

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Інженерно-технологічний факультет
Кафедра енергетики та електротехнічних систем

До захисту
Допускається
Завідувач кафедри енергетики та
електротехнічних систем

доцент Чепіжний А.В.

КВАЛІФІКАЦІЙНИЙ ПРОЕКТ
за першим бакалаврським рівнем вищої освіти

На тему: «Реконструкція системи електропостачання частини м. Кролевець, з розробкою технологічних карт монтажу повітряних ліній Філії Кролевецького РЕМ»

Виконав

_____ (підпис)

Гапич В.О.
(прізвище, ініціали)

Група

ГЕЕ 2101 с.т.

Керівник:

_____ (підпис)

Чепіжний А.В.
(прізвище, ініціали)

Суми – 2024

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Інженерно-технологічний факультет
Кафедра енергетики та електротехнічних систем

Ступінь вищої освіти «Бакалавр»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

завідувач кафедри енергетики та
електротехнічних систем

доцент _____ Чепіжний А.В.
(підпис, вчене звання, прізвище, ініціали)

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНИЙ ПРОЕКТ
ЗДОБУВАЧУ ВИЩОЇ ОСВІТИ

Гачич Вадим Олегович
(прізвище, ім'я та по батькові)

1. Тема (бакалаврського) проекту: «Реконструкція системи електропостачання частини м. Кролевець, з розробкою технологічних карт монтажу повітряних ліній Філії Кролевецького РЕМ»

керівник проекту: Чепіжний Андрій Володимирович, к.т.н., доцент

затверджено наказом по університету від «___» _____ 2024 р. № _____

2. Термін подання здобувачем закінченого проекту «20» травня 2024 р.

3. Вихідні дані до проекту Матеріали обстеження об'єкту, технічна література, нормативна документація, державні стандарти.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, що підлягають розробці)

Вступ.

1 Визначення особливостей району проектування.

2 Розрахунок ЛЕП для району проектування.

3 Особливості виконання монтажних робіт повітряних ліній електропередачі.

4 Охорона праці.

5 Техніко-економічне обґрунтування.

Висновки та пропозиції.

Список використаної літератури.

5. Перелік графічного матеріалу (з точною вказівкою обов'язкових креслень)

1. Схема електрична мережі 0,4кВ частини м. Кролевець. Схема електрична розташування

Підстанція трансформаторна. Кола первинної комутації. Схема електрична принципова

Підстанція трансформаторна 10/0,4кВ. Вигляд загальний

Карта технологічна монтажу ПЛ-04 кВ. Таблиця

Показники техніко-економічні. Таблиця

6. Консультанти розділів проекту (з вказівкою розділів, що відносяться до проекту)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата
Охорона праці		
Економічне обґрунтування		
Нормоконтроль		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційного проекту	Строк виконання етапів кваліфікаційного проекту	Примітки
1	Збір інформації про діяльність господарства	05.09.2023 р. – 30.09.2023 р.	
2	Аналіз літературних джерел з обраної тематики	02.10.2023 р. – 02.12.2023 р.	
3	Складання плану роботи	04.12.2023 р. – 09.12.2023 р.	
4	Написання вступу та розділу 1	11.12.2023 р. – 21.12.2023 р.	
4	Написання розділів 2 та 3. Підготовка листа 1 та 2 графічної частини.	05.02.2024 р. – 02.03.2024 р.	
5	Написання розділів 4, 5 та 6. Підготовка листів 3 та 4 графічної частини.	04.03.2024 р. – 06.04.2024 р.	
6	Написання розділів 7, 8 та 9. Підготовка листа 5 та 6 графічної частини.	08.04.2024 р. – 04.05.2024 р.	
8	Написання висновків	06.05.2024 р. – 11.05.2024 р.	
9	Подання проекту на перевірку унікальності до експертної ради факультету	до 13.05.2024 р.	
10	Подання проекту на рецензування	до 20.05.2024 р.	
11	Подання до попереднього захисту	до 27.05.2024 р.	

Здобувач вищої освіти

_____ (Ганич В.О.)
(підпис) (прізвище, ініціали)

Керівник кваліфікаційного проекту

_____ (Чепіжний А.В.)
(підпис) (прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Реконструкція системи електропостачання частини м. Кролевець, з розробкою технологічних карт монтажу повітряних ліній Філії Кролевецького РЕМ. Кваліфікаційний проект / Гапич Вадим Олегович – Суми: СНАУ, 2024 р. – 50 с.

В роботі проведено аналіз основної частини міста Кролевець з аналізом особливостей організації електропостачання, споживачів та інших показників необхідних для проведення розрахунків.

Виконано розрахунки навантажень для трансформаторних підстанцій на лініях електропостачання та інших елементах електричної мережі. Виконано розрахунки та обрано проводи і кабелі необхідні для навантаження.

Наведено технологічну карту виконання монтажу повітряних ліній електропередачі для міста Кролевець, з вказанням особливостей та необхідної кількості працівників для виконання робіт.

Проведено аналіз заходів з охорони праці та наведено особливості виконання робіт з монтажу повітряних ліній електропередачі. Виконано техніко-економічне обґрунтуванням запропонованих рішень. По роботі наведено висновки та запропоновано основні заходи для подальшої реалізації запропонованих заходів.

Ключові слова: повітряна лінія електропередачі, електропостачання, фідер, район електропостачання, економічні показники, схеми монтажу, навантаження, перетин проводів, напруга.

Іл. 12

Бібл. 31

Табл. 4

					<i>КП.06.03.002.ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		Гапич В.О.			<i>Пояснювальна записка</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>		Чепіжний А.В.					5	50
						<i>СНАУ, 2024</i>		
<i>Н. Контр.</i>		Рибенко І.О.						
<i>Затверд.</i>		Чепіжний А.В.						

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 ВИЗНАЧЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ РАЙОНУ ПРОЕКТУВАННЯ.....	8
1.1 Опис кліматичних особливостей району проектування.....	8
1.2 Особливості організації електропостачання міста.....	9
1.3 Опис обраної частини міста для проведення заходів з реконструкції з аналізом перспектив розвитку регіону.....	10
2 РОЗРАХУНОК ЛЕП ДЛЯ РАЙОНУ ПРОЕКТУВАННЯ.....	12
2.1 Проведення основних розрахунків визначення навантаження м. Кролевець.....	12
2.2 Проведення розрахунків значень навантаження для обраних повітряних ліній 0,4 кВ.....	15
2.3 Розрахунок мереж на значення допустимих втрат напруги.....	21
2.4 Визначення необхідних перетинів проводів для всіх ліній підстанції.....	24
2.5 Розрахунок та визначення основних елементів для повітряних ліній.....	25
3 ОСОБЛИВОСТІ ВИКОНАННЯ МОНТАЖНИХ РОБІТ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ.....	28
3.1 Особливості монтажу повітряних ліній електропередачі.....	28
3.2 Особливості кріплення проводів на різних опорах.....	32
3.3 Особливості кріплення проводів на проміжних опорах.....	34
3.4 Особливості проведення технологічної карти виконання монтажних робіт проводів повітряної лінії.....	36
4 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	37
5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ.....	39
ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ.....	43
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	44
Додаток А.....	47
Додаток Б.....	48
Додаток В.....	49

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Ситуація сьогодні в Україні тягне за собою доволі велике пошкодження електричних мереж різноманітних їх елементів. Зазначимо, що проблема до війни була з електричними мережами в тому, що обладнання було доволі застаріле. Все обладнання в енергетиці району проектування використовувалось ще за радянських часів, а отже не мало капітальних ремонтів.

Ситуація з капітальними ремонтами електричних мереж була доволі проблематичними, адже через складнощі в наявності та виробництві нового обладнання була доволі складною. Така ситуація привела до граничного стану електричних мереж в Україні, але наступна проблема з обстрілами енергетики країни нанесла більш непоправний ефект в електричних мережах.

Необхідність реконструкції електричної частини району проектування викликана також і тим, що є проблема в розвитку регіону, що супроводжується збільшенням навантаження на електричну мережу. Основна проблема пов'язана з розвитком промисловості та збільшенням потужностей підприємств регіону та утворенням нових підприємств, що виникають в більшості випадків на певних окраїнах міста.

Нові більш потужні підприємства, що використовують різноманітне електрообладнання потребує побудови нових ліній електропередачі до них, а також необхідності правильності узгодження та підключення до підстанцій, що розміщуються в різних місцях міста.

Вирішення подібних проблем потребує також обґрунтування економічних показників відповідно до обраних рішень. Необхідною умовою також є і проблеми забезпечення необхідних показників надійності та інших показників відповідно до груп споживачів.

Всі ці проблеми потребують вирішення в напрямку покращення загальної ситуації з електропостачанням для різноманітних регіонів в Україні. В свою чергу недостатня генерація електричної енергії в країні змушує реалізовувати різноманітні програми по енергозбереженню та чіткому контролю за витратою електричної енергії.

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ВИЗНАЧЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ РАЙОНУ ПРОЕКТУВАННЯ

1.1 Опис кліматичних особливостей району проектування

Місто Кролевець, є одним з невеликих міст Сумської області. Місто було колишнім районним центром, до укрупнення районів Сумської області. На сьогоднішній момент м. Кролевець є центром міської громади відповідного міста. На сьогодні м. Кролевець та відповідно Кролевецька міська рада з колишньою територією відноситься до Конотопського району, Сумської області.

Загальна площа території міста становить 31,5 км². Населення на сьогодні значно знизилось і врахування його кількості не можливе, але станом на 2017 рік населення міста становило 23 230 осіб. При цьому відповідно густина району проектування становить близько 756 осіб/км². В результаті воєнного стану спостерігаються значні зміни в чисельності жителів регіону. Більшість з них виїхали за кордон а також були мобілізовані до лав збройних сил України, що в результаті доволі сильно впливає на сьогоднішній розвиток регіону та витрату електричної енергії різноманітними споживачами в тому числі і підприємствами.

Місто Кролевець територіально розміщується на берегах річки Свидня, Редь, а також Рудня, що необхідно враховувати в результаті виконання реконструкції системи електропостачання. Наступною особливістю регіону є те, що в місті є залізнична станція та через нього проходять декілька автомобільних доріг різного значення.

Аналізуючи економічну складову району проектування, бачимо, що місто є певного роду одним з доволі великих промислових центрів Сумської області. Основними підприємствами регіону є арматурний, ремонтно-механічний, силікатний, комбікормовий заводи та різноманітні фабрики по виробництву різноманітних товарів, меблів та іншої продукції. Особливістю такого розвитку регіону є те, що через місто проходить залізнична гілка сполученням з м. Київ. Таке розміщення та сполучення задає доволі великі вимоги до електропостачання регіону, що дає можливість повного забезпечення м. Кролевець електричною енергією.

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.2 Особливості організації електропостачання міста

Електропостачанням та розподілом електроенергії на території міста займається Кролевецький РЕМ, а також його філії. Кролевецька дільниця виконує обслуговування підстанції 110/35/10 кВ. Разом з філією займаються обслуговуванням трансформаторних підстанцій 35/10 кВ в кількості 6 шт.

При проведенні налізу Кролевецького РЕМ необхідним показником є лінії електропередачі. Так станом на сьогодні протяжність різноманітних електромереж доволі велика. Протяжність ліній електропередачі району напругою 10 кВ складає близько 650 км, а ліній напругою 0,4 кВ – 660 км. На всіх лініях електропередачі району проектування встановлено 274 трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ.

Виходячи з наведених даних основною проблемою району проектування є реконструкція застарілих ліній електропередачі та відповідно монтаж нових ліній. Сьогоднішні технології та матеріали, що впроваджуються в енергетиці потребують розробки нових технологічних карт, з врахуванням сучасних засобів та технологій проведення монтажних робіт.

Філій Кролевецького РЕМ складається з працівників, що є доволі висококваліфікованими, та мають великий досвід роботи. Дані працівники в повній мірі забезпечують роботу РЕМу та забезпечення району необхідною електричною енергією.

Сьогодення потребує певного розвитку регіону в плані модернізації електрообладнання, а отже і загальної модернізації ліній електропередачі. Працівниками РЕМу проводиться монтаж різноманітних КТП та ліній електропередачі.

За останні роки проводиться доволі потужна модернізація застарілих трансформаторних підстанцій, з встановленням більш сучасного обладнання з реконструкцією загальної компоновки підстанції. Особливого значення набуває обладнання, що приходить по гуманітарній допомозі від країн Європейського союзу та інших. Подібне обладнання дозволяє попередньо виконати синхронізацію енергетичного обладнання з країнам Європи.

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Особливого контролю та заходів по вирішенню потребує питання обліку електричної енергії. Так працівниками РЕМу проведено монтаж більше 3800 шт. різноманітних шаф для обліку в районах приватних будинків м. Кролевець. Даний показник є доволі великим, адже складає близько 24 % від всієї кількості приватних споживачів міста. Виходячи з цього можна зробити висновок, що найбільш пріоритетними напрямками в роботі РЕМу є підвищення якості обліку електричної енергії для різноманітних споживачів м. Кролевець. Зазначимо, що проводять також заміну лічильників і для інших споживачів.

1.3 Опис обраної частини міста для проведення заходів з реконструкції з аналізом перспектив розвитку регіону

Основною особливістю кваліфікаційного проекту є реконструкція частини м. Кролевець, а отже найбільш доцільним є обрання для проведення розрахунків даних та різного обладнання виходячи з матеріально-технічного забезпечення Кролевецького РЕМу.

Всі працівники РЕМу виконують основну мету роботи, що направлена на забезпечення якості та надійності електропостачання району проектування. Дані що надані працівниками відповідають дійсності.

Виходячи з загальної мети кваліфікаційного проекту нами обрано за об'єкт саме розподільчу електричну мережу 110/0,4 кВ, що є лінією загального призначення в регіоні. Загальна довжина повітряної лінії 0,4 кВ, що аналізується має загальну довжину близько 910 м. Дана лінія електропередачі розташована в зоні ґрунтів, що відносяться до першої категорії за рівнем складності. Всі об'єкти частини міста для проведення реконструкції належать до третьої категорії за рівнем складності.

Основним складом об'єктів, що належать до обраної частини району проектування частини м. Кролевець входять повітряна лінія 0,4кВ, РУ-0,4кВ, що розміщено в КТП-7. Також необхідною умовою є врахування всіх відгалуджень до споживачів, а саме до приладів обліку електричної енергії.

					<i>КП.06.03.002.ПЗ</i>	Арк.
						10
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

Основними проблемами регіону є високі втрати кінцевих точках повітряної лінії, постійних ріст потужності через постійний ріст потужностей підприємств та господарств регіону.

Виходячи з такої кількості проблем, основною метою є розробка реконструкції обраної частини м. Кролевець, з заміною застарілого на сьогодні обладнання та врахування особливостей зростання потужностей при виборі електрообладнання.

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 РОЗРАХУНОК ЛЕП ДЛЯ РАЙОНУ ПРОЕКТУВАННЯ

2.1 Проведення основних розрахунків визначення навантаження м. Кролевець

Для проведення розрахунків необхідною умовою є розрахунок максимумів навантаження вечірнього та денного значень кожного зі споживачів. Виходячи з цього визначення вечірнього значення максимуму навантаження для групи житлових будинків можна виконати з рівняння:

$$P_B = n \cdot k_0 P_0, \quad (2.1)$$

де n – загальне значення кількості групи будинків району проектування;

k_0 – значення коефіцієнту параметру одночасності;

P_0 – розрахункове значення для навантаження, отримане на ввіді до будинку, кВт.

Наступним параметром для проведення визначення максимумів є визначення денного значення, що отримане на ввіді до конкретного будинку. Розрахунок проводимо відповідно до рівняння:

$$P_D = 0,3 P_B. \quad (2.2)$$

Відповідно до отриманих даних з Кролевецького РЕМ проведемо розрахунки необхідних значень максимумів:

$$P_B = 5 \cdot 0,55 \cdot 1,8 = 4,95 \text{ кВт}.$$

$$P_D = 0,3 \cdot 4,95 = 1,485 \text{ кВт}.$$

Наступним кроком в проведенні розрахунків, планується розрахувати місце розташування трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ для обраної частини м.

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Кролевець. Основною особливістю розташування та кількісних показників трансформаторних підстанцій доволі сильно залежить від місця та віддаленості розташування споживачів з врахуванням споживачів, що належать до першої категорії. Ще одним показником, що необхідно враховувати є показники потужності значення навантаження по кожному з споживачів.

Для обраної частини міста Кролевець пропонується прийняти 1 трансформаторну підстанцію 10/0,4 кВ, а також обрати умову відсутності споживачів, що відносяться до першої категорії.

Основною особливістю встановлення трансформаторної підстанції є необхідність розміщення її в центрі зони де діють навантаження від споживачів. Це є найбільш ефективною умовою розташування підстанцій з забезпеченням необхідної якості електричної енергії. Основною умовою знаходження центру є визначення його координат, який визначається з виразів наведених нижче:

$$x_{ц.н.} = \frac{\sum P_i \cdot x_i}{\sum P_i}, \quad (2.3)$$

$$y_{ц.н.} = \frac{\sum P_i \cdot y_i}{\sum P_i}, \quad (2.4)$$

де P_i – значення потужності, що визначене на ввіді певного i -го споживача, кВт;

x_i, y_i – параметри віддаленості i -го споживача відповідно до кожної з вісей координат.

Основною особливістю проведення визначення центрів розміщення підстанцій відповідно до навантаження є врахування всіх максимумів денного та вечірнього з обранням найбільшого значення.

Всі розрахунки проводимо відповідно до наведеної методики та зводимо їх до таблиці додатку А, що наведена в кінці кваліфікаційного проекту.

Як зазначалось в попередньому розділі, на Кролевецькому РЕМ доволі частим є використання комплектних підстанцій. Подібний підхід з застосуванням КТП 10/0,4 кВ полегшує комплектування підстанції, але при виконанні підбору

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

необхідно враховувати кількість трансформаторів в ній та відповідно їх потужність. Також необхідно враховувати і кількість споживачів на низькій лінії КТП.

Відповідно до отриманих даних (додаток А) виникає можливість проведення необхідних розрахунків центру розташування КТП відповідно до системи координат:

$$x_{ц.н.} = \frac{40849,15}{312,85} = 130,571 \text{ мм};$$

$$x_{ц.н.} = \frac{30471,47}{202,825} = 97,4 \text{ мм}.$$

Отримані значення необхідно коригувати з врахуванням особливостей обраної частини м. Кролевець для реконструкції, а також враховувати особливості споживачів. Для наших умов пропонується виконати вибір в розмірі 97 мм для осі x , та 130 мм для іншої осі y .

Після проведення визначення місця для розташування КТП пропонується провести складання загальної схеми живлення для обраної частини міста. Обравши місце розташування КТП 10/0,4 кВ виникає можливість виконати вибір чисельності повітряних ліній електропередачі, а також їх проходження з врахуванням перешкод відповідно до наведеного в розділі 1 опису.

Для забезпечення електропостачання пропонується обрати 4 повітряні лінії електропередачі 0,4 кВ, які будуть відходити від запропонованої нами КТП 10/0,4 кВ. Особливостями розташування споживачів та з врахуванням інших показниками пропонується виконати прокладання повітряної лінії 380/220 В по обидві сторони кожної вулиці міста Кролевець. Одна сторона даної лінії електропередачі забезпечує відгалуження до кожного з будинків відповідно до особливостей їх розташування та проходження вуличної частини міста. При цьому необхідною умовою є дотримання нормативного значення габариту для проводів, що становить 6 м.

Наступним обмеженням є довжина повітряної лінії 0,4 кВ, що повинна бути не більше 0,7 км. При цьому відстань між опорами має становити від 30 м до 40 м.

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Ввідний прогін не повинен перевищувати по довжині 25 км, а також необхідною умовою є застосування на даних лініях проводів з перерізом більше 25 мм².

2.2 Проведення розрахунків значень навантаження для обраних повітряних ліній 0,4 кВ

Для проведення розрахунків навантаження повітряних ліній 0,4 кВ необхідною умовою є побудова схем для розрахунку. При побудові подібних схем основною умовою є врахування розрахованих даних та вечірніх максимумів, що наведені в додатку А. Наступним етапом є нумерація основних ділянок з вказанням їх довжини.

Відповідно до наведених даних розрахунку та проведеного аналізу побудуємо відповідні розрахункові схеми для кожної з чотирьох повітряних ліній (рисунки 2.1-2.4) для подальшого розрахунку.

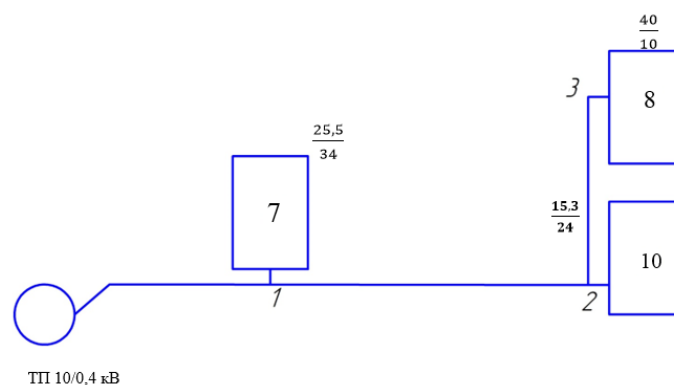


Рисунок 2.1– Схема для проведення розрахунку для першої повітряної лінії підстанції 10/0,4 кВ

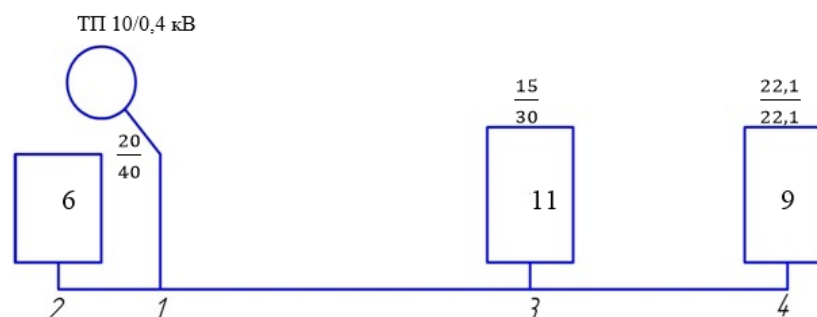


Рисунок 2.2 – Схема для проведення розрахунку для другої повітряної лінії підстанції 10/0,4 кВ

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

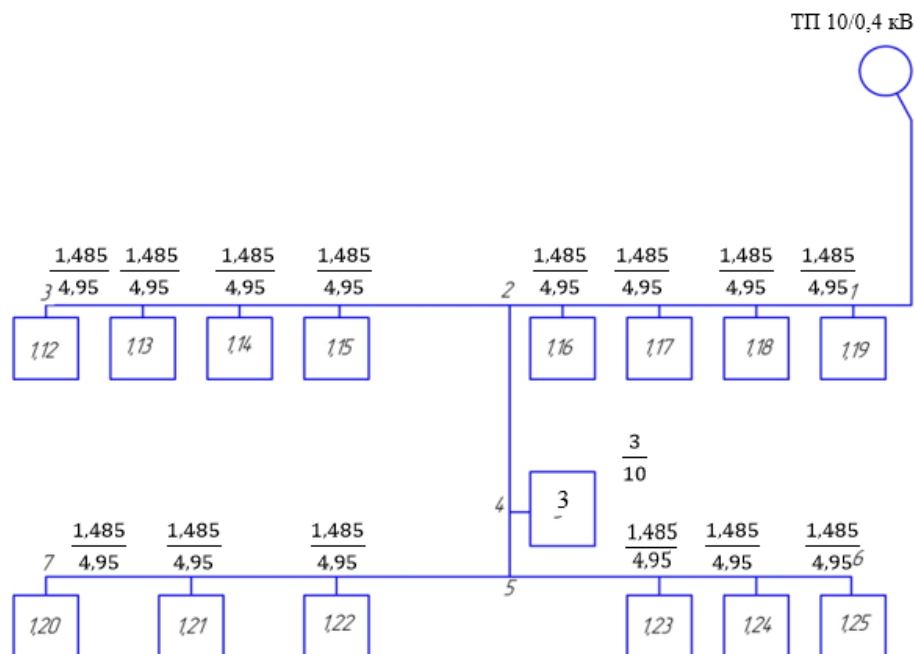


Рисунок 2.3 – Схема для проведення розрахунку для третьої повітряної лінії підстанції 10/0,4 кВ

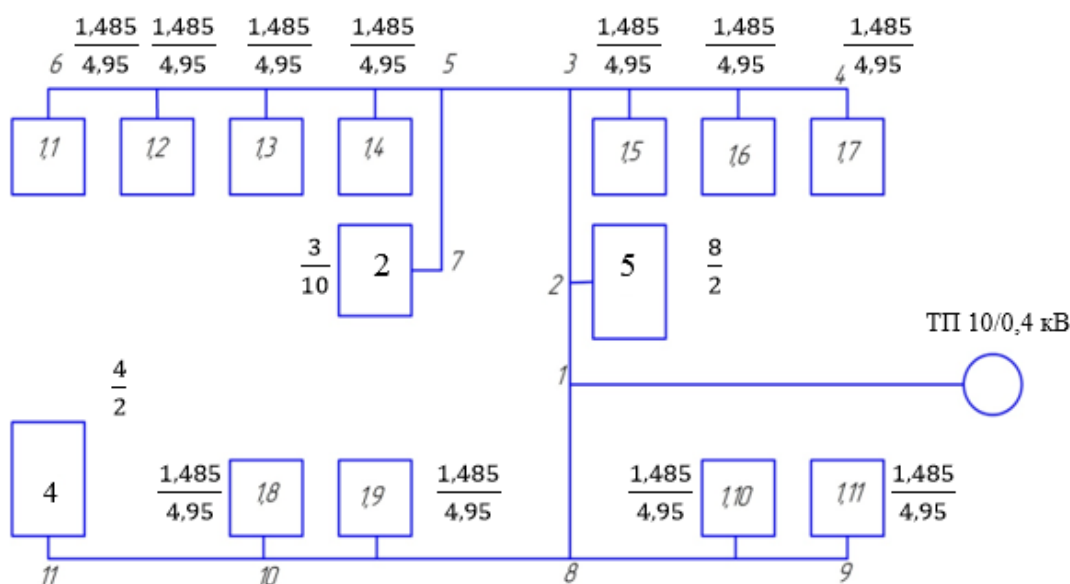


Рисунок 2.4 – Схема для проведення розрахунку для четвертої повітряної лінії підстанції 10/0,4 кВ

При знаходженні значень навантажень для кожної окремої ділянки повітряної лінії електропередачі 0,4 кВ необхідно враховувати основний характер навантаження. При проведенні аналізу нами виявлено певну неоднорідність навантаження повітряної лінії 0,4 кВ, а отже розрахунок необхідно виконувати з використанням методу надбавок:

$$P_p = P_{\sigma} + \Delta P_m, \quad (2.5)$$

де P_{σ} – найбільше значення показника навантажень, кВт;

ΔP_m – величина надбавки, що визначається від меншого значення навантаження, кВт.

Наступним параметром є розрахунок середніх значень потужності для всіх обраних ділянок для проведення аналізу за формулою:

$$\cos \varphi_{\Sigma} = \frac{\sum P_i \cdot \cos \varphi_i}{\sum P_i}, \quad (2.6)$$

де P_i – розраховане значення для навантаження конкретного i -го споживача, кВт;

$\cos \varphi_i$ – значення для коефіцієнту, що враховує потужність для i -го споживача.

Загальні значення потужностей для всіх ділянок повітряної лінії визначаємо виходячи з наступних рівнянь:

$$S_{PD} = \frac{P_D}{\cos \varphi_D}; \quad S_{PB} = \frac{P_B}{\cos \varphi_B}. \quad (2.7)$$

Для прикладу пропонується виконати розрахунок для однієї з ділянок, щоб навести розрахунок. Проведемо розрахунок для першої повітряної лінії електропередачі, а саме для ділянки 3 – 2 – 1.

Першочергово виконуємо розрахунок для ділянки 3 – 2:

$$\begin{aligned} P_{pd} &= 40 \text{ кВт}; & P_{pe} &= 10 \text{ кВт}. \\ \cos \varphi_{\sigma} &= 0,75; & \cos \varphi_{\epsilon} &= 0,78; \\ S_{pd} &= \frac{40}{0,75} = 53,333 \text{ кВА}; & S_{pe} &= \frac{10}{0,78} = 12,82 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Наступним кроком проводимо подібні розрахунки для ділянки 2 – 1:

$$P_{p\delta} = 40 + 9,8 = 49,8 \text{ кВт}; \quad P_{p\epsilon} = 7,7 + 4,6 = 12,3 \text{ кВт}.$$
$$\cos \varphi_{\delta} = \frac{40 \cdot 0,75 + 15,3 \cdot 0,75}{40 + 15,3} = 0,75; \quad \cos \varphi_{\epsilon} = \frac{7,7 \cdot 0,93 + 7,7 \cdot 0,93}{7,7 + 7,7} = 0,93;$$
$$S_{p\delta} = \frac{49,8}{0,75} = 66,4 \text{ кВА}; \quad S_{p\epsilon} = \frac{12,3}{0,93} = 13,2 \text{ кВА}.$$

Для всіх чотирьох повітряних ліній електропередачі розрахунки виконуються подібним чином. Результати розрахунків необхідно звести до таблиці додатку Б.

З отриманих значень додатку Б, можливо провести визначення потрібної кількості трансформаторних підстанцій та визначення необхідної потужності для якісної роботи всіх трансформаторів. Необхідно зазначити, що проведення розрахунків параметрів трансформаторів та необхідної їх кількості планується провести з використанням методу надбавок.

При проведенні розрахунків, необхідно також проводити визначення навантаження, що необхідне для виконання вуличного або зовнішнього освітлення. При цьому необхідно зазначити, що значення максимумів визначають відповідно до конкретних значень максимумів для денного чи вечірнього навантаження, а значення навантаження від вуличного освітлення додається до даного максимуму при виконанні розрахунків.

$$P_{p\delta \text{ тр}} = P_{p\delta \text{ лін. Б}} + \sum \Delta P_{p\delta \text{ лін. М}}, \quad (2.8)$$

$$P_{p\epsilon \text{ тр}} = P_{p\epsilon \text{ лін. Б}} + \sum \Delta P_{p\epsilon \text{ лін. М}} + P_{з.о.}, \quad (2.9)$$

де $P_{p\delta \text{ лін. Б}}$, $P_{p\epsilon \text{ лін. Б}}$ – відповідно значення для найбільшого розрахункового показника для денного та для вечірнього значень навантаження кожної ліній з підстанції, кВт;

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$\sum \Delta P_{PD \text{ лін.М}}$, $\sum \Delta P_{PB \text{ лін.М}}$ – значення суми для додавання надбавок, що визначаються від меншого параметру для денних та вечірніх навантажень по підстанції, кВт;

$P_{з.о.}$ – значення навантаження, що отримане від вуличного (зовнішнього) освітлення, кВт.

Сумарне значення для розрахункової потужності для підстанції отримане від двох значень денного та вечірнього навантаження необхідно визначати за умови використання коефіцієнтів, що враховують потужність відповідно до рівняння:

$$P_{PD \text{ тр}} = 88,26 + 22,3 + 9,6 + 16,8 = 136,97 \text{ кВт};$$

$$P_{PB \text{ тр}} = 82,97 + 25 + 22,4 + 27,7 + 13,23 = 171,29 \text{ кВт};$$

$$S_{PD \text{ тр}} = \frac{136,97}{0,8} = 171,21 \text{ кВА};$$

$$S_{PB \text{ тр}} = \frac{171,29}{0,83} = 206,38 \text{ кВА}.$$

Виходячи з вищенаведених розрахунків, найбільшим значенням є величина, що характеризує вечірнє навантаження для потужності трансформаторів, а отже обираємо його для подальших розрахунків $S_{P \text{ тр}} = S_{PB \text{ тр}} = 206,38 \text{ кВА}$.

Для проведення вибору значення потужності для підстанції пропонується виконувати за використання умовив режимі нормальної роботи. При цьому необхідною умовою є використання певних економічних інтервалів для навантажень:

$$S_{EK. \text{ min}} \leq \frac{S_{P \text{ під}}}{n} \leq S_{EK. \text{ max}} , \quad (2.10)$$

де $S_{P \text{ під}}$ – значення розрахунку певного навантаження для підстанції, кВА;

n – значення необхідної кількості трансформаторів, обраних для підстанції, шт.;

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$S_{EK.min}, S_{EK.max}$ – значення відповідних інтервалів за умови їх мінімальних та максимальних значень відповідно до обраної потужності, кВА.

У відповідності до отриманих даних пропонується обертрансформатор з значенням потужності на рівні 160 кВА, і вже для нього провести розрахунок основних параметрів інтервалів економічності:

$$151 \leq \frac{206,38}{1} \leq 295.$$

Виходячи з розрахунку значення номінальної потужності для обраного трансформатора, а також при роботі трансформатора у режимі нормальної роботи. Всі розрахунки та вибір проводимо відповідно до значень допустимих навантажень.

Для виконання особливостей роботи в умовах нормального режиму роботи необхідно провести перевірку відповідно до умов:

$$\frac{S_p}{n S_H} \leq k_c, \quad (2.11)$$

де S_p, S_H – розрахункове значення відповідно до потужності та номінального значення трансформаторної потужності, кВА;

n – кількість необхідних трансформаторів для гарної роботоздатності підстанції, шт.;

k_c – значення показника, що характеризує системне навантаження, що є допустимим.

$$k_c = k_{cm} - \alpha (t_n - t_{nm}), \quad (2.12)$$

де k_{ct} – значення параметру, що враховує параметр допустимої величини навантаження, що є певного роду систематичним;

α – градієнт, що характеризується зміною температури, одиниця на °С;

t_n – температурна характеристика оточуючого середовища, °С;

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

t_{nm} – значення середньої температури, що визначається за добу в навколишньому середовищі, °С.

$$k_c = 1,77 - 1 \cdot 10^{-2} \cdot (0 - (-10)) = 1,67.$$

$$\frac{206,38}{160} = 1,29 \leq 1,67.$$

Виходячи з вищенаведеного, можемо зробити висновок, що умова наведена в рівнянні вище виконується, а отже розрахунки виконано вірно та відповідно вибір виконано також вірно.

2.3 Розрахунок мереж на значення допустимих втрат напруги

Для визначення параметру допустимої втрати для повітряних ліній 10 кВ та 0,4 кВ можна визначити виходячи з значення відхилення напруги для кожного зі споживачів. При цьому дане значення відхилення повинно бути в межах плюс/мінус 5 відсотків, що визначається від номінального значення напруги.

Далі необхідною умовою є визначення значень допустимих втрат напруги за умови повного навантаження, тобто 100 %. Розрахунок виконується відповідно до рівняння:

$$\Delta U_{\text{доп}}^{100} = \Delta V_{\text{живл.}}^{100} + \sum (V_{\text{пост.}} + V_{\text{перем.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{100} - V_{\text{спож.}}^{100}, \quad (2.13)$$

де $\Delta V_{\text{живл.}}^{100}$ – відхилення значення напруги, що розміщене недалеко від джерела живлення, але за умови повного навантаження, %;

$\Delta V_{\text{спож.}}^{100}$ – відхилення значення напруги кожного споживача при умові повного навантаження, %;

$\sum (V_{\text{пост.}} + V_{\text{перем.}})$ – загальне значення надбавок, що є постійними та перемінними по величині напруги, %;

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$\sum \Delta U_{втр.}^{100}$ – значення сумарних витрат показників напруги в електричній мережі за умови повного значення навантаження, %.

В результаті отримане значення необхідно поділити порівну між всіма лініями трансформаторної підстанції. При цьому необхідно враховувати всі лінії 10 кВ та 0,4 кВ.

Наступним параметром для проведення розрахунків є виконання розрахунків, що становлять приблизно четверту частину навантаження на віддаленні від джерела живлення, при цьому визначення виконується відповідно до рівняння:

$$V_{спож.}^{25} = \Delta V_{живл.}^{25} + \sum (V_{пост.} + V_{перем.}) - \sum \Delta U_{втр.}^{25}, \quad (2.14)$$

де $\Delta V_{живл.}^{25}$ – відхилення параметру напруги, що визначене на мінімальній відстані від джерела живлення але при умові четвертої частини навантаження, %;

$\sum (V_{пост.} + V_{перем.})$ – сума всіх значень надбавок по параметру напруги для всіх трансформаторів підстанції, %;

$\sum \Delta U_{втр.}^{25}$ – значення втрати напруги, що є загальними за умови врахування четвертої частини від загального навантаження, %.

Наступним показником є необхідність визначення значення допустимої втрати по показнику напруги для всіх повітряних ліній електропередачі підстанції. Для виконання подібного розрахунку основною особливістю є необхідність побудови схеми електричної мережі для подальшого розрахунку. Виконаємо побудову такої схеми (рис. 2.5) та отримані дані від проведених розрахунків зведемо до таблиці 2.1.

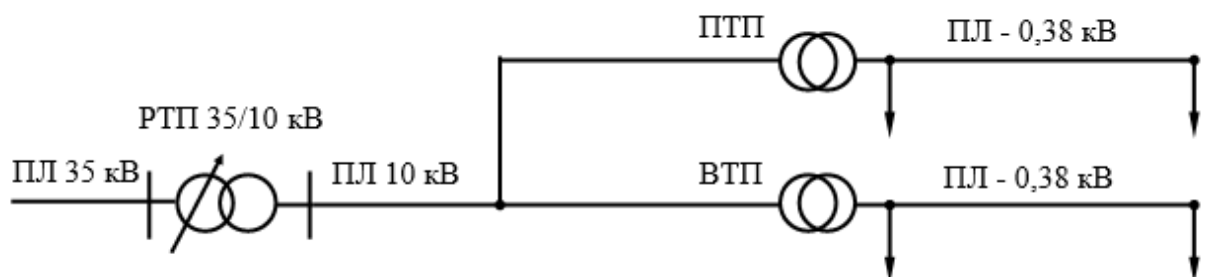


Рисунок 2.5 – Схема електричних мереж для виконання розрахунків

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

Необхідно зазначити, що основним параметром проведення розрахунків є порівняння двох типів підстанцій, існуючої та проектної для чіткого розуміння ефективності запропонованих рішень.

Таблиця 2.1 – Результати проведених розрахунків електричних мереж

Елемент обраної підстанції	Значення відхилення за показником напруги, %			
	існуюча підстанція		проектowana підстанція	
	100 %	25%	100 %	25 %
Відхилення напруги на шинах 10 кВ	0	5	0	5
Повітряна лінія 10 кВ	2,4	0,6	1,9	0,5
Трансформатор 10/0,4 кВ:				
- постійна надбавка	0	0	5	5
- змінна надбавка	0	0	2,5	2,5
- втрати	-4	-1	-4	-1
Повітряна лінія 0,38 кВ	-3	-0,75	-3	-0,75
Відхилення напруги споживача	-5	3,39 < 5	-5	4,9 < 5

Наступним кроком є коригування параметрів надбавок для трансформаторних підстанцій. Виходячи з цього необхідною умовою є прийняття надбавок, що є допустимими для підстанції під номером 11. Приймаємо наступні значення – плюс 5 – постійна величина; плюс 2,5 значення для змінної надбавки. Сумарне значення надбавки приймаємо рівним плюс 7,5 %.

Для підстанції під номером 11 значення для допустимої напруги визначаємо з рівняння:

$$\Delta U_{дон}^{100} = 0 + (5 + 2,5) - 4 - (-5) = 8,5\%.$$

Необхідно зазначити, що втрата напруги розподіляється порівну між всіма електричними мережами підстанції, а отже відповідно складає:

$$\Delta U_{дон 10}^{100} = -3,5\%, \quad \Delta U_{дон 0,38}^{100} = -5\%.$$

За умови врахування четвертої частини навантаження від джерела живлення для підстанції номер 11 складає:

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$V_{\text{спож.}}^{25} = 5 + (0 + 0) - (0,61 + 1) = 3,39\% .$$

Також необхідно наступним кроком прийняти значення надбавок для підстанції, що розробляється в кваліфікаційній роботі. Отже для даної підстанції приймаємо значення постійної надбавки – плюс 5 та змінної рівним 0. Загальне значення відповідно становить – плюс 5.

Фактичне значення напруги для електричної мережі підстанції номер 6 становить близько 2%. Виходячи з такої умови значення втрат в електричній мережі 0,4 кВ для даної підстанції становить:

$$\Delta U_{\text{дон}}^{100} = 0 + (5 + 2,5) - (2 + 4) - (-5) = 6,5\% .$$

Значення відхилення за параметром напруги найбільш наближеного споживача до підстанції за умови четвертої частини навантаження для запропонованої підстанції складає:

$$V_{\text{спож.}}^{25} = 5 + (0 + 0) - (0,5 + 1) = 3,5\% .$$

2.4 Визначення необхідних перетинів проводів для всіх ліній підстанції

Для вибору необхідних перерізів проводів всіх електричних мереж підстанції необхідно використати метод економічних інтервалів, що потребує подальшої перевірки за значенням допустимих втрат по значенню напруги. Всі розрахунки необхідно проводити для найбільшого значення, не залежно є воно денним або вечірнім для кожної з ділянок електричної мережі підстанції. Вибір перерізів проводів обов'язково повинен відповідати мінімальним значенням втрат відповідно до інтервалів та навантажень на основних ділянках кожної лінії електропередачі.

Для вибору проводів необхідно скористатись виразом нижче, при цьому вибір необхідно виконувати за показниками еквівалентної потужності та для відповідного типу опор лінії:

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{EKB} = k_d S_p, \quad (2.15)$$

де k_d – динамічний параметр значення коефіцієнту, що характеризує приріст показників навантаження;

S_p – значення навантаження, що розраховане для конкретної ділянки електричної повітряної лінії, кВА.

Наступним параметром є значення втрати напруги для окремих ділянок повітряної лінії, що знаходимо відповідно до виразу:

$$\Delta U_{\text{діл.}} = \Delta U_{\text{нум.}} \cdot S_p \cdot L_{\text{діл.}}, \quad (2.16)$$

де $\Delta U_{\text{нум.}}$ – питомий параметр втрати значення напруги, %/кВА·км;

$L_{\text{діл.}}$ – загальна довжина обраної ділянки повітряної лінії підстанції, км.

Виходячи з даної методики, початковим етапом є вибір перерізу проводу для певної ділянки. За умови невиконання рівностей проводиться вибір додаткових перерізів. Необхідно зазначити, що переріз для проводів необхідно збільшувати починаючи з початкової ділянки лінії електропередачі.

Всі розрахунки та вибрані проводи нами виконано та занесено до таблиць додатку В. При цьому розрахунки необхідно виконати для всіх ліній електропередачі, тобто 10 кВ та 0,4 кВ.

2.5 Розрахунок та визначення основних елементів для повітряних ліній

Основним обладнанням, що встановлюється на лінії спочатку є відповідно автоматичні вимикачі. Їх встановлюють на вводах 0,4 кВ. При цьому виконують вибір в залежності від того буде це рубильник чи автоматичний вимикач. Для подальшого розрахунку необхідною умовою є розгляд загальної схеми, а отже наведемо її на рисунку 2.6.

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

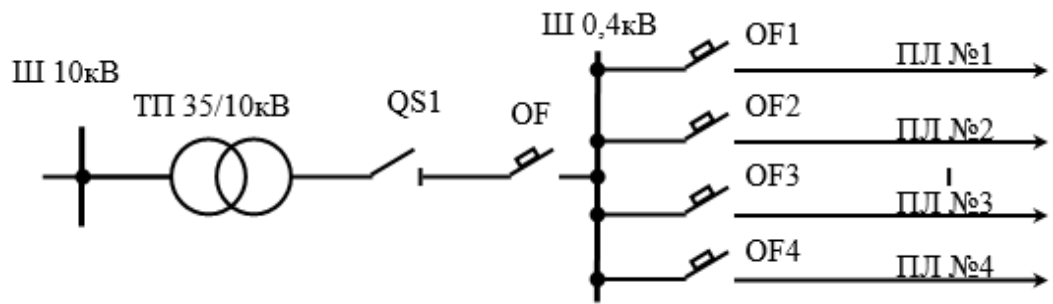


Рисунок 2.6 – Загальна схема для розрахунку підстанції 10/0,4 кВ

Після складання загальної схеми, необхідною умовою є визначення робочих значень струму для всіх повітряних ліній підстанції:

$$I_{роб.макс.ПЛ1} = \frac{88,3}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 134,317 \text{ А}; \quad I_{роб.макс.ПЛ2} = \frac{83}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 126,25 \text{ А};$$

$$I_{роб.макс.ПЛ3} = \frac{34,6}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 52,63 \text{ А}; \quad I_{роб.макс.ПЛ4} = \frac{36,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 55,52 \text{ А};$$

$$I_{роб.макс.вводу} = 0,6 \cdot (134,317 + 126,25 + 52,63 + 55,52) = 221,23 \text{ А};$$

Всі отримані данні необхідно звести до загальної таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Результати розрахунку та вибору апаратів захисту для повітряних ліній 0,4 кВ

Місце установки	Тип апарату	Параметри автомату							
		$I_{роб.макс.}$, А	$I_k^{(3)}$, кА	$I_k^{(1)}$, А	$I_{Н.А.}$, А	$I_{Н.Р.}$, А	$I_{ВІДС.}$, А	$\frac{I_k^{(1)}}{I_{відс}}$	$\frac{I_k^{(1)}}{I_{Н.Р.}}$
Ввід (QF)	ВА51-35	221,23	5,14		250	250	2500		
ПЛ-1 (QF1)	ВА51-31	134,317		311	150	150	1120	0,28	3,9
ПЛ-2 (QF2)	ВА51-31	126,25		315	150	150	1400	0,23	3,2
ПЛ-3 (QF3)	ВА51-31	52,63		489	100	80	1400	0,35	4,9
ПЛ-4 (QF4)	ВА51-31	55,52		284	100	80	1400	0,21	2,8

Після вибору основних апаратів захисту необхідно виконати розрахунки особливостей їх роботи. Основним з показників є значення чутливості захисної апаратури. Даний показник повинен відповідати наступним умовам:

- захисні автомати, що мають в своїй будові електромагнітні розчіплювачі:

$$\frac{I_K^{(1)}}{I_{ВДС}} \geq (1,25 \dots 1,4), \quad (2.17)$$

де $I_{ВДС}$ – значення струм для відсічки захисних автоматів.

Для подальшого розрахунку необхідно прийняти початкові значення. Приймаємо 1,25 за умови $I_{Н АВТm} \geq 100A$, а також приймаємо значення 1,4 за умови $I_{Н АВТ} \leq 100A$.

- захисні автомати, що мають в своїй будові тепловий розчіплювач:

$$\frac{I_K^{(1)}}{I_{Н.Р.}} \geq 3 \quad (2.18)$$

де $I_{НР}$ – номінальний показник для струму для теплового елементу розчіплювача.

- саме запобіжники автоматичних вимикачів:

$$\frac{I_K^{(1)}}{I_{Н.В.}} \geq 3 \quad (2.19)$$

де $I_{НВ}$ – номінальний показник для струму плавкого елементу в запобіжнику.

Виходячи з наведеної методики розрахунку та проведення вибору пропонується встановлення додаткових елементів захисту для повітряної лінії під номером 4. При цьому вони направлені на додатковий захист від виникнення фазних типів замикань, що виникають на землю. В якості додаткового захисту обираємо пристрій РЕ-571, що є реле струму та дозволить виконати додатковий захист на повітряній лінії.

Всі данні розрахунків наведено в додатках А...В. Отримані данні використовуємо для подальших розрахунків вибране обладнання пропонується застосовувати в побудові основних електричних схем при виконанні реконструкції системи електропостачання частини міста.

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 ОСОБЛИВОСТІ ВИКОНАННЯ МОНТАЖНИХ РОБІТ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

3.1 Особливості монтажу повітряних ліній електропередачі

Початковим етапом виконання монтажних робіт повітряних ліній є роботи по розкочуванню проводів, їх з'єднанню та ремонту. Також необхідно виконати подібні операції і з всіма необхідними тросами.

Після виконання всіх вищенаведених операцій починають проводити наступний етап монтажних робіт. До даного етапу відносяться операції з натягування проводів та тросів на окремі ділянки повітряної лінії, а також візування проводів.

Натягування проводів на ділянці повітряної лінії електропередачі виконують за допомогою тягових механізмів. В якості тягових механізмів можна використати різноманітні трактори, автомобілі чи різного роду лебідки. Зазначимо, що вибір конкретного тягово механізму необхідно виконувати відповідно до аналізу умов проведення монтажних робіт кожної ділянки повітряної лінії. При цьому необхідно враховувати особливості прохідності траси, зусилля на стискання та інші показники та параметри.

При виконанні операцій з натягування проводів встановлення тягового механізму виконують в анкерній опорі. При цьому додатково умовою встановлення тягово механізму є на відстані, яка не повинна бути меншою за подвійну висоту місця розміщення кріплення блоку на кожній опорі.

При підйомі проводів та різноманітних тросів потрібно обов'язково проводити постійний контроль за підйомом та контролювати відсутність різноманітних предметів, що можуть зачепитись за провід при підніманні. Також необхідно контролювати відсутність бруду на проводах для покращення проходження через різноманітні сполучні затискачі та різноманітні ремонтні муфти.

У випадку прокладання електричних мереж через різноманітні дорожні покриття різного призначення необхідно виконувати контроль і за ними, оскільки

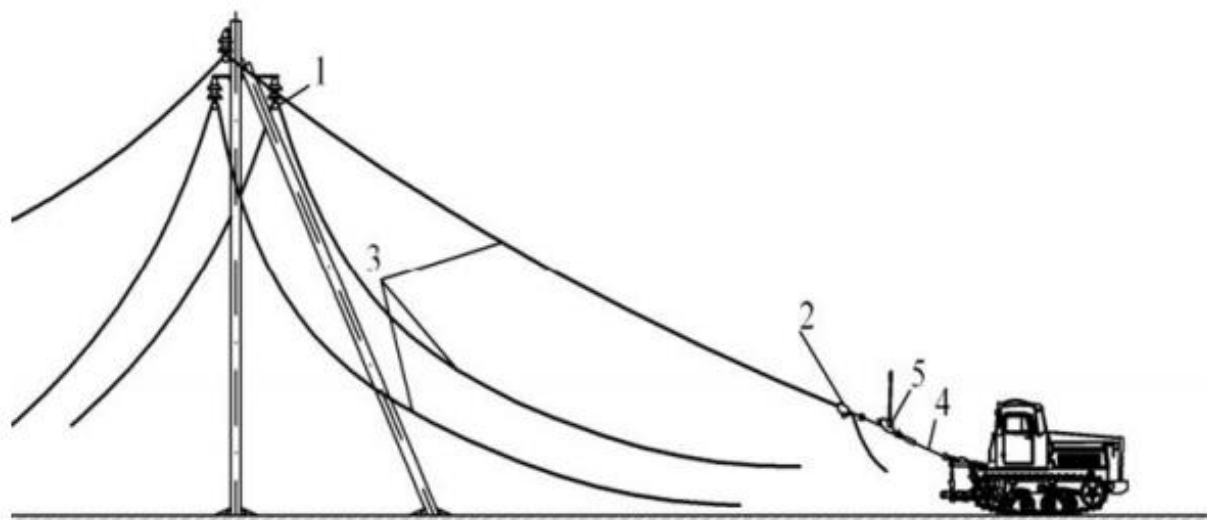
					<i>КП.06.03.002.ПЗ</i>	Арк.
						28
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

не допускається під час натягання проводів проїзд по ним, або під ними різноманітних сторонніх транспортних засобів.

Додатковою умовою проведення контролю є необхідність слідкування за додатковими перешкодами над якими виконується прокладання проводів чи тросів.

Натягування проводів повітряної лінії електропередачі можна виконати трьома способами:

- I спосіб – натягування одного з проводів;
- II спосіб – натягування двох проводів одночасно;
- III спосіб -натягування трьох проводів одночасно.



1 – ролик розкочувальний

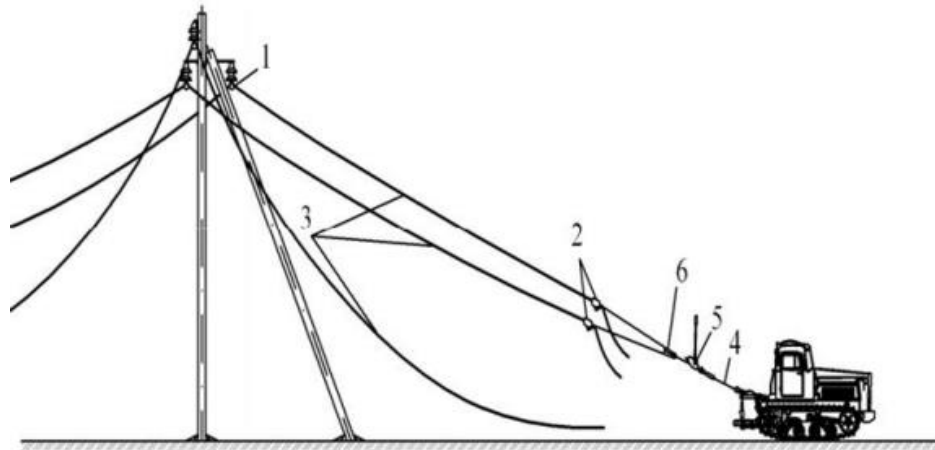
2 – затискач клиновий для виконання монтажу

3 – провід для виконання монтажних робіт

4 – такелажний трос

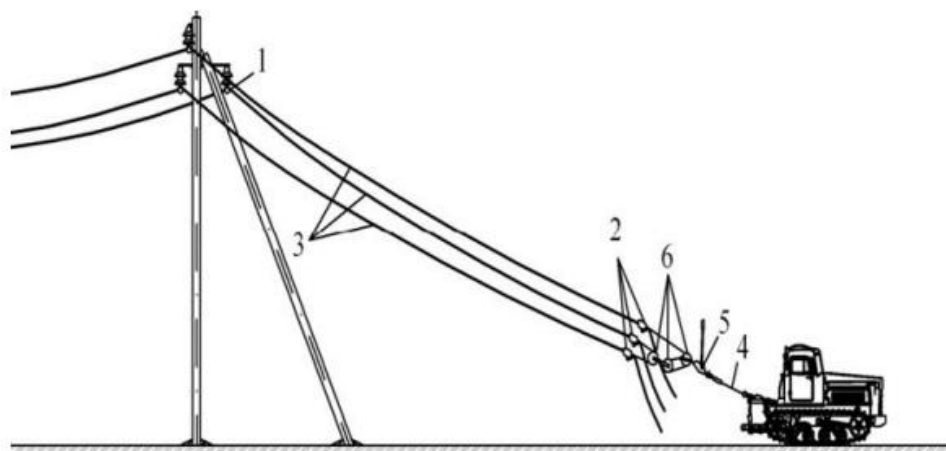
Рисунок 3.1 – Особливості виконання натягування одиничного проводу для проведення операції візування

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29



- 1 – ролик для розкочування
- 2 – затискач монтажний клиновий
- 3 – провід для проведення монтажу
- 4 – трос такелажний
- 5 – блок
- 6 – стропи

Рисунок 3.2 – Особливості виконання натягування двох проводів одночасно для проведення операції візування



- 1 – ролик для розкочування
- 2 – затискач монтажний клиновий
- 3 – провід для проведення монтажу
- 4 – трос такелажний
- 5 – пристрій для натягування трьох проводів одночасно
- 6 – стропи

Рисунок 3.3 – Особливості виконання натягування трьох проводів одночасно з використанням блоку

Необхідно зазначити, що виконання натягування двох проводів одночасно виконують аналогічно до виконання натягування трьох проводів.

При виконанні робіт по натягуванню проводів рекомендується проводити з використанням третього способу але за умови наявності необхідної кількості та потужності тягових механізмів. При використанні даного способі необхідно використовувати спеціальні механізми, що перелічені на ррисунку.

Приймання стріли прогину за умови використання методу безпосереднього проведення візування необхідно проводити:

- за умови горизонтального розміщення проводів – на проводі, що є середнім та з розташованими навхрест стійками відповідної опори;

- за умови вертикального розташування проводі – починаючи відповідно з верхнього проводу чи проводів.

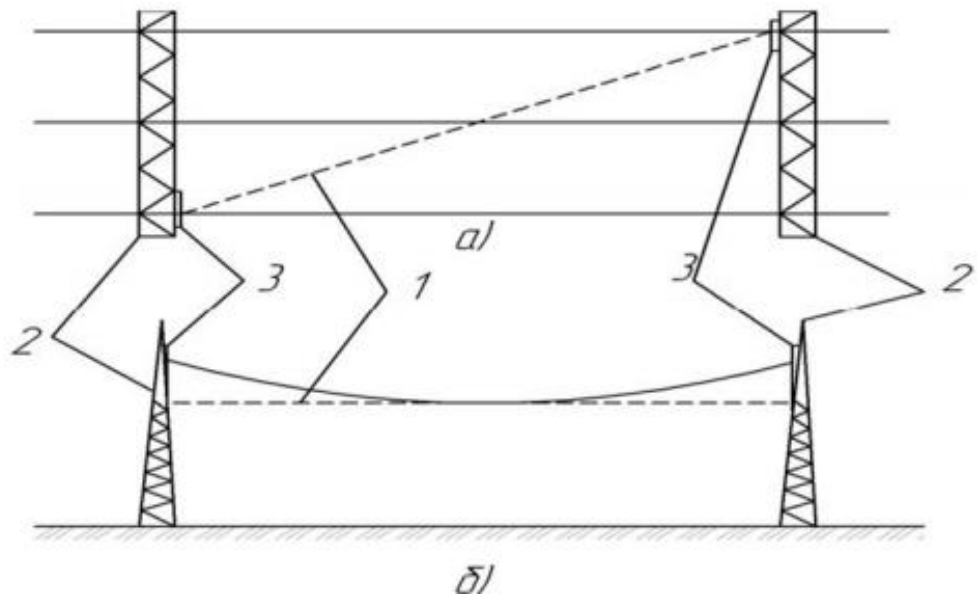
Визначення значення прогину для крайніх проводів за умови їх горизонтального розміщення необхідно визначати шляхом візування з використанням відповідних рейок, що встановлено в створі проводу, при чому необхідно контролювати кожен з проводів.

За умови візування стріли прогину для всіх проводів необхідно визначати її величину враховуючи певні довжини гірлянд. Величину прогину при цьому відмічають опорними рейками, що прикріплені до опор.

На опорі, що є найближчою до точки кріплення тягового механізму необхідно встановити бінокль таким чином, щоб горизонтальна вісь сходилась з закріпленою рейкою. Після виконання даних замірів проводять виконання відліку величини провису.

Необхідно зазначити, що фактичне значення для стріли прогину проводів не повинно перевищувати проектне значення на величину не більше $\pm 5\%$. Також є доволі чітка вимога по розрегулюванню між різними проводами одної ділянки. Це значення не повинно перевищувати величину 10 % від проектного значення для конкретної стріли прогину.

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



а – планування; б – реальний профіль

1 – лінія для виконання процесу візування

2 – траверси

3 – рейка вимірювальна

Рисунок 3.4 – Схема проведення приймання стріл прогину з використанням методу візування

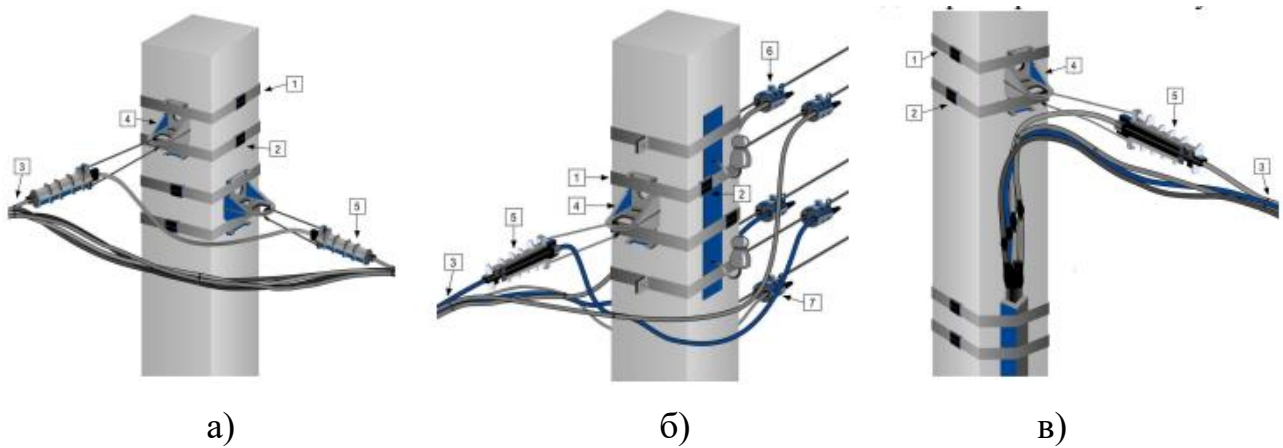
У випадку монтажу затискача на землі, то необхідно зробити всі необхідні відмітки та опустити провід на землю. Після того, як провід повністю опиниться на землі необхідно виконати кріплення гірлянди для виконання натягування і далі готовий провід підняти та закріпити на опорах.

3.2 Особливості кріплення проводів на різних опорах

Оразу після виконання всіх робіт по проведенню візування проводів починають виконання закріплення на опорах.

Проводи, що мають спосіб кріплення за допомогою використання штирьових ізоляторів після розкочування з ролику прикріплюються до ізоляторної шийки за допомогою затискачів плашкового типу (рисунок 3.5).

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



а – подвійний спосіб кріплення на кінцевій опорі та на анкерній опорі

б – одинарний спосіб кріплення на опорі, що є кутовою

в – подвійний спосіб кріплення на кутовій опорі

1 – смуга для виконання монтажу

2 – затискачі, що тримають смугу для виконання монтажу

3 – ремізок для кабелів

4 – кронштейн

5 – затискачі анкерного типу

6, 7 – затискачі для забезпечення можливості кріплення до СПП

Рисунок 3.5 – Кріплення проводів за допомогою анкерів

Визначення типу кріплення подвійного чи одинарного для штирьових ізоляторів визначається основними умовами повітряної лінії та особливостями траси. Основними параметрами, що аналізуються при цьому є тип місцевості (населена чи не населена), перетини з різного роду спорудами, будівлями та трасами та інші особливості. Іншим доволі важливим показником є розрахункове значення тяжіння проводів на опорах.

Вибір основного типу та способу кріплення обов'язково зазначається в проектній документації проведення монтажних робіт повітряної лінії.

Тягові механізми, що застосовуються для виконання операцій натягування проводів повітряних ліній електропередачі обов'язково мають відповідати максимальним значенням зусиль, що працюють на стискання – T .

Необхідно зазначити що значення стискального зусилля для натягування одного проводу відповідає значенню T для тягового механізму. За умови

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

натягування одразу двох проводів повітряної лінії становить відповідно $2T$ для тягового механізму. За умови натягання трьох проводів необхідно, щоб зусилля тягового механізму становило $3T$. Відповідно до цього розподілу проводять і відповідно і спосіб монтажу.

Затискач для виконання монтажу повинен бути обмотаний 1 раз відповідною м'якою стрічкою, яка має товщину від 0,5 до 1 мм. Необхідно зазначити, що м'яка стрічка повинна бути з того ж самого металу, що і використаний для проводу.

Необхідно зазначити, що проведення операцій з натягування та проведення візування проводів необхідно виконувати між анкерними опорами або між анкерно-кутовими опорами.

У випадку, коли дотримання напрямку натягування проводів за умови прямого продовження вздовж лінії забезпечити неможливо то операції з натягування необхідно виконувати з використанням додаткових роликів, для зміни напрямку натягування.

Одночасно з виконанням всіх операцій по натягуванню проводів на повітряній лінії електропередачі необхідно встановити рейки для візування необхідного значення стріли прогину. Операції по візуванню стріли провису проводів необхідно виконувати в суровій відповідності до відомості прольотів, монтажних кривих та наведених в проекті повітряної лінії значень стріл прогину.

3.3 Особливості кріплення проводів на проміжних опорах

Після остаточного закріплення проводів на опорах, що обмежують ділянку проведення монтажних робіт повітряної лінії електропередачі виконують операції перекладання проводів з розкочувальних роликів на ролики гірлянд або відповідно на ізолятори. Операції з перекладання проводів з розкочувальних роликів виконують як правило без опускання проводів на землю. Дані роботи виконуються відповідною бригадою монтажників. Троси перекладають з розкочувальних роликів разом з проводами.

					<i>КП.06.03.002.ПЗ</i>	Арк.
						34
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

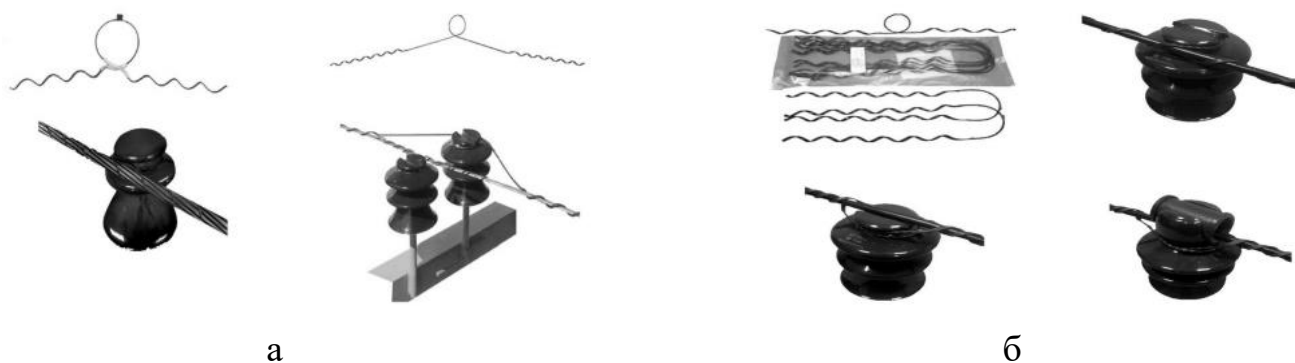
Додатково для проведення перекладання проводів використовують різноманітні вишки або гідропідйомники. Обрання типу підйомників виконують відповідно до умов розташування та проходження повітряної лінії електропередачі.

Операції з перекладання проводів з розкочувальних роликів на ізолятори штирьового типу може бути виконано монтером безпосередньо з опори. Необхідно зазначити, що скидати розкочувальні ролики після перекладання проводів та тросів безпосередньо з опори заборонено.

Для додаткового захисту від різних механічних пошкоджень необхідно виконати обмотування алюмінієвою стрічкою розміром 1×10 мм. Дана стрічка повинна забезпечити алюмінієві проводи чи сталє-алюмінієві проводи від механічних пошкоджень та поривів. При обмотці повинна виступати на відстань 10...15 мм з обох боків затискача. Допускається також використання стрічки з товщиною менше одного міліметра, але при цьому необхідною та обов'язковою умовою є виконання обмотки в 2 шари.

Алюмінієву стрічку можна замінити на прокладки з алюмінію, товщиною більше 1 мм. При виконанні обмотування проводу забороняється робити зазори між різними витками. Виходячи з цього всі витки повинні щільно прилягати до проводу по всій окружності.

При перекладання всіх проводів повітряної лінії на опори, що мають штирьові ізолятори повинні закріплюватись з використанням дротового в'язання. Особливості виконання дротового в'язання наведено на рисунку 3.6.



- а – боковий спосіб кріплення проводів;
- б – головний спосіб кріплення проводів

Рисунок 3.6 – Способи закріплення проводів на опорах зі штирьовими ізоляторами

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

Після виконання перекладання проводів необхідно провести виконання перевірки вертикальності розміщення гірлянд, перевірити затяжку всіх болтових з'єднань та затискачів та інших елементів. Також необхідно перевірити правильність виконання дротового в'язання з перевіркою правильності установки затискачів плашкового типу.

3.4 Особливості проведення технологічної карти виконання монтажних робіт проводів повітряної лінії

Відповідно до нормативних документів рекомендовано проводити операції з монтажу проводів повітряної лінії виконують в два етапи:

I етап – операції з організації виробництва;

II етап – виконання всіх операцій з технології монтажу проводів повітряної лінії.

Для виконання монтажних операцій необхідно використовувати бригаду з п'яти працівників. Всі працівники повинні бути ознайомлені з особливостями та умовами виконання робіт. Після проведення інструктажів, отримання інструментів, інвентарю та засобів захисту бригаду переміщують до місця виконання робіт.

Всі операції виконуються відповідно до розробленої технологічної карти монтажу повітряної лінії електропередачі 0,4 кВ.

Технологічна карта виконання монтажу повітряної лінії електропередачі наведена на аркуші графічної частини.

					<i>КП.06.03.002.ПЗ</i>	Арк.
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		36

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

Особливістю обраної теми кваліфікаційного проекту є проведення реконструкції системи електропостачання м. Кролевець, Сумської області. Іншим питанням є розробка технологічної карти монтажу повітряної лінії електропередачі 0,4 кВ, тобто лінії електропередачі розподільних електричних мереж.

В попередньому розділі було розглянуто основні особливості виконання подібних робіт та необхідну кількість працівників для виконання всього об'єму робіт.

Для початку необхідно врахувати основні небезпечні фактори, що виникають при проведенні всіх видів робіт з монтажу повітряних ліній електропередачі 0,4 кВ.

Основними небезпечними факторами, що виникають при проведенні робіт є електричний струм, виконання робіт на висоті, використання різноманітного обладнання, пристроїв і інструменту, а також комбінування робіт з різними машинами, тракторами та тяговими механізмами.

Перед виконанням всіх робіт необхідною умовою є проведення інструктаж з правил техніки безпеки при проведенні робіт, ознайомлюються з особливостями проведення робіт та відповідними умовами праці. Також виконується ознайомлення з засобами захисту, обладнанням та пристроями для виконання робіт.

Бригада формується з 5 працівників, що мають відповідну освіту, пройшли навчання та отримали всі необхідні допуски. Серед допусків обов'язковою умовою є отримання групи допуску з правил технічної та безпечної експлуатації електроустановок, а також допуск до виконання робіт на висоті та з відповідним обладнанням та машинами.

Після проведення всіх інструктажів, отримання необхідного обладнання та інструменту бригада переміщується відповідно до маршруту на місце проведення робіт.

До виконання робіт не допускаються особи, молодше 18 років, а також працівники, що не мають відповідної освіти та допусків. Також заборонено допускати до роботи не допускаються працівники в стані алкогольного та наркотичного сп'яніння та з певними обмеженнями за станом здоров'я.

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Виконання всіх операцій по монтажу повітряної лінії електропередачі потрібно виконувати відповідно до технологічної карти та нормативних документів. Відповідно до цих документів виконується допуск до виконання роботи, вимоги до проведення робіт, а також терміни закінчення роботи.

Відповідно до технологічних карт виконують і підбір основних елементів повітряної лінії, інструменти та інші матеріали для виконання робіт. При цьому відступати від наведених робіт в технологічній карті забороняється.

Основною проблемою при виконанні монтажу є операції з встановлення опор ліній електропередачі та проведення операцій з натягування проводів. Данні операції необхідно виконувати з чітким дотриманням правил техніки безпеки та основною особливістю всього обладнання, що застосовується при виконанні робіт.

Наступним досить небезпечним видом робіт є проведення робіт по перекиданню проводу з розкочувальних роликів на гірлянди чи ізолятори, що виконуються на висоті з використанням відповідних засобів.

Необхідно зазначити, що всі роботи виконуються відповідно до нормативних документів та різноманітних правил, що строго прописані для всіх робіт. В результаті недотримання подібних вимог виникають різноманітні травмонебезпечні ситуації або нещасні випадки.

Виходячи з вищенаведеного можна зробити висновок, що дотримання всіх вимог по виконанню різноманітних робіт з монтажу повітряних ліній електропередачі дає можливість значно знизити ризик нещасних випадків та виникнення різних травмонебезпечних ситуацій. А отже зберегти працездатність робітників та значно зекономити кошти.

Особливої небезпеки зазнають бригади електромонтерів, що працюють в зонах бойових дій. Оскільки Сумська область безпосередньо є зоною таких дій то необхідно враховувати при виконанні робіт і реалії сьогодення дотримуючись основних вимог військових при виконанні монтажних робіт на лініях електропередачі.

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ

Для проведення економічної оцінки показників нами пропонується виконати порівняльну оцінку різних варіантів. За відправну точку пропонується взяти існуючий варіант підстанції з основними лініями електропередачі та показниками роботи.

Для проведення подібної оцінки початковими даними є отримання значення приведених затрат на певний варіант:

$$Z_i = B_i + E_H K_i \rightarrow \min. \quad (5.1)$$

де B_i – величина затрат на виробництво відповідно до варіанту, грн.;

E_H – значення коефіцієнту з врахування показників ефективності використання капітальних вкладень.

K_i – величина капітальних вкладень для різних варіантів проектних рішень, грн.;

$$K_i = K_p + K_y + K_H \quad (5.2)$$

де K_p – загальна вартість всього закупленого електрообладнання, грн.;

K_y – вартість виконання монтажних робіт, грн.;

K_H – вартість робіт з налагоджування електрообладнання, грн.

Відповідно до проектних рішень загальна вартість електрообладнання становить 109 738 грн. Розрахунок виконано виходячи з кількісних показників отриманих в попередніх розділах.

$$K_i = 109738 + 81400 + 20000 = 211138 \text{ грн}$$

$$E_B = K_T \cdot K_D \quad (5.3)$$

де E_B – значення витрати для показників електричної енергії, кВт·год;

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

K_r – кількість годин за добу коли працює обладнання, год;

K_d – чисельність днів виконання роботи в розрахунку за рік, 1/рік.

Далі виконуємо визначення зміни у витраті по електричній енергії відповідно за показниками двох варіантів:

$$E_k = E_{B1} - E_{B2} \quad (5.4)$$

де E_{B1}, E_{B2} – значення витрати електричної енергії відповідно до варіантів, (кВт·год)/рік;

$$E_k = 156454 - 86951 = 69503(\text{кВт} \cdot \text{год})/\text{рік}$$
$$\Gamma_{er} = 0,7E_k \quad (5.5)$$

де Γ_{er} – кількісний показник витрати по електричній енергії, грн/рік;

E_k – значення зміни витрати по електричній енергії, (кВт·год)/рік.

$$\Gamma_{er1} = 0,7 \cdot 156454 = 109518 \text{грн/рік}$$

$$\Gamma_{er2} = 0,7 \cdot 86951 = 60866 \text{грн/рік}$$

В результаті ми отримуємо певну кількість електричної енергії, яку зекономимо:

$$\Gamma_{ek} = \Gamma_{er1} - \Gamma_{er2} \quad (5.6)$$

$$\Gamma_{ek} = 109518 - 60866 = 48652 \text{грн/рік}$$

Проводимо визначення загальної величини фонду для заробітної плати:

$$\Phi_{оп} = T_{ст} \cdot 12 \cdot K_p \quad (5.7)$$

де $T_{ст}$ – величина для тарифної ставки, грн./міс;

					<i>КП.06.03.002.ПЗ</i>	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

K_p – чисельність персоналу.

$$\Phi_{оп1} = 16000 \cdot 12 \cdot 3 = 576000 \text{грн/рік}$$

$$\Phi_{оп2} = 16000 \cdot 12 \cdot 2 = 384000 \text{грн/рік}$$

З отриманих даних можна знайти показник економії на оплаті праці:

$$\Phi_{ск.оп} = \Phi_{оп1} - \Phi_{оп2} \quad (5.8)$$

$$\Phi_{ск.оп} = 576000 - 384000 = 192000 \text{грн/рік}$$

Значення економічного ефекту можна визначити з рівняння:

$$E_p = \Gamma_{ек.ел} + \Phi_{ск.оп} + \Pi_{дод} \quad (5.9)$$

де $\Pi_{дод}$ – величина прибутку, яку можна отримати додатково за умови впровадження запропонованих рішень, грн/рік.

$$E_p = 48652 + 58000 + 10000 = 116652 \text{грн/рік}$$

Наступним показником є термін для окупності прийнятих нами рішень:

$$T_0 = K_{вк}/E_p \quad (5.10)$$

де $K_{вк}$ – величина вкладень задля впровадження рішень, що запропоновані в проекті, грн.

$$T_0 = 211138/124101 = 1,7 \text{ року}$$

					<i>КП.06.03.002.ПЗ</i>	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 5.1 – Техніко-економічні показники впровадження запропонованих рішень

Показники	Базовий варіант	Проектний варіант
Капітальні вкладення, грн.	-	211138
Втрати електроенергії, кВт*год./рік	156454	86951
Вартість втраченої електроенергії, грн./рік	109518	60866
Фонд оплати праці тис. грн./рік	576000	380000
Термін окупності, років		1,7

Запропонована реконструкція системи електропостачання м. Кролевець дає доволі непогані показники та особливості роботоздатності, а отже може бути запроваджена до реалізації.

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ

Проведений аналіз особливостей розвитку регіону дає можливість зрозуміти основні напрямки для проведення вдосконалення та подальшого розвитку електричної мережі міста Кролевець. Наведені дані свідчать про доволі гарні перспективи розвитку регіону, а отже виникає необхідність проведення заходів по реконструкції системи електропостачання.

В результаті аналізу електричних мереж було виявлено те, що потрібно збільшувати потужність трансформаторної підстанції та виконувати перерахунок навантаження відповідно до кожного з трансформаторів окремо.

Запропоновані рішення дадуть можливість вирішити проблеми електричної мережі, що пов'язані з ростом навантаження від споживачів та в результаті покращити систему захисту повітряних ліній електропередачі.

Запропонована технологічна карта монтажу повітряних ліній електропередачі дозволяє виконувати роботи з прокладання нових ліній за умови використання більш сучасного електричного обладнання та матеріалів.

Отримані результати техніко-економічних розрахунків дають можливість підтвердити ефективність запропонованих рішень.

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Василега П.О. Електропостачання: Навчальний посібник. – Суми: СумДУ, 2019. – 521 с.
2. Правила улаштування електроустановок. – 5-те вид., перероблене і доповнене (станом на 21.07.2017). – Міненерговугілля України, 2017. - 617 с
3. Каталог виробів ООО «Кабельний завод Енергопром», 2017. – 100с.
4. Характеристики напруги електроживлення, постачаної розподільчими мережами загального призначення: ДСТУ EN 50160:2010 (EN 50160:2007, IDT). [Чинний з 1.07.2012]. – К.: Держстандарт України, 2012. – 39 с.
5. Автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням [електронне видання] / О.В. Коцар, 2017. – 44.
6. <https://ekontur.by/novosti/kanaly-peredachi-dannykh/> Канали передачі даних АСКОЕ.
7. <http://www.nik.net.ua/> Каталог продукції заводу ООО «НІК»
8. Марченко А.А., Труніна Г.О., Тимохіна А.О. Моделювання регулятора напруги розподільної електричної мережі. Вісник Чернігівського державного Технологічного Університету. Технічні науки. Чернігів, 2013. №2(65). С.209-215.
9. Яндульський О.С., Труніна Г.О. Підходи до оптимального керування режимами розподільних електричних мереж з розосередженою генерацією. Вісник Вінницького політехнічного Інституту. Вінниця, 2013. №6. С.62-64.
10. Яндульський О.С., Нестерко А.Б., Труніна Г.О., Тимохін О.В. Зменшення кількості спрацювань системи РПН трансформатора в електричній мережі з джерелами розосередженого генерування. Вісник Вінницького політехнічного інституту. Вінниця, 2017. №5. С.69-73
11. Яндульський О.С., Нестерко А.Б., Труніна Г.О. Зменшення кількості перемикань системи РПН трансформатора в електричній мережі з джерелами розосередженого генерування. Вісник КрНУ імені Михайла Остроградського. Кременчук, 2017. №3(104). Частина 1. С. 33-38.
12. Global Trends in Renewable Energy Investment: Frankfurt School – UNEP Collaborating Centre. URL:

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

(дата звернення: 15.01.2018)

13. Варецький Ю. Перенапруги коротких замикань на землю промислової мережі середньої напруги / Юрій Варецький. // Національний університет "Львівська політехніка". – 2019. – С. 6.

14. Димитриадіс П. Вплив перенапруги на споживання енергії: дис. техн. наук / Димитриадіс Панайотис – Лондонський університет Брунеля Великобританія, 2015. – 242 с.

15. Шеллекенс Г. Чи корисний захист від перенапруг у розподільчих обладнання середньої напруги? / Г. Шеллекенс, Ж. Біасс, Д. Фулчірон. // 6-а міжнародна конференція з розподілу електроенергії. – 2014. – С. 8

16. Office of Electricity Delivery and Energy reliability by the National Energy Technology Laboratory. Provides power quality for the digital economy. [Electronic resource] / Available at: <http://www.netldoe.gov/research/energyefficiency/energy-delivery/smart-grid>.

17. Стогній Б. С. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення [Текст] / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, С. П. Денисюк // Технічна електродинаміка. – 2010. – № 6. – С. 44–50.

18. Коновал В. С. Дослідження впливу вітрової електростанції на режимі роботи електричної мережі / В. С. Коновал, А. Ю. Кучинський, О. І. Горак. – С. 64-69.

19. Кириленко О. В. Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах. [Текст] / Кириленко О. В., Павловський В. В., Лук'яненко Л. М. // Технічна електродинаміка. – 2011. – №1. – С. 46–51.

20. Marco A. Rodriguez-Guerrero, Rene Carranza-Lopez-Padilla, Renede J. Romero-Troncoso. A novel methodology for modeling waveforms for power quality disturbance analysis/Original research article Electric Power Systems Research Volume 143 Pages 14-24 February 2017.

21. Пантелєєва І.В. Особливості регулювання електродвигунів пристроями силової перетворювальної техніки промислового електроприводу/ І.В. Пантелєєва, Ю.С. Олійник // Комунальне господарство міст. – Х.: 2013 – Вип. 109. С. 89-95.

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

22. Шматько Н.М. Формування механізму стратегічного управління потенціалом підприємства / Н.М. Шматько, М.С. Пантелєєв // Вісник економіки транспорту і промисловості.- 2013.-№41.-С.209-215

23. Возняк О. М. Дослідження графоаналітичного методу визначення стандартних W- параметрів чотириполюсника / О. М. Возняк, А. А. Видмиш, А. А. Штуць. // Техніка, енергетика, транспорт АПК. – 2019. – С. 67–78

24. Денисюк С. П. Технологічні орієнтири реалізації концепції Smart Grid в електроенергетичних системах/С.П/ Денисюк//Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2014. – № 1. – С. 7–20. www.oe.energy.gov/Smart Grid.htm

25. Денисюк С. П. Аналіз проблем впровадження віртуальних електростанцій/С. П. Денисюк, Д. С. Горенко.//Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2016. – №2. – С. 25–33.

26. Building the firmware - NodeMCU Documentation. URL: <https://nodemcu.readthedocs.io/en/dev/en/build/> (дата звернення 10.10.2021 р.).

27. Диспетчерська інформація УкрЕнерго. URL: <https://ua.energy/diyalnist/dyspetcherska-informatsiya/dobovyj-grafik-vyrobnytstva-spozhyvannya-e-e/> (дата звернення 14.06.2021 р.)

28. Луцків А.М., Волощук А.В., Мельник Ю.Р. Принципи організації розумних електричних мереж. Матеріали Х міжнародної науково - технічної конференції молодих учених і студентів «Актуальні задачі сучасних технологій» (24-25 листопада 2021 р.) Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя. Тернопіль: ТНТУ. 2021. С. 104.

29. Микитишин А.Г., Митник М.М., Стухляк П.Д. Телекомунікаційні системи та мережі. Тернопіль: Вид-во ТНТУ імені Івана Пулюя, 2016. 384 с.

30. Bazyuk T., Blinov I., Butkevich O., Denysiuk S. et al. Intelligent Power Networks: Elements and Modes / By ed. acad. NAS of Ukraine O. Kyrylenko. – К.: IED of NAS of Ukraine, 2016. – 400 p.

31. Denysiuk S. Energy transition – requirements for quality changes in energy sector development // Power engineering: economics, technique, ecology. – 2019. – № 1. – p. 7–28.

					КП.06.03.002.ПЗ	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		