зростання навантажень вирішується стосовно кожного конкретного випадку.

З метою зменшення втрат в лініях електропередач широко практикують передачу електроенергії за підвищеної напруги. З цією метою в більшості випадків діючі лінії електропередач напругою 6 кВ переводять на напругу 10-20 кВ.

Для зниження втрат електричної енергії та економії матеріалів радіус дії ліній електропередачі напругою 10 кВ повинен знаходитися в межах 10-15 км, щільність навантаження – 200-600 Вт/га при щорічному прирості до 7%.

Для зниження втрат електричної енергії в мережах низької напруги силові трансформатори по можливості розміщують в центрі електричних навантажень.

Напругу в сільських мережах доцільно регулювати централізованим способом: генераторами невеликих станцій; регулюванням під навантаженням (РПН) трансформаторів понижувальних районних підстанцій, що живлять сільські мережі; лінійними регуляторами (автотрансформаторами), що включаються в коло окремих ліній з неоднорідними навантаженнями.

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

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Втрати електричної енергії в трансформаторах неминучі, однак їх можна значно понизити правильним вибором потужності, числа і раціонального режиму їх роботи силових трансформаторів.

Як сказано вище, передача електричної енергії по проводах супроводжується втратами активної потужності і енергії, що обумовлені нагріванням проводів від протікання по них струму навантаження, розтікання струмів через ізоляцію і втратою потужності на корону.

Економічна робота електромереж значною мірою залежить від перерізу проводів ліній електропередач.

Проведемо розрахунок мережі напругою 10 кВ методом приведених витрат. Цей метод полягає в тому, що в повітряних лініях для одних і тих же інтервалів потужностей існує не один, а декілька економічних перерізів проводів, що практично дають одні і ті ж приведені затрати. Перерізи проводів вибрані за економічними інтервалами перевіряють на втрату напруги, що не повинна перевищувати допустимі величини (у нашому випадку 10% – величина що компенсується РПН силового трансформатора на РТП).

Розрахуємо втрати напруги у існуючих лініях 10 кВ РТП-35/10 кВ "Капітанівка" на даний час (табл. 2.9) [16]:

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

де $\Delta U_{\text{ном}}$ – питомі втрати напруги, % на кВА·км;

S – повна потужність, що проходить по ділянці, кВА;

l – довжина ділянки, км.

Аналізуючи результати розрахунків занесених в таблицю, бачимо, що втрати напруги на ПЛ-10 кВ Л-5 "Побузьке-ІІ" починаючи з ділянки 2-3 перевищують 10%. Виконуємо заміну проводів на ПЛ-10 кВ Л-5 "Побузьке-ІІ", з метою зменшення втрат напруги, та проводимо повторні розрахунки (табл. 2.10).

За результатами розрахунків видно, що заміна існуючих проводів на ділянках 0-1, 1-2, 2-3, 3-8, 8-9, 9-10, 8-11, 11-12 на провода з перерізом жил 95 мм², а також на ділянках 3-4, 4-5, 5-6, 6-7 на провода з перерізом жил 70 мм²

					МР.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

дає можливість зменшити втрати напруги на ПЛ-10 кВ Л-5 "Побузьке-ІІ", до номінальних значень.

Таблиця 2.9

**Втрати напруги у лініях електропередач 10 кВ РТП-35/10кВ
"Капітанівка"**

Ділянка	$P_{розр}$, кВт	$\cos\varphi$	$S_{розр}$, кВА	Довжина ділянки, км	Провід	Втрати напруги, %		
						$\Delta U_{нит}$, %·10 ⁻³ на кВА·км	на ділянці	від ТП
ПЛ-10 кВ Л-1 "Липове"								
10-11	65,00	0,80	81,25	2,10	А-50	0,709	0,121	2,020
9-10	172,00	0,80	215,00	0,50	А-50	0,709	0,076	1,899
4-9	277,00	0,80	346,25	0,20	А-50	0,709	0,049	1,823
7-8	235,90	0,80	294,88	0,90	А-50	0,709	0,188	2,161
6-7	351,80	0,80	439,75	0,40	АС-35	0,874	0,154	1,973
4-6	411,50	0,80	514,38	0,10	АС-35	0,874	0,045	1,819
4-5	420,00	0,80	525,00	0,40	А-35	0,926	0,194	1,968
3-4	894,00	0,80	1117,50	1,04	А-35	0,926	1,076	1,774
1-3	910,00	0,80	1137,50	0,75	А-50	0,709	0,605	0,698
1-2	183,20	0,80	229,00	0,20	А-50	0,709	0,032	0,125
0-1	1051,00	0,80	1313,75	0,10	А-50	0,709	0,093	0,093
ПЛ-10 кВ Л-2 "Пуштове"								
6-7	271,00	0,80	338,75	1,60	А-50	0,709	0,384	4,962
5-6	343,00	0,80	428,75	0,40	А-50	0,709	0,122	4,578
4-5	317,00	0,80	396,25	1,40	А-50	0,709	0,393	4,456
3-4	354,50	0,80	443,13	0,70	А-50	0,709	0,220	4,063
2-3	402,50	0,80	503,13	0,90	А-50	0,709	0,321	3,843
1-2	442,50	0,80	553,13	5,90	АС-50	0,709	2,314	3,522
0-1	448,60	0,80	560,75	3,00	АС-50	0,718	1,208	1,208
ПЛ-10 кВ Л-3 "Капітанівка"								
4-6	74,25	0,80	92,81	1,70	А-50	0,709	0,112	1,586
4-5	163,50	0,80	204,38	0,10	А-50	0,709	0,014	1,488
3-4	183,50	0,80	229,38	0,40	А-50	0,709	0,065	1,474
2-3	234,30	0,80	292,88	0,70	А-50	0,709	0,145	1,409
1-2	277,30	0,80	346,63	2,60	АС-50	0,718	0,647	1,264
0-1	343,60	0,80	429,50	2,00	АС-50	0,718	0,617	0,617
ПЛ-10 кВ Л-4 "Побузьке-І"								
4-5	252,00	0,80	315,00	0,70	А-50	0,709	0,156	2,607
3-4	298,00	0,80	372,50	1,20	АС-50	0,718	0,321	2,451
2-3	371,70	0,80	464,63	0,60	АС-50	0,718	0,200	2,130
1-2	492,40	0,80	615,50	0,60	АС-50	0,718	0,265	1,930
0-1	682,10	0,80	852,63	2,72	АС-50	0,718	1,665	1,665
ПЛ-10 кВ Л-5 "Побузьке-ІІ"								
9-10	98,00	0,80	122,50	0,30	АС-50	0,718	0,026	11,313
8-9	147,20	0,80	184,00	0,40	АС-50	0,718	0,053	11,287
11-12	630,00	0,80	787,50	1,20	АС-50	0,718	0,679	12,416
8-11	801,00	0,80	1001,25	0,70	АС-50	0,718	0,503	11,737
3-8	844,00	0,80	1055,00	1,10	АС-50	0,718	0,833	11,234
6-7	117,50	0,80	146,88	0,10	АС-35	0,874	0,013	14,571

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

МР.5.8.141.079.ПЗ

Арк.

43

5-6	164,30	0,80	205,38	0,20	АС-35	0,874	0,036	14,558
4-5	643,50	0,80	804,38	3,80	АС-35	0,874	2,671	14,522
3-4	603,40	0,80	754,25	2,20	АС-35	0,874	1,450	11,851
2-3	1302,70	0,80	1628,38	0,60	АС-50	0,718	0,702	10,401
1-2	1480,70	0,80	1850,88	0,90	АС-50	0,718	1,196	9,699
0-1	1671,00	0,80	2088,75	8,1	АС-50	0,718	8,503	8,503

Таблиця 2.10

Втрати напруги на ПЛ-10 кВ Л-5 "Побузьке-ІІ" після заміни проводів

Ділянка	$P_{розр}$, кВт	$\cos\varphi$	$S_{розр}$, кВА	Довжина ділянки, км	Провід	Втрати напруги, %		
						$\Delta U_{нит}$, %·10 ⁻³ на кВА·км	на ділянці	від ТП
ПЛ-10 кВ Л-5 "Побузьке-ІІ"								
9-10	98,00	0,80	122,50	0,30	А-95	0,477	0,018	7,517
8-9	147,20	0,80	184,00	0,40	А-95	0,477	0,035	7,499
11-12	630,00	0,80	787,50	1,20	А-95	0,477	0,451	8,249
8-11	801,00	0,80	1001,25	0,70	А-95	0,477	0,334	7,798
3-8	844,00	0,80	1055,00	1,10	А-95	0,477	0,554	7,464
6-7	117,50	0,80	146,88	0,10	А-70	0,569	0,008	9,624
5-6	164,30	0,80	205,38	0,20	А-70	0,569	0,023	9,616
4-5	643,50	0,80	804,38	3,80	А-70	0,569	1,739	9,593
3-4	603,40	0,80	754,25	2,20	А-70	0,569	0,944	7,854
2-3	1302,70	0,80	1628,38	0,60	А-95	0,477	0,466	6,910
1-2	1480,70	0,80	1850,88	0,90	А-95	0,477	0,795	6,444
0-1	1671,00	0,80	2088,75	8,1	А-95	0,477	5,649	5,649

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

МР.5.8.141.079.ПЗ

Арк.

44

РОЗДІЛ 3
АСКОЕ РТП-35/10 КВ "КАПІТАНІВКА"

3.1. Необхідність впровадження АСКОЕ

Підвищення вартості енергетичних ресурсів останнім часом вимагає підвищення вимог в організації обліку електроенергії в промисловості, сільському господарстві та інших енергоємних сферах. Споживачі починають усвідомлювати що в їхніх інтересах необхідно розраховуватись з постачальником електроенергії не по якихось умовних нормах, недосконалих приладах, а на основі сучасних і високоточних приладах обліку.

Сьогоднішній день в галузі енергообліку пов'язаний з впровадженням сучасних автоматизованих системах комерційного обліку (АСКОЕ).

З прийняттям Закону України "Про енергозбереження" в ПАТ "Кіровоградобленерго" почали приділяти особливу увагу питанню економії енергетичних ресурсів.

Втрати електроенергії можна розділити на чотири складові [12]:

- технічні втрати електроенергії, зумовлені фізичними процесами, що відбуваються під час передачі її по електричним мережах і виражаються у перетворенні цієї її частки в тепло в елементах мереж;
- втрати на власні потреби підстанції, необхідні для забезпечення роботи технологічного устаткування підстанцій і життєдіяльності обслуговуючого персоналу;
- втрати електроенергії, обумовлені інструментальними похибками її виміру;
- комерційні втрати, обумовлені розкраданнями електроенергії, невідповідністю сплати побутовими споживачами показанням лічильників, затримкою платежів, несплатою рахунків та інші причини у сфері організації

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

контролю споживання енергії. Їх значення визначають як відмінність між фактичними (звітними) втратами і сумою перших трьох складових, що представляють собою технологічні втрати.

В окремих енергокомпаніях відносні втрати сягнули 15-20 %, а в муніципальних і районних електричних мережах їхня частка становить 25-50 %. Основною причиною цієї ситуації є зростання комерційних втрат. Умовно комерційні втрати ділять на чотири групи:

1. Втрати через похибки системи обліку електроенергії – зумовлені заниженими класами точності й ненормованими умовами роботи вимірювальних трансформаторів струму (ТС) і напруги (ТН), лічильників тощо. В даний час боротьба з недообліком електричної енергії ведеться практично повсюдно. На підприємствах енергозбуту приймаються програми по заміні існуючих пристроїв обліку електроенергії на сучасні (з кращим класом точності). Під ці програми підприємства енергозбуту виділяють значні власні фінансові ресурси. Слід зазначити, що ці заходи, зазвичай, проводять у відриві від інших, зокрема направлених на підвищення збору платежів. В результаті, витративши значні кошти на заміну пристроїв обліку, підприємства енергозбуту не отримують очікуваного економічного ефекту.

Розв'язання цієї проблеми полягає не лише у механічній заміні одних пристроїв обліку іншими (з вищим класом точності), а й у тому, що установлені нові прилади обліку мають виконувати ряд функцій, дозволяючи використовувати їх у складі автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ).

2. Втрати при виставлянні рахунків, зумовлені недостатньою чи помилковою інформацією щодо укладених договорів, використанні спеціальних тарифів чи пільг.

3. Втрати через розкрадання електроенергії, зумовлені несанкціонованим підключенням споживачів, шахрайством з лічильниками тощо. Статистичні дані про цієї складової втрат енергозбутові підприємства не оприлюднюють. В сільській місцевості й у районах індивідуальної житлової забудови рівень втрат через розкрадання електроенергії, зазвичай, вищий, ніж у міських

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

багатоповерхових кварталах.

4. Втрати при вимозі оплати, зумовлені оплатою пізніше встановленої дати, довготерміновими чи безнадійними боргами та несплаченими рахунками. В структурі фінансових втрат енергопостачальної організація основну роль відіграють втрати, зумовлені несплатою електроенергії та втрати через затримки платежів. Рівень сплати населенням коливається щодо окремих енергопостачальних підприємств в межах: від 30 до 95%, становлячи у середньому по країні 65–70%.

Існуюча проблема комерційних втрат у мережах електропостачання потребує створення комплексного ефективного механізму її вирішення. Деякі пропозиції у сфері автоматизації енергообліку стосуються створення в певному сенсі автоматизованих систем управління технологічними процесами (АСУ ТП), так як пропонують активне технологічне втручання у процеси електропостачання та оплати.

Крім того, не слід забувати про оперативне диспетчерське управління режимами електропостачання як важливу функцію, яка забезпечує надійність роботи всієї системи електропостачання.

Розробники засобів АСКОЕ, переважно захоплені точністю і повнотою енергообліку, зазвичай не закладають в розробки можливість реалізації функцій оперативного індивідуального диспетчерського управління. Відсутність такої гнучкості у роботі АСКОЕ істотно знижує її цінність як ефективного інструмента боротьби із комерційними втратами електроенергії та управління режимами електропостачання багатьох територіально розрізнених абонентів.

В контексті вищесказаного в поняття "АСКОЕ" доцільно вкладати зміст як автоматизована система контролю і обліку електроенергії (від англ. *control* – контроль, управління) [15].

Технічні засоби АСКОЕ дозволяє реєструвати факти підвищення або зниження напруги в електричній мережі й захищати електрообладнання споживачів від ушкоджень. Спеціалізоване програмне забезпечення (ПО) АСКОЕ дає змогу проводити оплату як через касу, банк, так і використовувати спеціальні одноразові платіжні карти з метою створення додаткових зручностей

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

абонентам і прискорення процесу введення і обробки платежів. Для абонентів системи передбачена можливість перегляду картки особового рахунку та її поповнення через інтернет.

Крім того, АСКОЕ при незмінності складу програмно-технічних засобів може виконувати функцію системи управління вуличним освітленням з одночасним урахуванням споживання електроенергії у мережах освітлення. Наявність такої опції в АСКОЕ дозволяє ліквідувати фінансові втрати муніципальних бюджетів, пов'язані зі сплатою витрат на освітлення вулиць у світлу пору доби.

3.2. Вибір лічильників

В комірках лінії 10 кВ РТП-35/10 кВ, як правило, встановлюється один лічильник активної енергії, наприклад, типу СА4У – И675 ($S_{IP} = 2,5$ ВА). Для вимірювання струму використовують один амперметр типу Е – 335 ($S_{IP} = 0,5$ ВА) або Е – 378 ($S_{IP} = 0,1$ ВА).

Відповідно до вимог ДСТУ, а також стандартів МЭК (IEC) лічильники повинні відповідати класу точності 0,2; 0,2s і 0,5; 0,5s, мати високу надійність і стабільність метрологічних характеристик [18]. Міжповірочний інтервал не менше – 6 років. Термін служби не менше – 20 років. Конструкція лічильників повинна виключати можливість несанкціонованого впливу на результати вимірів. Даним вимогам відповідає лічильник "Каскад-04".

Основними функціями лічильника "Каскад-04" є:

- вимірювання активної електричної енергії і реактивної електричної енергії в чотирьох квадрантах, середньоквадратичних значень напруги і сили струму, частоти змінного струму;
- індикація на РКІ і передача по каналах зв'язку значень вищевказаних обмірюваних фізичних величин, а також повної потужності і коефіцієнта потужності;

					МР.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- багатарифний облік з реєстрацією профілю навантаження активної і реактивної електричної енергії (далі по тексту – енергія) прямого і зворотнього напрямків у трифазних трьох- і чотирьохпровідних електричних мережах при трансформаторному включенні.

Галузь застосування – електричні мережі трифазного струму напругою 0,4-110 кВ, локальні і дистанційні системи комерційного обліку перетоків потужності електроенергії в енергоспоживаючих і енергогенеруючих компаніях, з погодинними інтервалами розрахунків, локальні і регіональні системи керування енергоспоживанням, системи керування електричними підстанціями й електричними мережами.

Лічильники можуть використовуватися для роботи як в автономному режимі, так і як уніфіковане джерело вимірювальної (комерційної й оперативної) і повідомлюючої інформації про контрольований об'єкт і ретрансляцію командної інформації при побудові наступних систем керування:

- автоматизованих систем контролю й обліку електроенергії (АСКУЕ);
- систем керування електро- і теплопостачання;
- автоматизованої системи диспетчерського керування (АСДК);
- автоматичних систем керування електроприводом.

Живлення лічильників:

- живлення лічильників забезпечується від вхідних кіл напруги в діапазоні від 46 до 253 В фазної напруги, від 80 до 380 В лінійної напруги змінного струму з частотою від 47,5 до 52,5 Гц;

- лічильники забезпечують нормальну роботу при наявності напруги хоча б на одній з фаз електричної мережі.

- при підключенні джерела напруги постійного струму $12 \pm 1,5$ В (акумуляторна батарея) до гнізд лічильника ± 12 В, лічильники забезпечують зчитування інформації при відсутності напруги на усіх фазах мережі. Споживання від джерела струму не перевищує 0,5 А.

При перервах у живленні зберігаються наступні параметри:

- інтервал усереднення діючих значень потужностей;

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- перелік параметрів виведених на РКІ;
- архітектура тарифних зон;
- реальний час.

Вимірювані лічильниками параметри:

- лічильники вимірюють сумарне з початку вимірів значення енергії прямого напрямку і сумарне з початку вимірів значення активної енергії зворотного напрямку окремо по кожній з тарифних зон і загальне значення (кВт·год.);

- лічильники вимірюють сумарне з початку вимірів значення реактивної енергії окремо по чотирьох квадрантах окремо по кожній з тарифних зон і загальне значення (квар·год.);

- лічильники вимірюють максимальне значення активної і реактивної потужностей з фіксованим інтервалом часу усереднення від 3-х до 60-ти хвилин з ряду 3, 5, 6, 10, 15, 30, 60 хв;

- лічильники забезпечують можливість запису в пам'ять значень активної потужності двох напрямків і реактивної потужності по чотирьох квадрантах з інтервалами запису 15, 30, 60 хвилин по чотирьох каналах запису;

- глибина запису в пам'ять інтервальних 15-ти хвилинних значень потужності складає 80 доби.

Лічильники зберігають у пам'яті за визначені тимчасові періоди наступні комерційні дані:

- значення активної і реактивної енергій;
- значення активної і реактивної енергії по кожній з тарифних зон;
- значення максимальної потужності;
- часи і дати фіксації максимальної потужності по кожній з тарифних зон.

Лічильники здійснюють самодіагностику з індикацією результатів на РКІ. На РКІ також відображається наявність фаз напруги і стан дискретних входів.

Погрішність ходу годинника реального часу не перевищує 1 с за 1 добу.

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Конструктивно лічильники виконані в компактному прямокутному корпусі, зручному для установки в невеликих електричних шафах. Корпус лічильників забезпечує зручність і безпеку конструкції.

На лицьовій панелі лічильників розміщені рідкокристалічний індикатор, оптичний порт зв'язку, табличка лічильників із указівкою підприємства-виготовлювача й іншої інформації про лічильники, кнопка переключення режимів роботи РКІ і ліній зв'язку, закрита ковпачком з конструкційної термопластичної пластмаси. Під оглядовою кришкою розташована літієва батарейка.

Лічильник володіє наступними функціональними можливостями:

- конфігурування тарифних зон;
- робота з дискретними входами/виходами;
- вимір базових параметрів;
- архівування комерційних даних по тарифних зонах;
- реєстрація профілю навантаження.

Конфігурування тарифних зон виконується за допомогою програми ORA із ПК.

Робота з дискретними входами/виходами містить у собі можливість:

- реєстрації часу приходу/відходу сигналу на входи/виходи;
- використання виходу для передачі інформації про враховану енергію;
- трансляцію інформації з входів на виходи;
- формування сигналів на виході по команді, що прийшла по каналі зв'язку.

Базові параметри містять у собі вимірювані параметри, заархівовані параметри і відображувані параметри.

Вимірювані параметри: напруга фази А, напруга фази В, напруга фази С, струм фази А, струм фази В, струм фази С, частота лінії, активна потужність фази А, активна потужність фази В, активна потужність фази С, активна потужність лінії, реактивна потужність фази А, реактивна потужність фази В, реактивна потужність фази С, реактивна потужність лінії, енергія активна

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

прямого напрямку, активна енергія зворотного напрямку, реактивна сумарна енергія квадранта 1; 2; 3; 4.

Заархівовані параметри: профіль навантаження, енергія активна прямого напрямку, зафіксована по кожній завершеній тарифній зоні, енергія активна зворотного напрямку, зафіксована по кожній завершеній тарифній зоні, енергія реактивна квадранта 1, зафіксована по кожній завершеній тарифній зоні, енергія реактивна квадранта 2, зафіксована по кожній завершеній тарифній зоні, енергія реактивна квадранта 3, зафіксована по кожній завершеній тарифній зоні, енергія реактивна квадранта 4 зафіксована по кожній завершеній тарифній зоні.

Відображувані параметри: повна потужність фази А, повна потужність фази В, повна потужність фази С, повна потужність лінії, коефіцієнт потужності фази А, коефіцієнт потужності фази В, коефіцієнт потужності фази С, коефіцієнт потужності лінії.

В лічильниках передбачені наступні режими роботи з РКІ:

- основний режим (за замовчуванням);
- альтернативний режим;
- тестовий режим.

Основний і альтернативний режими рівноцінні. Споживач за своїм розсудом може з пропонованого в таблиці 1 списку параметрів вибрати за допомогою програми ORA в основний або альтернативний режим потрібні йому параметри. Час індикації одного параметра може бути обрано 3 с або 5 с за допомогою програми ORA.

Лічильники забезпечують до чотирьох тарифних зон. У багатотарифному режимі дані вимірів енергії, накопичені в кожній тарифній зоні, запам'ятовуються і відображаються як енергія для визначеного тарифу. Для кожного тарифу значення максимальної потужності запам'ятовуються протягом доби і не губляться при відключенні живлення. Наприкінці доби по кожній тарифній зоні максимальні значення потужності заносяться в архів. Дані по тарифних зонах при відключенні живлення зберігаються в енергонезалежній пам'яті лічильників не менше 5 років.

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.3. Вибір концентраторів

Концентратори здійснюють збір, збереження і передачу даних, отриманих від первинних вимірювальних перетворювачів і датчиків, а також передачу команд на виконавчі механізми. В задачі концентратора входить передача лічильнику даних, підтримка єдиного системного часу. Концентратор виконує функції апаратно-програмного інтерфейсу між локальним сервером АСКОЕ і первинними перетворювачами, датчиками, виконавчими механізмами [10].

До складу концентратора входять:

- каркас концентратора;
- модуль контролера системної шини концентратора (системний модуль);
- модуль кінцевого пристрою мультіплексної шини MI-STD-1553B (системний модуль, використовується в складі концентратора тільки у випадку його підключення до локального сервера через дану шину);
- модуль (модулі) послідовного введення/висновку на 16 портів (функціональний модуль);
- інші функціональні модулі, що розширюють функції системи.

Модуль контролера системної шини MULTIBUS-1 призначений для керування модулями, що входять до складу концентратора ПАК "КОРОНА-1".

Модуль контролера виконує наступні операції:

- підтримує протокол системної шини MULTIBUS-1;
- здійснює обмін інформацією з модулями, що входять до складу концентратора;
- здійснює реєстрацію часу по вбудованому годиннику реального часу з автоматичною корекцією високосного року і переходу на літній / зимовий час;
- здійснює корекцію часу у функціональних модулях і лічильниках "Каскад-04" по вбудованому годиннику реального часу;
- зберігає архів інформації в "енергонезалежній" пам'яті даних;

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- здійснює зв'язок по послідовних інтерфейсах в асинхронному режимі з локальним сервером вузла АСКОВЕ чи із зовнішнім терміналом (використовується при настроюванні) по стандарту RS232 (повний дуплекс) чи RS485 (напівдуплекс).

Модуль виконує наступні функції:

- прийом інформації у вигляді послідовних токових імпульсів по лінії зв'язку від лічильників, перетворення їх у байтову інформацію і передачу її на системну шину;

- прийом байтової інформації з системної шини, перетворення її в послідовність токових імпульсів для наступної передачі по лінії зв'язку до лічильників.

Каркас концентратора призначений для установки функціональних і системних модулів концентратора і забезпечення їхньої взаємодії, та забезпечує живлення ліній зв'язку від лічильників "Каскад-04" і інших первинних перетворювачів і датчиків, а також ліній зв'язку до виконавчих механізмів, від вбудованого, гальванічно-ізолюваного від загальної шини каркаса, джерела живлення.

3.4. Вибір каналу передачі інформації

Аналізуючи існуючі канали передачі інформації: СВЧ, радіо, GSM-зв'язок та інші для передачі інформації з РТП-35/10кВ "Капітанівка" вибираємо GSM-зв'язок, та зв'язок через виділену лінію RS-485, використовуючи модем RIT-35. Дані канали відповідають умовам передачі інформації при комерційному обліку відповідно до ГКД-34.35-97 та рекомендацій НКРЕ. В РП інформація аналізується, обробляється, кодується і результати передається в Обленерго.

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Перевагою використання модемів RIT-35 є те, що ними створюється система моніторингу та сигналізації для дистанційного управління та передачі інформації. Тобто, підстанція обладнана такими модемами не потребує диспетчера на місці, а може керуватися з диспетчерської РП чи Обленерго.

Передача інформації відбувається по GSM-зв'язку SMS повідомленнями або в режимі передачі даних.

Передача SMS повідомлення на диспетчерський пункт відбувається при спрацюванні датчиків, по команді опитування або періодично і також SMS передається на один із сотових телефонів.

Дальність дії не обмежена і визначається покриттям GSM-зв'язку. Відсилання і прийом коротких повідомлень відбувається через SMS-центр компанії оператора сотового GSM-зв'язку.

Модеми RIT-35 – це факс/модеми GSM 900/1800 МГц розроблені на базі модуля Simens TC 35 або Simens MC 35 (GPRS). Вони мають вбудоване гніздо Sim карти, блок живлення (напругою від 9 до 30 В) і інтерфейс RS-232/485. Для роботи з модулем необхідно підключити до його зовнішніх входів антену, джерело постійного струму і будь-який комп'ютер з послідовним СОМ-портом (RS-232/485).

Максимальна швидкість прийому даних у модемів на базі Simens MC 35 (GPRS) – більше 80000 біт/с.

3.5. Розробка схеми з'єднань та підключень АСКОЕ

На стороні нижчої напруги 10 кВ РТП-35/10кВ "Капітанівка" встановлюємо 3 лічильники на входах шин: 1 с.ш. 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ та на секційному вузлі шин, 2 лічильники встановлюємо перед трансформаторами власних потреб, 5 лічильників встановлюємо на виходах ліній 10 кВ.

Інформація з лічильників концентрується по RS-485 в модемі (концентраторі) RIT-35 де проходить первинну обробку, а потім передається на центральний сервер АСКОЕ (рис. 3.1).

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

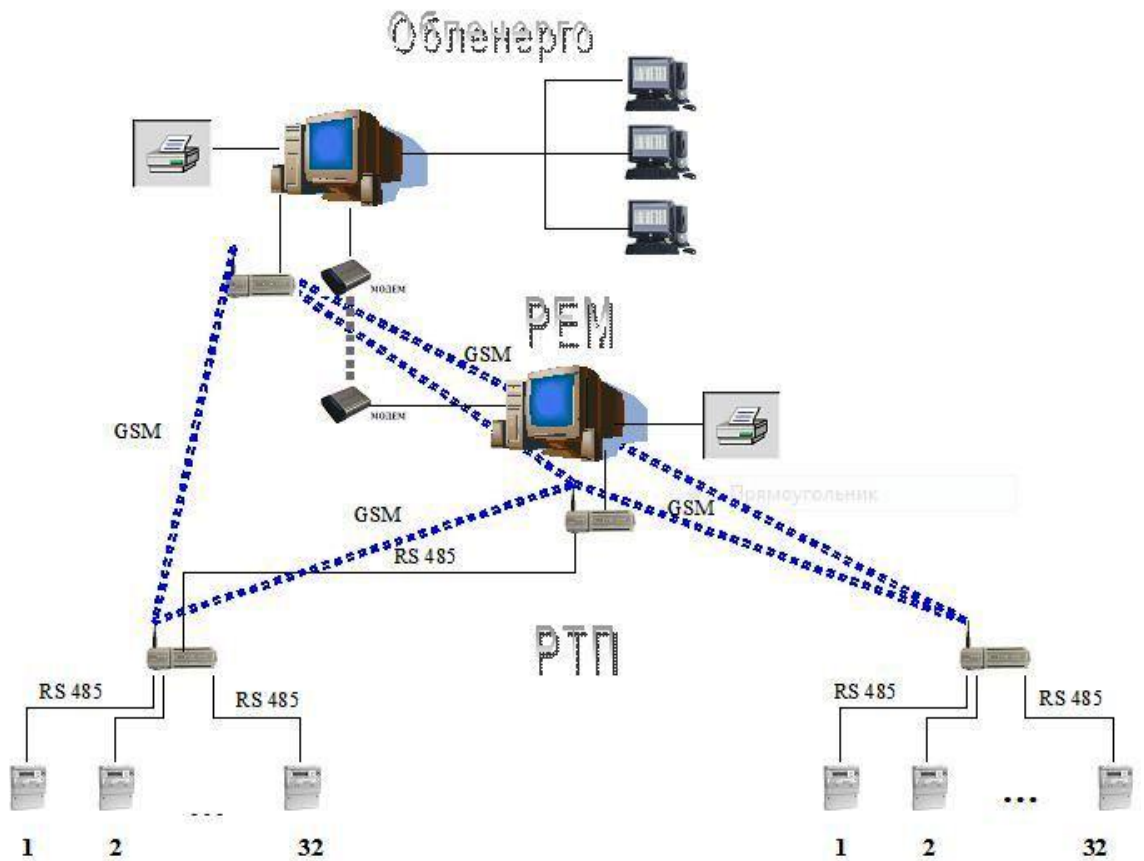


Рис. 3.1. Структурна схема АСКОЕ.

3.6. Аналіз та принципи оцінки похибки вимірювань

Величина першої частини комерційних втрат визначається нормативними класами точності приладів обліку (Л), трансформаторів струму (ТС) і напруги (ТН), допустимими втратами напруги у вторинних колах.

Допустимі похибки ТН співпадають з їх класом точності, а ТС та Л залежать від величини навантаження, коефіцієнту потужності та форми кривої струму.

Допустиму похибку вимірювального тракту в сторону завищення показів δ визначають за табл. 3.1 в залежності від комбінації класів точності ТН, ТС та лічильників [11].

Відповідність допустимої похибки вимірювального тракту

Класи точності елементів вимірювального тракту			δ_+ , %
ТС	ТН	Л	
0,2	0,5	0,5	0,51
0,5	0,5	0,5	0,67
0,5	0,5	1	0,88
0,5	0,5	2	1,46
0,5	1	1	1,06
0,5	1	2	1,57
0,5	2	2	1,95
1	1	1	1,38
1	1	2	1,6
1	2	2	2,15
2	2	2	2,76
1	-	2	1,68
2	-	2	2,4

Допустиму похибку вимірювального тракту в сторону заниження показів розраховують по формулі

$$\delta_- = -(\delta_+ + 0.5 \cdot \delta_{mn}) \quad (3.1)$$

Допустимі значення похибки обліку електричної енергії у відсотках по підрозділу або підстанції визначають за формулами:

$$\Delta W_+ = \sqrt{\sum_{i=1}^n \delta_{+i}^2 \cdot d_i^2} \quad (3.2)$$

$$\Delta W_- = -\Delta W + 0.5 \cdot \left(\sum_{i=1}^{n1} \delta_{THi} \cdot d_i - \sum_{i=1}^{n2} \delta_{THi} \cdot d_i \right) \quad (3.3)$$

де d_i – частка електроенергії в загальному надходженні, що зафіксована i -м лічильником;

n – загальна кількість лічильників;

$n1$ – кількість лічильників, що фіксують надходження енергії на шини;

$n2$ – кількість лічильників, що фіксують відпуск енергії з шин.

РОЗДІЛ 4

ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРИЙНЯТИХ РІШЕНЬ

4.1. Специфікація на обладнання для модернізації РТП

Складаємо специфікацію на обладнання РТП-35/10 кВ "Капітанівка", що буде використовуватись при модернізації (табл. 4.1).

Таблиця 4.1

Специфікація на обладнання РТП-35/10

Назва обладнання конструкції	Тип, марка	Одиниці виміру	Кількість	Ціна, грн.	Вартість, грн.
Силовий трансформатор	ТМН-2500	шт.	2	150000	300000
Шафа РП-10 кВ (ввід)	КВ-1Ф-09	шт.	2	32700	65400
Шафа РП-10 кВ (відходяча лінія 10 кВ)	КВ-1Ф-03	шт.	5	38550	192750
Шафа РП-10 кВ (секційний вимикач)	КВ-1Ф-04	шт.	1	31500	31500
Шафа з трансформаторами напруги 10 кВ	НТМИ-10	шт.	2	45800	91600
Шафа з трансформаторами власних потреб 10 кВ	ТМ-50	шт.	2	83400	166800
Обладнання АСКОЕ:					
- лічильники	"Каскад-04"	шт.	10	2000	20000
- концентратор з модемом	RT-35	шт.	1	7500	7500
- сервер АСКОЕ	IBM PC	шт.	1	5000	5000
Разом, грн.					880550

4.2. Кошторис модернізації.

При визначенні кошторисної вартості модернізації РТП-35/10 кВ "Капітанівка" враховуються затрати на обладнання, на монтаж, заробітну плату та допоміжні матеріали. Аналізуючи приведені розрахунки (табл. 4.2), кошторисна вартість модернізації РТП-35/10кВ "Капітанівка" становить 795589 грн., з них затрати на монтаж обладнання становлять 83649 грн.

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначення кошторисної вартості РП-10 кВ

Назва роботи	Одиниці виміру	Кількість	Вартість, грн.			
			обладнання	монтаж	зар. плата	ел.-тех. матеріали
Модернізація РТП-35/10 кВ	Комплект	1	880550	108400	61500	8800
Нарахування на обладнання			141370			
Планові нарахування				26000		
Накладні затрати					55600	
Разом			1021920	134400	117100	8800
Всього по кошторису – 1282220 грн.						

4.3. Основні показники економічної ефективності

При модернізації електроустановки необхідно забезпечити максимальну економічну ефективність роботи за мінімальної вартості передачі електричної енергії споживачам.

Затрати виробництва щороку, які складають собою суму всіх відрахувань і затрат пов'язаних з експлуатацією електричної установки, визначаємо за формулою [19]:

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

де B_a – амортизаційні відрахування, грн.;

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

B_e – вартість втраченої електроенергії, грн.

Амортизаційні відрахування визначаємо за формулою:

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

де P_a – норма амортизаційних відрахувань, 6,4 %;

K – розмір капітальних вкладень, грн.

$$B_a = \frac{6,4}{100} \cdot 1282220 = 82062,1 \text{ грн.}$$

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Затрати на обслуговування при кількості умовних одиниць

$$P_{y.o.} = P_{mp.} + P_{прієд10} + P_{прієд35} , \quad (4.3)$$

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

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

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

$$P_{y.o.} = 2 \cdot 19,3 + 5 \cdot 16,3 + 2 \cdot 32,2 = 184,5 y.o$$

становитимуть:

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

де γ_0 – річні витрати на обслуговування однієї умовної одиниці (115 грн.);

$$Z_0 = 115 \cdot 184,5 = 21217 \text{ грн.}$$

Вартість втраченої електроенергії

$$Ц = 3,65 + 4500/h , \quad (4.5)$$

де h – показник режиму втрат електроенергії.

Для підстанцій 35/10кВ сільськогосподарських районів, середня тривалість втрат електроенергії $\tau = 2000$ год / рік.

Прийнявши коефіцієнт участі максимуму втрат в максимумі енергосистеми $K_{м.в.} = 0,8$, визначаємо показник режиму втрат:

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

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

Тоді вартість втраченої електроенергії становить:

$$Ц = 3,65 + 4500/2500 = 5,45 \text{ коп / кВт}\cdot\text{год}$$

Щорічні затрати на покриття втрат електроенергії на ТП визначаємо за формулою

$$Z_e = \left[\frac{1}{n} \Delta P_M \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_{H.T.P.}} \right)^2 \cdot \tau + 2 \Delta P_c \cdot t \right] \cdot Ц ; \quad (4.7)$$

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

S_{max} – максимальна потужність споживачів, кВА;

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

τ – час максимальних втрат, год;

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

n – кількість паралельно працюючих трансформаторів.

$$Z_6 = \left[\frac{1}{2} \cdot 23,5 \cdot \left(\frac{2325,6}{2500} \right)^2 \cdot 2000 + 2 \cdot 5,1 \cdot 8760 \right] \cdot 5,45 \cdot 10^{-2} = 5978 \text{ грн.}$$

Щорічні затрати виробництва:

$$Z = B_a + Z_o + Z_6, \quad (4.8)$$

$$Z = 82062,1 + 21217 + 5978 = 109257,1 \text{ грн.}$$

Приведені річні витрати:

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

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

$$Z_p = 0,12 \cdot 1282220 + 109257,1 = 263123,5 \text{ грн.}$$

Собівартість передачі електричної енергії:

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

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

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

$$C = \frac{263123,5}{4651,1 \cdot 2000} \approx 0,03 \text{ грн / кВт} \cdot \text{год.}$$

Річний економічний ефект використання РТП:

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

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

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

$$E_p = 4651,1 \cdot 2000 \cdot (60 - 50) \cdot 10^{-2} - 263123,5 = 667096,5 \text{ грн.}$$

					МР.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначаємо термін окупності капітальних вкладень:

$$T_o = \frac{K}{E_p} = \frac{1282220}{667096,5} = 2 \text{ роки} \quad (4.12)$$

Визначаємо фактичний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень:

$$E_\phi = \frac{1}{T_o} = \frac{1}{2} = 0,5. \quad (4.13)$$

Результати розрахунків заносимо в табл. 4.3:

Таблиця 4.3

Основні показники економічної ефективності

№ п/п	Показники	Значення
1	Кошторисна вартість модернізації, грн.	1282220
2	Приведені річні затрати, грн.	263123,5
3	Собівартість передачі 1 кВт·год, грн.	0,03
4	Річний економічний ефект, грн.	667096,5
5	Термін окупності, роки	2
6	Коефіцієнт ефективності капіталовкладень	0,5

РОЗДІЛ 5 ЗАХОДИ З ОХОРОНИ ПРАЦІ

Техніка безпеки в електроустановках (електробезпека) – це система організаційних і технічних заходів і засобів, що забезпечують захист людей від шкідливої і небезпечної дії електричного струму, електричної дуги, електричного поля і статичної електрики. Небезпечними і шкідливими факторами в електроустановках є: дія електромагнітних полів, шуму вібрацій, недостатнє освітлення, підвищена або понижена температура повітря, забруднення повітря шкідливими речовинами тощо [7].

Способи і засоби електрозахисту регламентовані "Правилами устрою електроустановок" (ПУЕ), "Правилами безпечної експлуатації електроустановок" (ПБЕЕ), "Правилами технічної експлуатації електроустановок" (ПТЕЕ), залежно від напруги, струму, режиму нейтралі джерела живлення, умов навколишнього середовища, призначення електроустановки та умов можливого попадання людини під напругу.

Технічні і організаційні заходи захисту направлені на забезпечення недоступності до струмопровідних частин, і неможливості випадкового дотику до них, усунення небезпеки ураження при замиканні на корпус або на землю, запобігання помилкових дій персоналу в електроустановках. Для цього персонал систематично навчають, перевіряють знання і тренують по техніці безпеки.

В електроустановках проводять планово-попереджувальні роботи, випробування ізоляції, перевірку і налагодження апаратури, релейного захисту а також поточні роботи по усуненню неполадок, попередження аварій, перевірці контактів.

По ступеню небезпеки роботи в електроустановках поділяються на такі групи:

1. Роботи із знятою напругою, тобто коли з струмоведучих частин знята робоча напруга. До початку цих робіт приймають технічні і організаційні заходи безпеки. В іншому випадку можливе або випадкове подання напруги до місця

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк. 63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

роботи, або випадкове наближення чи дотикання людей до струмопровідних частин, що залишилися під напругою.

2. Робота під напругою на струмопровідних частинах, а також робота в електроустановках напругою понад 1000 В і на ПЛ напругою до 1000 В, що виконується на відстанях від струмопровідних частин менших за встановлені. Перед роботою необхідно виконати організаційні заходи по захисту. Роботу на струмопровідних частинах проводять за допомогою ізолюючих засобів (від струмопровідних частин або від землі).

3. Робота без зняття напруги на неструмопровідних частинах. При цьому виключено випадкове наближення працюючих людей та інструменту, яким вони користуються, до струмопровідних частин на небезпечну відстань, тобто виключена можливість ураження людей струмом. Тому не потрібно відключати обладнання або приймати організаційні і технічні заходи по захисту.

В електроустановках заборонене самовільне проведення робіт або розширення робочого місця.

Роботи необхідно проводити по:

- наряду-допуску, складеному по спеціальній формі;
- усному або письмовому розпорядженню.

Облік нарядів і розпоряджень ведуть у спеціальному журналі.

Нарядом для роботи в електроустановках називається складене на спеціальному бланку завдання на її безпечне проведення, що визначає зміст, місце, час її початку і закінчення, необхідні заходи безпеки, склад бригади і осіб, відповідальних за безпечне виконання роботи.

Розпорядження – це те ж завдання на безпечне проведення роботи із знанням об'єму робіт, місця, часу і осіб, яким доручено її виконання.

По наряду виконують всі роботи на струмопровідних частинах під напругою, за винятком короткочасних (не більше 1 години) робіт, що вимагають участі не більше 3 чоловік, які виконують за розпорядженням.

Наряд виписують в двох, а при переданні його по радіо або телефону – в трьох примірниках. В останньому випадку особа, що видала наряд, залишає

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

один примірник у себе. Записи в наряді повинні бути розбірливими. Виправлення тексту не допускається.

Метою технічних заходів є підготовка безпечного робочого місця. Після дозволу старшого чергового, в оперативному керуванні якого знаходиться обладнання, що відключається виконують такі заходи:

- відключають необхідні струмопровідні частини і приймають заходи, що виключають помилкове подання напруги до місця роботи, або самовільне включення комутаційної апаратури;
- на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційними апаратами вивішують заборонні плакати: "Не вмикати – працюють люди", "Не вмикати – робота на лінії";
- перевіряють відсутність напруги на відключеній для роботи частині установки, якщо її немає, накладають на знеструмлені частини переносне заземлення;
- робоче місце огорожують переносними огорожами і вивішують попереджувальні і дозволяючі плакати: "Стій – висока напруга!", "Не влізай – вб'є!", "Працювати тут".

5.1 Електротравматизм та дія електричного струму на організм людини

Електробезпека[10] – система організаційних і технічних заходів і засобів, що забезпечують захист людей від шкідливої і небезпечної дії електричного струму, електричної дуги, електромагнітного поля і статичної електрики. Небезпека електричного струму у відмінності інших небезпек посилюється тим, що людина не в змоззі без спеціальних приладів виявити напругу дистанційно. Небезпека виявляється надто пізно – коли людина вже уражена.

Аналіз виробничого травматизму показує, що кількість травм, які спричинені дією електричного струму є незначною і складають близько 1%, однак із загальної кількості смертельних нещасних випадків частка електротравм вже складає 20-40% і займає одне з перших місць. Найбільша кількість випадків електротравматизму, в тому числі із смертельними

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

наслідками, відбувається при експлуатації електроустановок напругою до 1000В, що пов'язано з їх поширенням і відносною доступністю практично для кожного, хто працює на виробництві. Випадки електротравматизму, під час експлуатації електроустановок напругою понад 1000В нечасті, що обумовлено незначним поширенням таких електроустановок і обслуговуванням їх висококваліфікованим персоналом.

Основними причинами електротравматизму на виробництві є: випадкове доторкання до неізольованих струмопровідних частин електроустаткування; використання несправних ручних електроінструментів; застосування нестандартних або несправних переносних світильників напругою 220 чи 127В.

Робота без надійних захисних засобів та запобіжних пристосувань; доторкання до незаземлених корпусів електроустаткування, що опинилися під напругою внаслідок пошкодження ізоляції; недотримання правил улаштування, технічної експлуатації та правил техніки безпеки при експлуатації електроустановок та ін.

Електроустаткування, з яким доводиться мати справу практично всім працівникам на виробництві, становить значну потенційну небезпеку ще й тому, що органи чуття людини не здатні на відстані виявляти наявність електричної напруги. В зв'язку з цим захисна реакція організму проявляється лише після того, як людина потрапила під дію електричної напруги. Проходячи через організм людини електричний струм справляє на нього термічну, електролітичну, механічну та біологічну дію.

Термічна дія струму проявляється опіками окремих ділянок тіла, нагріванням кровоносних судин, серця, мозку та інших органів, через які проходить струм, що призводить до виникнення в них функціональних розладів.

Електролітична дія струму характеризується розкладом крові та інших органічних рідин, що викликає суттєві порушення їх фізико-хімічного складу.

Механічна дія струму проявляється ушкодженнями (розриви, розшарування тощо) різноманітних тканин організму внаслідок електродинамічного ефекту.

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Біологічна дія струму на живу тканину проявляється небезпечним збудженням клітин та тканин організму, що супроводжується мимовільним судомним скороченням м'язів. Таке збудження може призвести до суттєвих порушень і навіть повного припинення діяльності органів дихання та кровообігу.

Подразнення тканин організму внаслідок дії електричного струму може бути прямим, коли струм проходить безпосередньо через ці тканини, та рефлекторним (через центральну нервову систему), коли тканини не знаходяться на шляху проходження струму.

5.2. Міри безпеки при обслуговуванні електрообладнання

Оперативне обслуговування електроустановок передбачає [13] періодичні та позачергові огляди електрообладнання, контроль і облік електроенергії, оперативні перемикання. Обслуговування електроустановок здійснюється інженерно-технічним, черговим і оперативно-ремонтним персоналом. Обов'язки, закріплені за персоналом даної електроустановки, визначаються інструкціями, в яких викладені конкретні заходи з електробезпеки та пожежобезпеки стосовно до експлуатаційного персоналу. При обслуговуванні електроустановок напругою вище 1000В старший в зміні або черговий повинні мати кваліфікаційну групу з ТБ не нижче IV, а в ЕУ до 1000В - не нижче III [13].

Огляд електрообладнання, що знаходиться під напругою, пов'язаний з небезпекою враження електричним струмом, який виникає при випадковому дотику до струмоведучих частин або наближення до них на відстань, коли можливо перекриття повітряного проміжку і враження через електричну дугу. Для уникнення ураження електричним струмом під час огляду діючих ЕУ, необхідно дотримуватися таких заходів безпеки. При огляді ЕУ напругою вище 1000В однією особою не дозволяється проникати за огорожі і входити в камери РП. Оглядати електрообладнання слід тільки з порога комірки або стоячи перед бар'єром.

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При виявленні під час огляду випадкового замикання струмоведучих частин на землю, забороняється до відключення пошкодженої ділянки наближатися до місця замикання менш 8м. на ВРП і 4м. в ЗРП для уникнення враження кроковою напругою. Якщо необхідно приблизитися до місця КЗ, то слід застосовувати засоби захисту (діелектричні боти, калоші). У ЕУ до 1000В під час огляду електрообладнання забороняється виконувати будь-які роботи на цьому обладнанні, за винятком роботи, пов'язані з попередженням аварії або нещасного випадку. Також забороняється знімати огороження струмоведучих частин і наближатися до них на небезпечну відстань.

Зміна згорілих плавких вставок запобіжників повинна виконуватися при знятій напрузі. Зміну плавких вставок закритих запобіжників допускається проводити під напругою, але при відключеному навантаженні. Ця робота виконується з застосуванням індивідуальних засобів захисту від електроураження.

Оперативні перемикання в РП підстанції проводиться черговим або оперативним ремонтним персоналом за розпорядженням або з відома вищого чергового електротехнічного персоналу, відповідно до встановленого на підприємстві режиму роботи.

У РП вище 1000В складні оперативні перемикання, виконані більш ніж на одне приєднання, повинні виконуватися двома особами. Одній особі з числа чергового або оперативного персоналу дозволяється виконувати перемикання тільки в ЕУ, обладнаних блокуваннями роз'єднувачів, що не допускають їх відключення під навантаженням.

Технічними заходами щодо забезпечення безпеки робіт у ЕУ є:

- відключення ремонтуємого електрообладнання та вжиття заходів проти його помилкового включення;
- встановлення тимчасових огорож на не відключених струмовідних частинах і вивішування заборонних плакатів;
- приєднання переносного заземлення;
- огороження робочого місця та вивішування на них дозволяючого плаката.

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При роботі поблизу струмоведучих частин що знаходяться під напругою, необхідно забезпечити відповідне розташування персоналу по відношенню до струмоведучих частин, дотримуючись мінімальні відстані до них. Неприпустима робота в зігнутому положенні, якщо при випрямленні, відстань від будь-якої точки тіла до струмоведучих частин буде меншою допустимої. У приміщеннях, особливо небезпечних щодо ураження електричним струмом людей, заборонені всі види робіт.

При експлуатації об'єкта можливі наступні небезпечні фактори:

- ураження електричним струмом при дотику до струмоведучих частин;
- ураження електричним струмом при дотику до струмоведучих частин нормально не знаходяться під напругою;
- вплив електромагнітного поля на організм;
- ураження електричним струмом під час роботи з несправним інструментом і засобів індивідуального та колективного захисту;
- ураження обслуговуючого персоналу, що знаходиться в зоні розтікання електричного потенціалу при замиканні на землю;
- можливість падіння персоналу з висоти;
- можливість ураження персоналу при проведенні комутаційних операцій.

Для запобігання впливу небезпечних факторів на персонал, необхідно передбачати такі заходи:

- персонал повинен діяти згідно ПТБ при роботі в електроустановках;
- повинна проводитися щорічна перевірка знань, інструктаж з техніки безпеки;
- при неможливості обмеження часу перебування персоналу під впливом електричного поля необхідно застосувати екранування робочих місць: екрани над переходами, що екранують козирки і навіси над шафами управління, знімні екрани при ремонтних роботах;
- установка заземлювального контуру, заземлення та занулення устаткування;
- дотримання відстаней до струмоведучих частин;

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- виконання організаційно-технічних заходів для безпечного проведення робіт.

5.3. Первинні засоби гасіння пожежі в електроустановках

Однією з важливих вимог при проектуванні електроустановок є вживання відповідних заходів по захисту устаткування, кабелів і приміщень від пожежі і вибуху. У комплекс протипожежних[10] заходів входять: протипожежний водопровід, стаціонарні установки для пожежогасіння, ручні засоби.

Всі підприємства промисловості та сільського господарства та розподільчі пристрої повинні бути забезпечені первинними засобами пожежогасіння, до яких належать пожежні гідранти (водні та повітряно-пінні), внутрішні пожежні водопроводи (крани), вогнегасники (хімічно-пінні, газові, порошкові), бочки з водою, лопати, відра, сухий пісок та інші).

Для гасіння пожеж застосовують воду, водяні емульсії, галогенові вуглеводні, хімічну та повітряно-механічну піну, водяну пару, діоксид вуглецю, інертні гази, порошки, тощо. Вогнегасний ефект води полягає в змочуванні поверхонь, зволоженні та охолодженні речовин, що горять, механічному збиванні полум'я струменем води. Воду не можна гасити рідкі горючі речовини, електроустановки, що перебувають під напругою, лужні метали.

Вогнегасники є найбільш мобільним та ефективним засобом пожежогасіння і призначені для тушіння пожеж на початковій стадії їх виявлення. Вирішення задач про раціональне розміщення вогнегасників і їх кількості тісно пов'язані з визначенням величини швидкості розповсюдження пожежі та імовірної швидкості її гасіння. Під швидкістю розповсюдження пожежі треба розуміти – приріст площини, яка загоряється в одиницю часу. Для тушіння пожежі необхідно, щоб швидкість тушіння була вища за швидкість розповсюдження пожежі.

Пожежу найлегше ліквідувати в початковій стадії, починаючи тушити від периферії до центру. Успішна ліквідація займань можлива тільки в результаті чітких та швидких дій. Для цього треба знати будову, принцип дії

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

вогнегасників та вміти ними користуватися. Часто застосовують застосовуються такі вогнегасники[13]: хімічно-пінні ОХП-10, ОПМ, ОХВП-10; порошкові ОП-1Б, ОП-2Б, ОП-8Б, ОП-10, тощо; вуглекислотні ОУ-2, ОУ-5, ОУ-7; вуглекислотні - брометиллові ОУБ-2-3.

5.4. Розрахунок грозозахисту

На ізоляцію електроустаткування діють перенапруження від [13] грозових розрядів, які є зовнішніми перенапруженнями. У електричному відношенні удар блискавки можна вважати джерелом струму, оскільки він є електричним розрядом між хмарою і землею або між хмарами. У хмарах накопичується потужні розряди висхідних повітряних потоків і інтенсивної конденсації в них водяної пари. У міру концентрації зарядів збільшується напруженість електричного поля, і коли вона досягає критичного стану (20-25 кВ/см)[13] в залежності від висоти хмари над землею проходить грозовий розряд.

Блискавка може розрядитися через опір електроустановки або ударити поблизу об'єкту, що захищається. В цьому випадку виникає індуковане перенапруження, від якого також має бути передбачений захист. Зокрема на повітряних лініях 35кВ, виконаних за допомогою залізобетонних і металевих опор, в районах з частими і сильними грозами повинні передбачатися блискавкозахисні троси і розрядники.

Відкриті струмопроводи напругою 6-10кВ також мають бути захищені від прямих ударів блискавки за допомогою окремих блискавковідводів, що стоять, на відстані не менше 5м. від струмопроводів або за допомогою тросів, підвішених на окремих опорах. Заземлення блискавко-приймаючих пристроїв виконується відособленими заземлювачами, що не мають з'єднання із заземлюючими контурами опор. На шинах підстанції, до яких підключені струмопроводи, встановлюються обмежувачі перенапруг.

Блискавкозахист складається з чотирьох конструктивних елементів: блискавкоприймача, що несе конструкцію; струмопроводів; заземлювача. Блискавкоприймач безпосередньо сприймає прямий удар блискавки, який по

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

струмопроводу йде в землю. Заземлювач служить для зниження потенціалу елементів блискавководу. Несуча конструкція, може бути виконана у вигляді дерев'яної, металевої або залізобетонної опори. За типом приймачів струмопроводи бувають стрижньові і тросові, та горизонтально підвішені проводи, з'єднані струмопроводом з заземлювачами.

Тросові блискавководи застосовують для захисту струмопроводов і гнучких зв'язків підстанції, а також для захисту повітряних ліній довжиною 1-3км. На підході до підстанції. Будівлі електростанцій і підстанцій відносяться до об'єктів першої категорії по пристрою грозозахисту. Для об'єктів першої категорії захисна зона відноситься до типу а.

Габарити підстанції: довжина $A=35\text{м}$, ширина $B=30\text{м}$, висота $h=4,5\text{м}$. Приймаємо виконання захисту двома металічними блискавководами, що окремо стоять, стрижньового типа заввишки 20м ., відстань між громовідводами $L=32\text{м}$. По формулах для подвійного стрижньового громовідводу визначаємо параметри грозозахисту.

Визначаємо висоту вершини конуса $h_0, \text{м}$ стрижньового грозозахисту:

$$h_0 = 0,85h,$$

(5.1)

де h - повна висота стержньового блискавководу,

$$h_0 = 0,85 \cdot 20 = 17\text{м}.$$

Знаходимо висоту середньої частини $h_c, \text{м}$ подвійного стержньового блискавководу:

$$h_c = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h)(L - h),$$

(5.2)

де L - відстань між двома стержньовими блискавкозахистами,

$$h_c = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20)(32 - 20) = 14,9\text{м}.$$

Знаходимо радіус захисту на висоті захищаємої споруди $r_x, \text{м}$:

$$r_x = (1,1 - 0,002h)(h - \frac{h_x}{0,85}),$$

(5.3)

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де h_x - висоті захищеної споруди, м,

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \left(20 - \frac{4,5}{0,85} \right) = 15,6 \text{ м.}$$

Розраховуємо радіус захисту на рівні землі r_0 , м:

$$r_0 = (1,1 - 0,002h)h, \quad (5.4)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 20)20 = 21,2 \text{ м.}$$

Знаходимо радіус середньої частини двійного стержньового блисківдводу на висоті захищеного об'єкту r_{cx} , м:

$$r_{cx} = r_0 \frac{h_c - h_x}{h_c}, \quad (5.5)$$

$$r_{cx} = 21,2 \frac{14,9 - 4,5}{14,9} = 15 \text{ м.}$$

Радіус середньої частини зони подвійного стержньового блискавковідводу на рівні землі в даному випадку дорівнює: $r_c = r_0 = 21,2 \text{ м.}$

Знаходимо висоту стержньового блискавковідводу h_m , м:

$$h_m = h - h_0, \quad (5.6)$$

$$h_m = 20 - 17 = 3 \text{ м.}$$

Знаходимо активну висоту блискавковідводу h_a , м,

$$h_a = h - h_x, \quad (5.7)$$

$$h_a = 20 - 4,5 = 15,5 \text{ м.}$$

Розраховуємо кут захисту α , град:

$$\alpha = \arctg \frac{r_0}{h_0}, \quad (5.8)$$

					МП.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\alpha = \arctg \frac{21,2}{17} = 51,3^\circ.$$

Знаходимо кут φ , град:

$$\varphi = \arcsin \frac{B}{2r_x},$$

(5.9)

$$\varphi = \arcsin \frac{30}{2 \cdot 15,6} = 74,1^\circ.$$

Знаходимо максимально можливу довжину об'єкту A_{\max} , м при якій він знаходиться в зоні грозозахисту:

$$A_{\max} = L + 2r_x \cos \varphi,$$

(6.10)

$$A_{\max} = 32 + 2 \cdot 15,6 \cdot 0,3 = 41,36 \text{ м}.$$

Таким чином, $A \leq A_{\max} = (35 \text{ м} \leq 41,36 \text{ м})$ і всі останні параметри грозозахисту підходять для даних габаритів підстанції, значить, об'єкт знаходиться в зоні блискавко захисту. Приймаємо для два стержньові блискавководводи заввишки 20 м. Зобразимо в масштабі підстанцію в зоні блискавко захисту (рис.5.1).

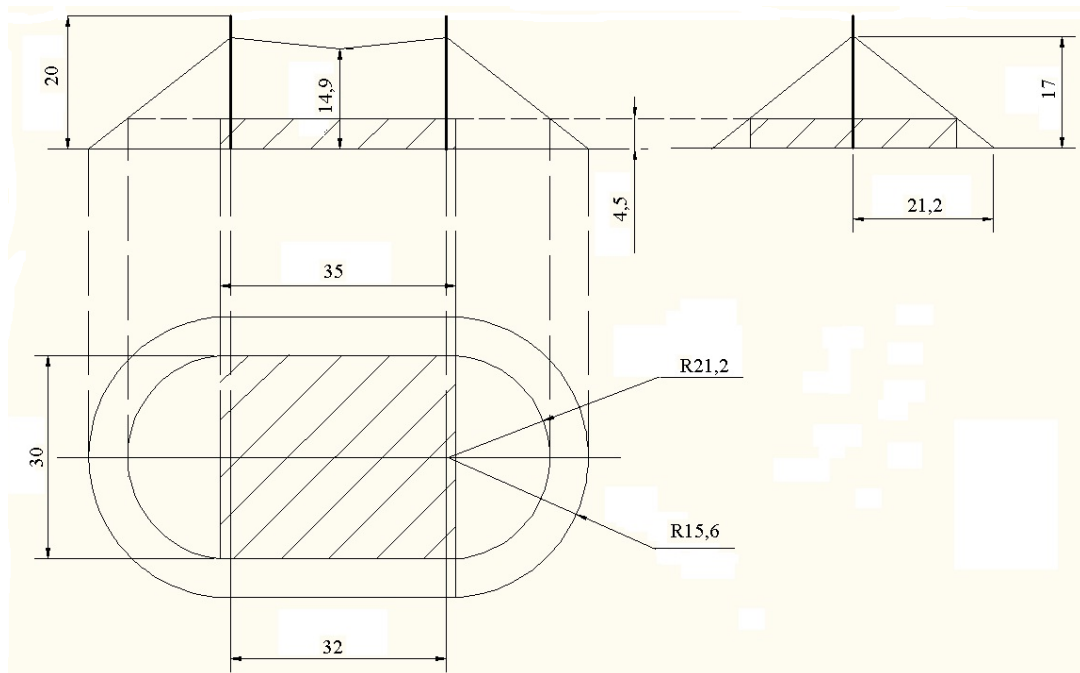


Рис.5.1 Зона блискавкозахисту ТП.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

МР.5.8.141.079.ПЗ

Арк.

74

5.5. Розрахунок заземлюючих пристроїв

Заземлення - навмисне гальванічне з'єднання металічних частин електроустановки із заземлюючим пристроєм. Захисне заземлення - заземлення частин електроустановки з метою забезпечення електробезпеки. Заземлюючий пристрій - сукупність заземлювача і заземлюючих провідників.

Заземлювачем [9] називають металевий провідник або групу провідників, які дотикаються із землею. Розрізняють природні і штучні заземлювачі. Природні заземлювачі - різні конструкції і пристрої, які по своїх властивостях можуть одночасно виконувати функції заземлювачів: водопровідні і інші металеві трубопроводи (окрім трубопроводів горючих або вибухових рідин і газів, а також трубопроводів, покритих ізоляцією від корозії), металеві і залізобетонні конструкції споруд, які мають ненадійне з'єднання з землею.

Під штучними заземлювачами розуміють ті, що закладаються в землю металеві електроди, спеціально призначені для пристрою заземлень. Як штучні заземлювачі застосовують: для вертикального занурення в землю сталеві стрижні діаметром 12-16мм, кутова сталь з товщиною стінки не менше 4мм або сталеві труби (некондиційні) з товщиною стінки не менше 3,5мм; для горизонтального укладання - сталеві смуги завтовшки не менше 4мм або круглу сталь діаметром 6мм.

Заземлюючі провідники служать для приєднання частин електроустановки із заземлювачем. Залежно від розташування заземлювачів відносно заземлюючого електричного устаткування розрізняють виносне і контурне заземлення. При виносному заземлювачі розміщують в стороні від заземлюючого устаткування і в цьому випадку корпуси устаткування знаходяться зовні зони розтікання струмів в землю.

Найбільший струм через заземлення при замиканнях на землю дорівнює: 0,7кА на стороні 35кВ і 2,2кА на стороні 10кВ. Згідно ПУЄ, заземлюючі

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						75
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

пристрої вище 1кВ з заземленою нейтраллю виконується з врахуванням опору $R_3 \leq 0,50\text{М}$ або допустимої напруги дотику.

Заземлюючі для установок 35кВ і вище виконуються[13] із вертикальних заземлювачів, з'єднувальних полос проложених в довжину рядів обладнання, вирівнювальних полос, проложених в поперечному напрямі які створюють заземлюючу сітку з змінним кроком.

Час дії релейного захисту: $t_{p.z.} = 1,5\text{с}$.

Напруга дотику: $U_{np} = 400\text{В}$.

Коефіцієнт дотику:

$$K_n = \frac{M \times \beta}{\left(\frac{l_g \times L_c}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}}$$

(5.11)

де l_g - довжина вертикального заземлювача (5), м;

L_c - довжина горизонтальних заземлювачів, м;

a - відстань між вертикальними заземлювачами, м;

S - площа заземлювача $S = (30 \times 35), \text{м}^2$;

M - параметр, що залежить від опору верхнього і нижнього слою землі (ρ_1 і ρ_2 для $\rho_1 = 450\text{Ом}\cdot\text{м}$ и $\rho_2 = 180\text{Ом}\cdot\text{м}$, $M = 0,69$ [9] ;

β - коефіцієнт що залежить від опору тіла людини R_n і опора розтікання струму від ступнів R_c :

$$\beta = \frac{R_n}{R_n + R_c},$$

(6.12)

де $R_n = 1000\text{Ом}$, $R_c = 1,5\rho_1$.

Потенціал на заземлювачі:

$$U_3 = \frac{U_{np.дон.}}{k_n}.$$

(6.13)

Напруга заземлювача:

$$R_{3.дон} = \frac{U_3}{I_3}.$$

(5.14)

Складемо розрахункову модель для знаходження опору заземлювача:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_6}$$

(5.15)

де $A = (0,444 - 0,84 \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}})$ при $0 \leq \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1$;

(5.16)

$A = (0,385 - 0,25 \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}})$ при $0,1 \leq \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5$;

(7.17) ρ_3 - еквівалентний питомий опір, Ом·м [4];

L_6 - загальна довжина вертикальних;

t - глибина залегання ($t = 1\text{м}$)

$$K_n = \frac{0,69 \cdot 0,6}{\left(\frac{5 \cdot 325}{5\sqrt{30 \cdot 35}} \right)^{0,45}} = 0,147$$

Напряга на заземлювачі:

$$U_3 = \frac{400}{0,147} = 2721 \text{В.}$$

Опір заземлювача:

$$R_{3, \text{дон}} = \frac{2721}{3613} = 0,75 \text{Ом.}$$

Знайдемо сторону розрахункової схеми:

$$\sqrt{S} = \sqrt{30 \cdot 35} = 32 \text{м.}$$

Число заземлювачів на стороні розрахункової (рис.7.2) схеми:

$$m = \frac{L_2}{2\sqrt{S}} - 1,$$

(5.18)

$$m = \frac{325}{2\sqrt{30 \cdot 35}} - 1 = 4,015.$$

приймаємо: $m = 4\text{м.}$

Довжина полос в розрахунковій схемі:

$$L'_2 = 2\sqrt{S}(m+1),$$

$$L'_2 = 2 \cdot \sqrt{32} \cdot (4+1) = 570 \text{м.}$$

Довжина сторони розрахункової схеми:

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$e = \frac{32}{4} = 8 \text{ м.}$$

Число вертикальних заземлювачів по периметру контура:

$$N_e = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{l_e},$$

$$N_e = \frac{32 \cdot 4}{5} = 27.$$

Загальна довжина вертикальних заземлювачів:

$$L_e = l_e \cdot N_e = 5 \cdot 27 = 135 \text{ м.} \quad (5.19)$$

Відносна глибина:

$$\frac{l_e + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{32} = 0,18 \leq 0,2, \text{ отже}$$

$$A = (0,444 - 0,84 \cdot 0,18) = 0,2928.$$

з [9] для $\rho_1 / \rho_2 = 2,5$ $a / l_e = 1$

$$\frac{h_1 - t}{l_e} = 0,02; \rho_s = 1,03.$$

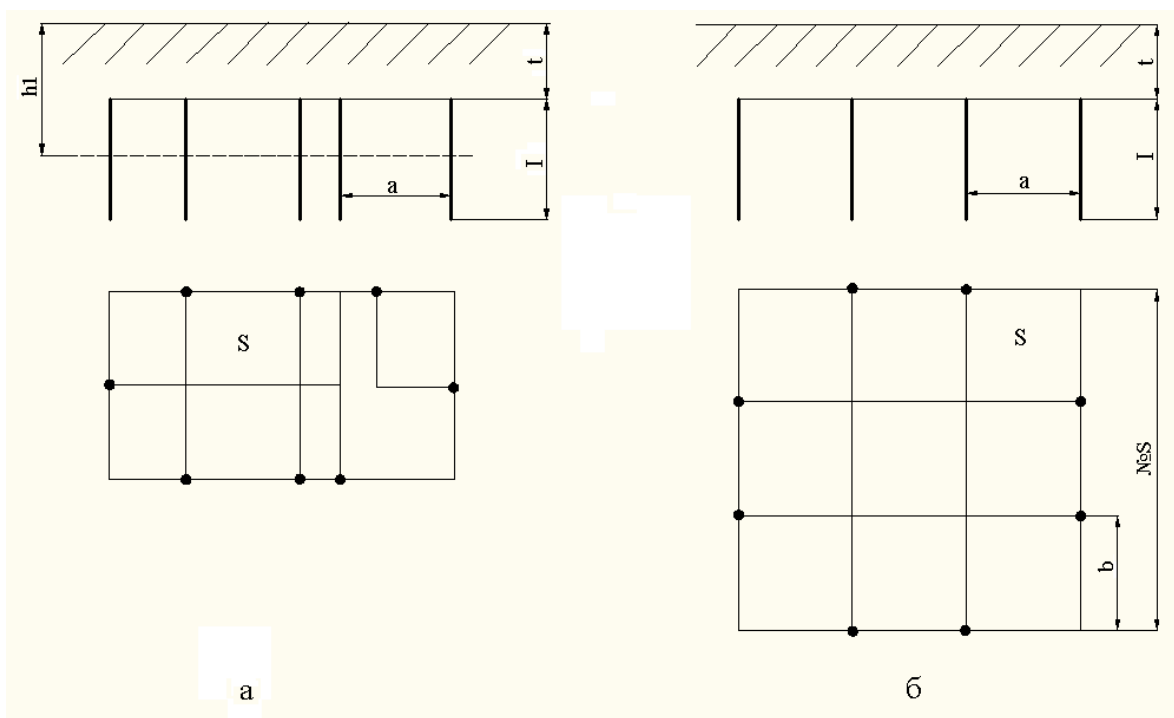


Рис. 5.2. Розрахунок заземлювачів:
а – контур заземлення підстанції; б – розрахункова модель.

Загальний опір заземлювача:

$$R_z = 0,3 \frac{185,4}{32} + \frac{185,4}{570 + 135} = 2 \text{ Ом.}$$

Умова виконується $R_z > R_{z, \text{дон}}$.

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Необхідно приймати міри[9] щодо зниження U_{np} шляхом використання бетонованих доріжок, помостів або підсипання гравію в робочих місцях шаром товщиною 0,2м тоді $\rho = 3000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ $\beta' = \frac{1000}{1000 + 1,5 \times 3000} = 0,18$.

$$k_n = \frac{0,69 \times 0,18}{\left(\frac{5 \times 325}{5 \times \sqrt{30 \times 35}} \right)^{0,45}} = 0,066.$$

Напруга на заземлювачі:

$$U_z = \frac{400}{0,066} = 6061 \text{ В}, \text{ що менше допустимого (10кВ).}$$

Допустимий опір заземлювача:

$$R_{z, \text{доп}} = \frac{6061}{700} = 8,6 > 1,3, R_z < R_{z, \text{доп}}.$$

Напруга дотику:

$$U_{np} = k'_n I_z R_z = 0,06 \cdot 700 \cdot 1,3 = 54,6 \text{ В}, \text{ що менше допустимого 400В.}$$

Знайдемо найбільший допустимий струм, стікаючий з заземлювачів підстанції при однофазному КЗ:

$$I_{z, \text{max}} = \frac{U_{np, \text{доп}}}{k_n R_z} = \frac{400}{0,066 \cdot 1,3} = 4662 \text{ А}.$$

При великих струмах необхідне зниження R_z , за рахунок за рахунок збільшення кількості полос сітки або додаткових вертикальних заземлювачів. Згідно наведеного вище розрахунку заземлення відповідає всім вимогам.

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						79
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

В даному дипломному проекті розроблено ряд заходів з модернізації системи електропостачання групи населених пунктів Семенівського району Чернігівської області.

Проведено підрахунок навантажень споживчих ТП 10/0,4 кВ за умови розвитку електричних мереж з перспективою на 7 років. Вибрано силовий трансформатор. Перевірено лінії 10 кВ на допустиму втрату напруги, обґрунтовано заміну проводів на частині ліній 10 кВ. Розраховано струми короткого замикання на стороні 10 кВ. Проведено вибір апаратури в РП-10 кВ. Обґрунтовано структуру та апаратний склад АСКОЕ. Описано техніко-економічне обґрунтування проекту.

Аналізуючи отримані результати можна зробити наступні основні висновки:

1. Завдяки заміні силових трансформаторів на РТП 35/10кВ ТМ-1600/35 на ТМН-2500/35 збільшено пропускну здатність системи електропостачання, а також зменшено втрати електричної енергії в трансформаторах на 10 %;
2. Замінивши існуючі провoda на ПЛ-10кВ Л-5 "Побузьке-ІІ" зменшено втрати напруги в лінії до номінальних значень;
3. Модернізація комірки 10 кВ, заміна обладнання на більш сучасне, дозволили підвищити ефективність та надійність електропостачання споживачів;
4. Впровадження АСКОЕ дозволить зменшити комерційні втрати електричної енергії, підвищити надійність та якість електропостачання.

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Арк.
						80
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Література

- 1 Електричні мережі та системи. Підручник. Сегеда М.С. / Трете видання, доповнене та перероблене. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2015. 540 с. ISBN 978-617-607-831-9
- 2 Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебедин-ський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми: Сумський державний університет, 2018.– 214 с.
- 3 3202 Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему „Розрахунок замкнутої електричної мережі” з курсу „Електричні системи та мережі” / укладачі: І. Л. Лебединський, С. М. Лебеда, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с.
- 4 Правила улаштування електроустановок - 5-те вид., переробл. й доповн. – Харьков, Форт, 2014. – 782 с.
- 5 Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2005. - 52 с
<http://www.energyland.info/files/library/487586c140e2946c28be316bcbd800a3.pdf>
- 6 Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. / Вінниця: ВДГУ, 2002.–с.116
с.<http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/posibn/cf207246a5ffede8257f5b865a7b60d9.pdf>
- 7 СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011. Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Київ. Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 399 від 21.06.2013.

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Лист
						81
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

8 Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій

http://eprints.kname.edu.ua/48453/1/2015_%D0%BF%D0%B5%D1%87_89%20%D0%9B%20%D0%9A%D1%83%D1%80%D1%81%20%D0%BB%D0%B5%D0%BA.pdf

9 Методичні вказівки до практичних занять з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (для слухачів другої вищої освіти спеціальності 7.05070103 – Електротехнічні системи електроспоживання (за видами)) / Харків. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад. : В. М. Гаряжа, Є. Д. Дьяков, Г. В. Капустін. – Х. : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2015.– 44 с.

10 Сегеда М.С., Гапанович В.Г., Олійник В.П., Покровський К.Б. Проектування структурних схем електростанцій та підстанцій: навч. посіб. – Львів: Вид-во НУ «ЛП», 2010.

11 Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. Львів: Вид-во НУ «Львівська політехніка», 2015. – 504 с.

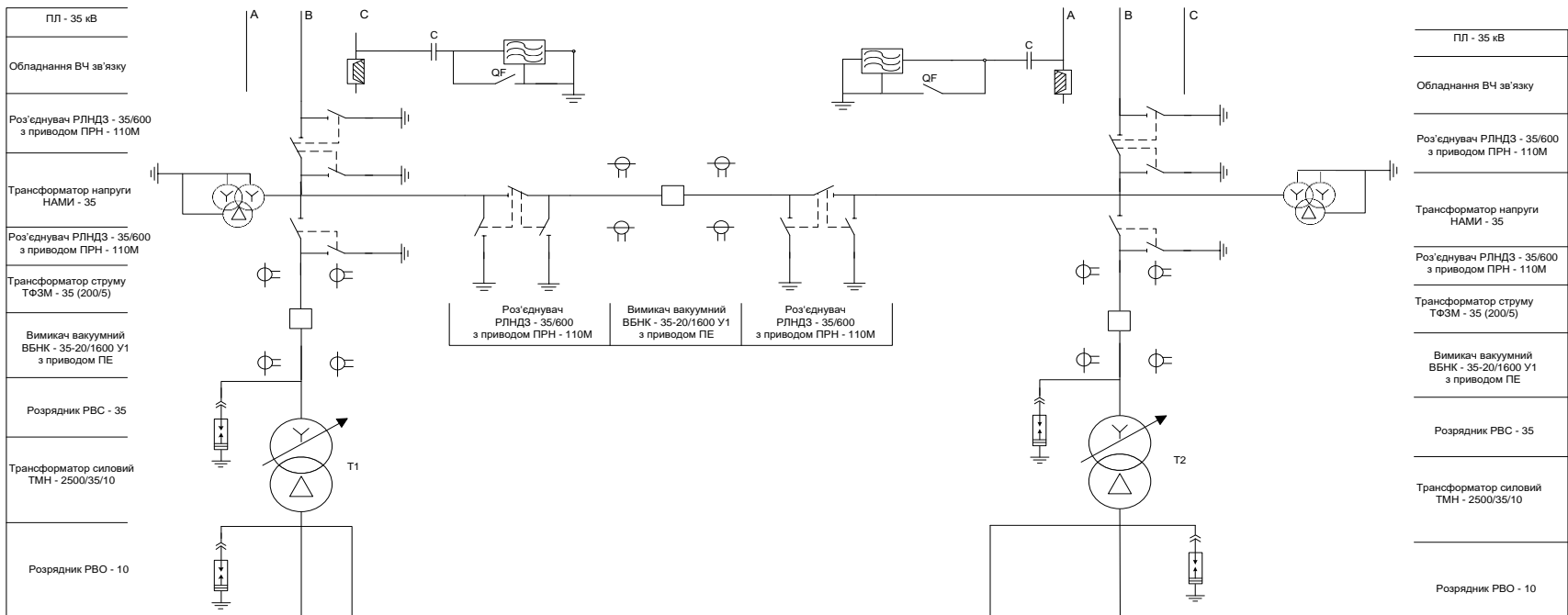
12 Методичні вказівки до проведення практичних занять з курсу «Релейний захист та автоматика» / Харк. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад.: Д. С. Шимук. – Х.: ХНУМГ, 2013 – 60 с.

13 Перехідні процеси в системах електропостачання: підручник для ВНЗ / Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, Л.І. Несен, за ред. Г.Г. Півняка М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – 5-те вид., доопрац. та допов. – Дніпро : НГУ, 2016. – 600 с

14 ДСТУ ІЕС 60909-0:2007. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму (ІЕС 60909-0:2001, ІДТ).

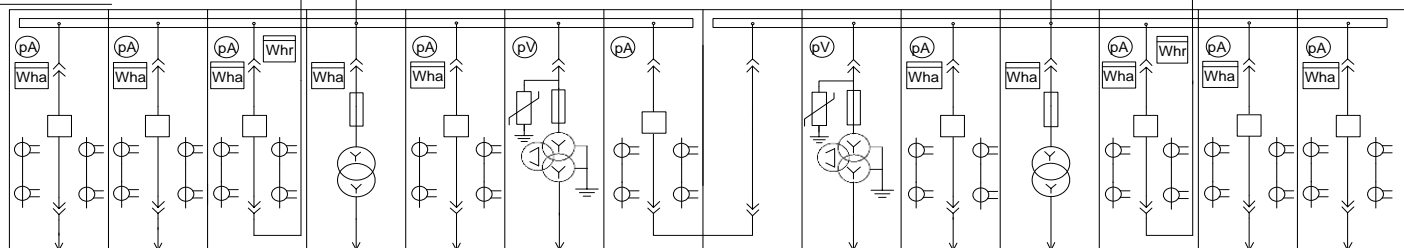
15 ДСТУ ІЕС 60909-4:2008. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму

					MP.5.8.141.079.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		82



- ПЛ - 35 кВ
- Обладнання ВЧ зв'язку
- Роз'єднувач РЛНДЗ - 35/600 з приводом ПРН - 110М
- Трансформатор напруги НАМИ - 35
- Роз'єднувач РЛНДЗ - 35/600 з приводом ПРН - 110М
- Трансформатор струму ТФЗМ - 35 (200/5)
- Вимикач вакуумний ВБК - 35-20/1600 У1 з приводом ПЕ
- Розрядник РВС - 35
- Трансформатор силовий ТМН - 2500/35/10
- Розрядник РВО - 10

- ПЛ - 35 кВ
- Обладнання ВЧ зв'язку
- Роз'єднувач РЛНДЗ - 35/600 з приводом ПРН - 110М
- Трансформатор напруги НАМИ - 35
- Роз'єднувач РЛНДЗ - 35/600 з приводом ПРН - 110М
- Трансформатор струму ТФЗМ - 35 (200/5)
- Вимикач вакуумний ВБК - 35-20/1600 У1 з приводом ПЕ
- Розрядник РВС - 35
- Трансформатор силовий ТМН - 2500/35/10
- Розрядник РВО - 10



Призначення	ПЛ - 10кВ 58-01 Гуляківка	ПЛ - 10кВ 58-02 Фрема	Ввод №1	Трансформатор власних потреб	ПЛ - 10кВ 58-03 Доворошівка	Трансформатор напруги і розрядники	Секційний вимикач	Трансформатор напруги і розрядники	ПЛ - 10 кВ 58-04 Озерки	Трансформатор власних потреб	Ввод №1	ПЛ - 10кВ 58-05 Стукалівка	ПЛ - 10кВ 58-06 Рудка
Номер шафи	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Номер схеми первинних відраць	011	011	021	052	011	042	032	042	011	052	021	011	011
Номер схеми вторинних відраць	ВК-III-13а	ВК-III-13а	ВК-III-21	ВК-III-51	ВК-III-13а	ВК-III-45а	ВК-III-32	ВК-III-45а	ВК-III-13а	ВК-III-51	ВК-III-21	ВК-III-13а	ВК-III-13а
Вимикач	ВВ/TEL-10	ВВ/TEL-10	ВВ/TEL-10	ВВ/TEL-10	ВВ/TEL-10	ВВ/TEL-10	ВВ/TEL-10	ВВ/TEL-10	ВВ/TEL-10	ВВ/TEL-10	ВВ/TEL-10	ВВ/TEL-10	ВВ/TEL-10
Принцип	Вбудований електромагніт	Вбудований електромагніт	Вбудований електромагніт	Вбудований електромагніт	Вбудований електромагніт	Вбудований електромагніт	Вбудований електромагніт	Вбудований електромагніт	Вбудований електромагніт	Вбудований електромагніт	Вбудований електромагніт	Вбудований електромагніт	Вбудований електромагніт
Трансформатор струму	ТПЛ - 10	ТПЛ - 10	ТВЛМ-10/1000/5	ПК - 10	ТПЛ - 10	ПК - 10	ТВЛМ-10/300/5	ПК - 10	ТПЛ - 10	ПК - 10	ТВЛМ-10/1000/5	ТПЛ - 10	ТПЛ - 10
Запобіжник													
ОПН						ОПН-КС/TEL-10		ОПН-КС/TEL-10					
Трансформатор напруги						НАМИ-10 У1		НАМИ-10 У1					
Трансформатор				ТМ - 40/10 У1							ТМ - 40/10 У1		

MP.5.8.141.079.ГЧ

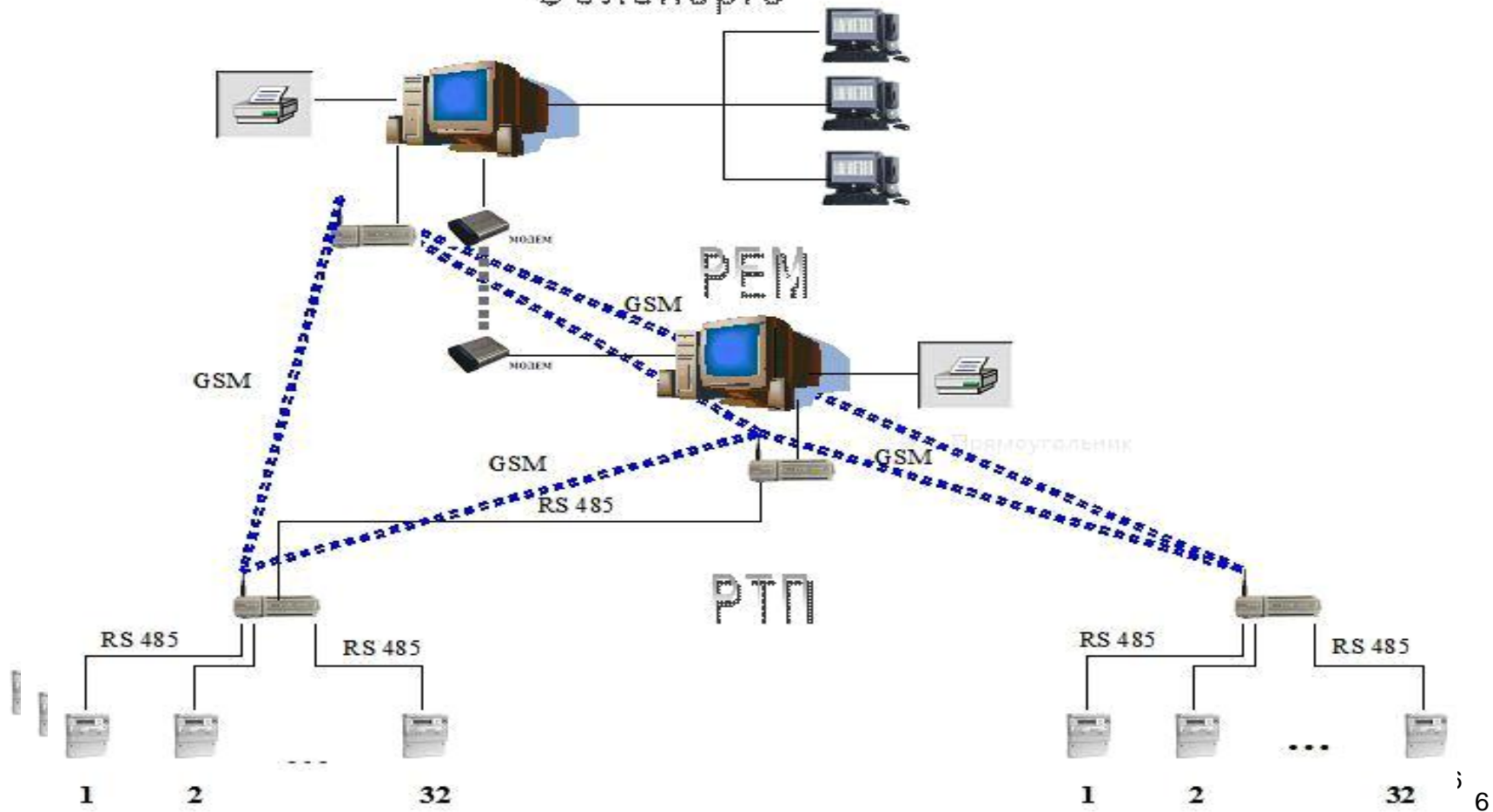
Головна схема підстанції 35/10 кВ „Капітанівка“

Зм.	Арх.	№ докум.	Підпис	Дата
	Розроб.	Львів В.В.		
	Проєкт.	Сіренко Г.П.		
	Т.Контр.			
	Н.Контр.			
	Зам. зам.	Необ'єднано		
	Зам.			

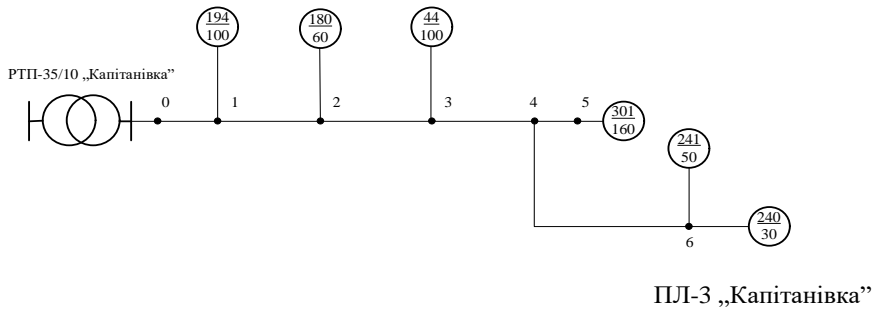
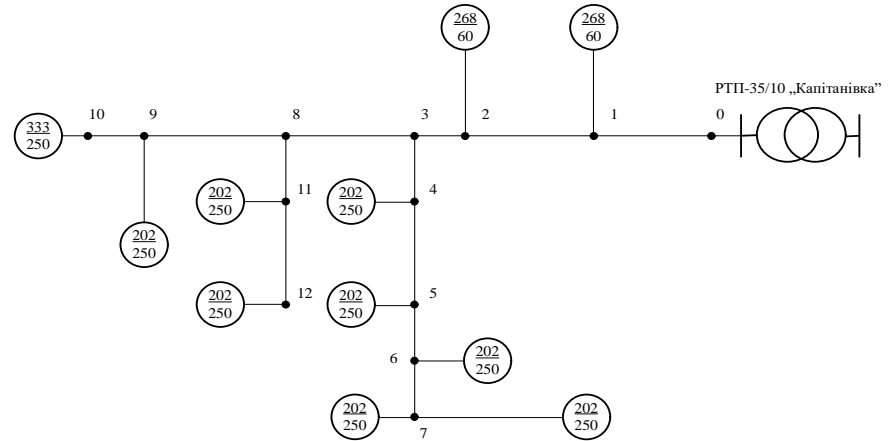
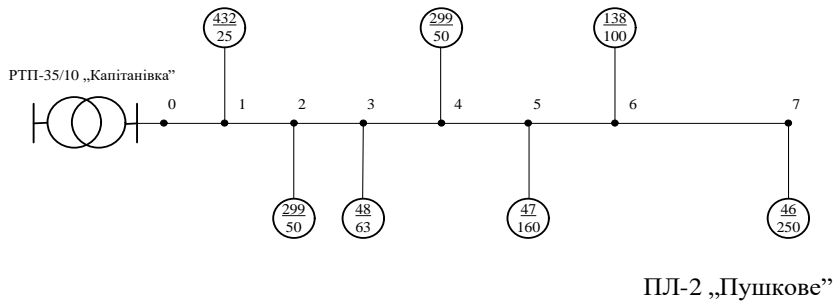
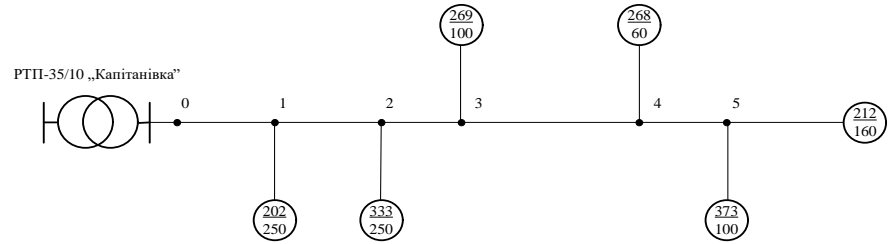
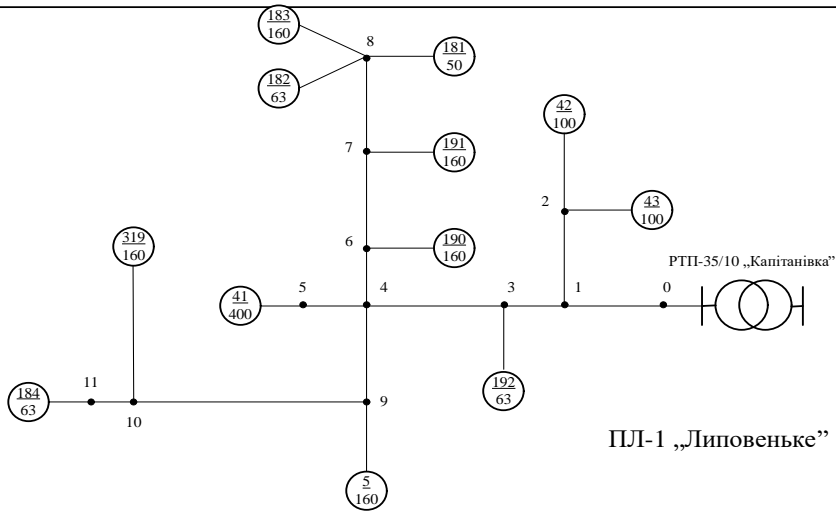
Листа	Маса	Масштаб
1		

Сумський державний університет кафедри електроенергетики ім. Євгена Дідика

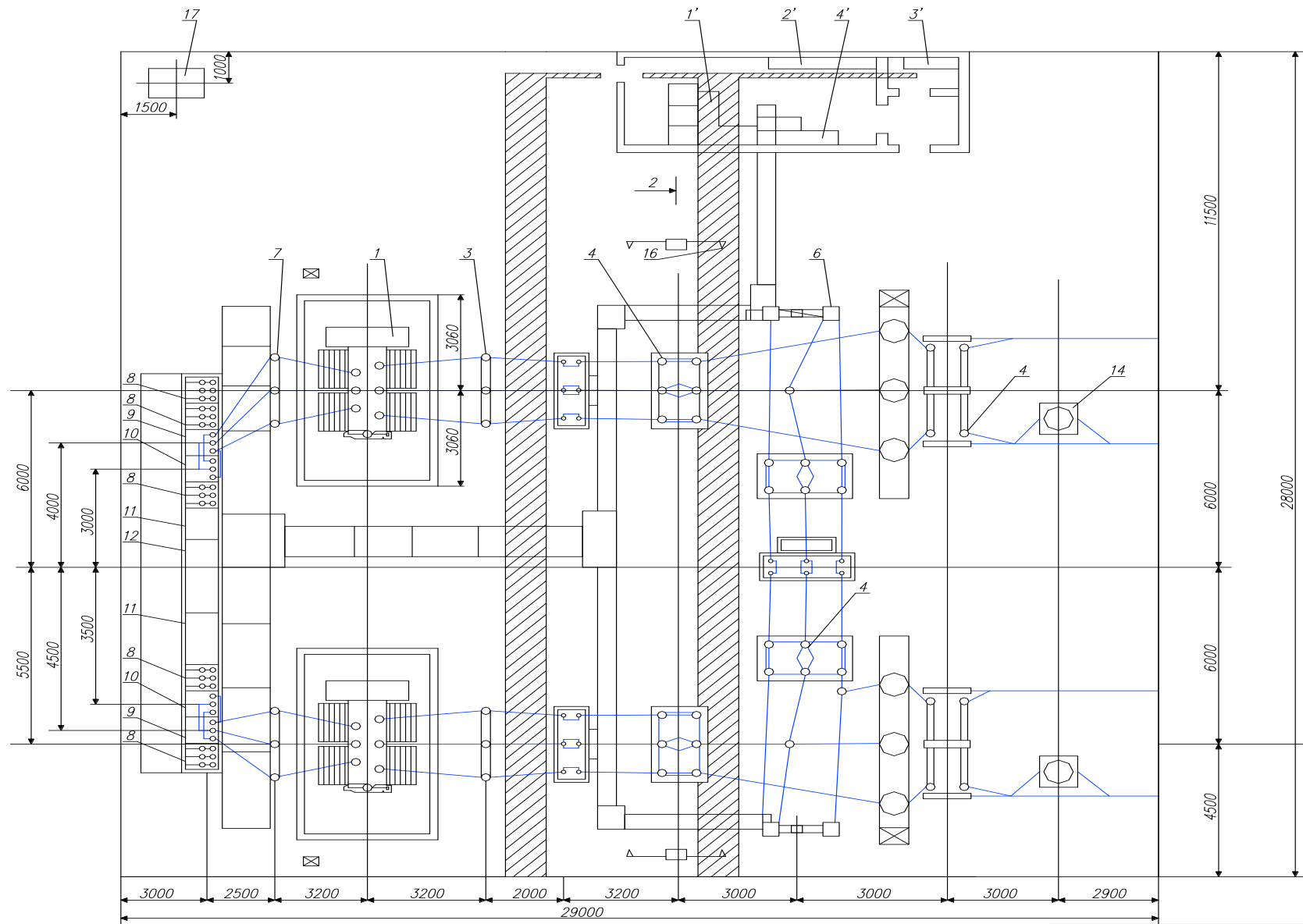
Обленерго



				MP.5.8.141.079.ГЧ			
Зм	Арх	Модифік	Підпис	Дата	Листів	Маса	Месурів
Розробив	Пирів В.В.				7		
Перевірив	Сибілюк Г.П.						
Рецензент					Лист 5		Листів 6
Начальник					СунДУ ЕТМдн-91 П		
Затверд	Підписаний						



				МР.5.8.141.079.ГЧ		
Зм. Акт.	№ Опубл.	Підпис	Дата	Літера	Маса	Масштаб
Розроб.	Липів В.В.			Т		1:1000
Перевір.	Савица Г.П.			Лист 4	Листів 4	
Н.Контр.				Сум ДУ, ЕТМД-71П		
Датум розробки						



2

MP.5.B.141.079.ГЧ			
Литера	Маса	Масштаб	
Г		1:1000	
План підстанції 35/10кВ			
Лист 4		Листів 4	
Сум ДУ, ЕТМДн-71П			

Зад. Асс.	№ Форм.	Листів	Дата
Розроб.	Листів	Р.В.	
Перевір.	Семьос	Г.П.	
І.Контр.			
Затверд.	Лесбедінский		