

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота

на правах рукопису

Зіневич Олександр Іванович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Розробка та вибір оптимального варіанту схеми районної електричної мережі
виходячи з економічних та технічних вимог
(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня магістр

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Зіневич О. І.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Гончаренко Юрій Павлович

(прізвище, ім'я, по батькові)

к.т.н., доцент кафедри електрифікації,
автоматизації виробництва та інженерної екології

(науковий ступінь, вчене звання)

АНОТАЦІЯ

Зіневич О. І. Розробка та вибір оптимального варіанту схеми районної електричної мережі виходячи з економічних та технічних вимог 10/0,4 кВ шляхом компенсації реактивної потужності. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2021.

Робота розробці та вибору оптимального варіанту районної електричної мережі.

Вибір варіанту мережі здійснений за розрахунок аналізу електричних навантажень, втрат активної потужності та напруги.

Ключові слова: електрична мережа, навантаження, схема заміщення.

SUMMARY

Zinevych OI Development and selection of the optimal variant of the district electric network scheme based on economic and technical requirements of 10 / 0.4 kV by reactive power compensation. Qualification work for a master's degree in specialty 141 - Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics - Polissya National University, Zhytomyr, 2021.

Work on the development and selection of the best option for the district power grid.

The choice of the network variant is made on the basis of the analysis of electric loads, losses of active power and voltage.

Key words: electric network, load, substitution scheme.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. ВИБІР ВАРІАНТІВ КОНФІГУРАЦІЇ РАЙОННОЇ МЕРЕЖІ ТА ЇЇ ГЕОГРАФІЧНОГО РОЗТАШУВАННЯ	6
1.1 Розрахунок активної і реактивної потужностей споживачів мережі. Баланс реактивної і активної потужностей.	6
1.2 Аналіз варіантів конфігурації районної мережі та її географічне розташування	11
Висновки по розділу 1	17
РОЗДІЛ 2. ЕЛЕКТРИЧНИЙ РОЗРАХУНОК ВИБРАНИХ ВАРІАНТІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ	18
2.1 Електричний розрахунок системи електропостачання району за варіантом №1	18
2.2 2.2 Електричний розрахунок системи електропостачання району за варіантом №2 і №3	25
Висновки по розділу 2	30
РОЗДІЛ 3. ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНІ ПОРІВНЯННЯ ВАРІАНТІВ МЕРЕЖ	31
Висновки по розділу 3	36
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	37
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	38

ВСТУП

В умовах економічного розвитку країни та її господарства регіонів все більша увага приділяється безперебійності електрозабезпечення споживачів та енергоефективності систем електропостачання, а особливо надійного забезпечення електроенергією об'єктів господарювання а також міської інфраструктури. Крім того, у зв'язку із будовою великої кількості нових здебільше невеликих підприємств, виникає необхідність забезпечення їх технологічного процесу що призводить до зростання розгалуженості мереж електропостачання.

Старе обладнання на лініях замінюється більшим новим обладнанням. До того ж будівництво нових ліній не завжди економічно доцільним, наприклад, якщо об'єкт знаходиться в малонаселеному районі а лінія повинна обслуговувати лише одного невеликого споживача. Найбільш оптимальним у зазначеній ситуації є спорудження нових мереж середньої потужності, розширення підстанцій та збільшення потужності обладнання у процесі реконструкції.

В аналізі поточних тенденцій електрифікації виробництв слід відзначити, що надійність енергопостачання залежить від таких властивостей, як безвідмовність, живучість та безпека. Водночас неможливо забезпечити надійність системи електропостачання без модернізації та вдосконалення мереж електропостачання та використання сучасного обладнання та нових систем автоматичного управління.

Метою кваліфікаційної роботи є розробка та вибір оптимального варіанту схеми районної електричної мережі виходячи з сучасних економічних та технічних вимог.

Для досягнення поставленої мети у кваліфікаційній роботі необхідно вирішити такі завдання:

1. Проаналізувати стан мереж
2. Здійснити розрахунок електричних навантажень з урахуванням зростання потужності живильного району.

3. Здійснити розрахунок втрат напруги та активної потужності.
4. Зробити вибір конфігурації мережі з урахуванням її кошторису.

Об'єкт дослідження варіанти схем електропостачання районних мереж.

Перелік публікацій автора за темою дослідження :

Гончаренко Ю.П., Зіневич О. І. АНАЛІЗ ВАРІАНТІВ КОНФІГУРАЦІЇ РАЙОННОЇ МЕРЕЖІ ТА ЇЇ ГЕОГРАФІЧНЕ РОЗТАШУВАННЯ
V МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ МАТЕРІАЛИ.
ЧАСТИНА 3. С. «Біоенергетичні системи». 27-28 травня 2021 Житомир, Україна.

Гончаренко Ю.П., Зіневич О. І. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕННЯ ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНОГО ПОРІВНЯЛЬНОГО АНАЛІЗУ ВАРІАНТІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ
V МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ МАТЕРІАЛИ.
ЧАСТИНА 2. С. «Біоенергетичні системи». 27-28 травня 2021 Житомир, Україна

Зіневич О. І. ПРИКЛАД РОЗРАХУНКУ БАЛАНСУ АКТИВНОЇ І РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ РАЙОННОЇ МЕРЕЖІ
Студентські читання – 2021: Матеріали науково-практичної конференції факультету інженерії та енергетики «Студентські читання – 2021». 26 жовтня 2021 р. Житомир: Поліський національний університет, 2021.- 400 с.

РОЗДІЛ 1

ВИБІР ВАРІАНТІВ КОНФІГУРАЦІЇ РАЙОННОЇ МЕРЕЖІ ТА ЇХ ГЕОГРАФІЧНОГО РОЗТАШУВАННЯ

1.1 Розрахунок активної і реактивної потужностей споживачів мережі. Баланс реактивної і активної потужностей.

Метою складання балансу являється визначення необхідності компенсації реактивної потужності, визначення загальної реактивної потужності, що підлягає компенсації та визначення кількості установок, що компенсують, на підстанціях споживачів, тому що вважаємо, що активна потужність підстанції енергосистеми не обмежена.

Розрахунок активної потужності будемо проводити по формулі:

$$P_i = S_i \cdot \cos \varphi_i, \quad (1.1)$$

де: $\cos \varphi_i$ - коефіцієнт потужності навантаження; S_i - найбільше навантаження;

Відповідно до (1.1) наприклад, активне навантаження першого населеного пункту складатиме:

$$P_1 = S_1 \cdot \cos \varphi_1 = 36 \cdot 0,8 = 28,8 \text{ МВт.}$$

Активні споживані потужності остальных населених пунктів розраховуємо по тій же формулі і заносимо в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 – Активні потужності населених пунктів району

P_1 МВт	P_2 МВт	P_3 МВт	P_4 МВт	P_5 МВт	P_6 МВт
28,8	24,8	40,8	38,4	20,8	32,0

Далі проводимо розрахунок реактивної потужності населених пунктів будемо производити по формулі:

$$Q_i = S_i \cdot \sin \varphi_i. \quad (1.2)$$

Відповідно до (1.2) наприклад, реактивне навантаження першого населеного пункту становитиме:

$$Q_1 = S_1 \cdot \sin \varphi_1 = 36 \cdot 0,6 = 21,6 \text{ Мвар.}$$

Реактивні потужності остальных споживачів населених пунктів району розраховуємо по тій же формулі і заносимо в таблицю 1.2.

Таблиця 1. 2 - Реактивні потужності населених пунктів району

Q ₁ Мвар	Q ₂ Мвар	Q ₃ Мвар	Q ₄ Мвар	Q ₅ Мвар	Q ₆ Мвар
21,6	18,6	31,2	28,8	15,6	24

Визначимо сумарні активні і реактивні потужності споживачів населених пунктів:

$$P_{\Sigma} = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 = 28,8 + 24,8 + 40,8 + 38,4 + 20,8 + 32,0 = 185,6 \text{ МВт};$$

$$Q_{\Sigma} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 = 21,6 + 18,6 + 31,2 + 28,8 + 15,6 + 24,0 = 139,8 \text{ Мвар}.$$

Далі визначаємо втрати активної ΔP_i і реактивної ΔQ_i потужності кожного із групових споживачів районної мережі. Із [1] відомо, що вони становлять 5% і 6% відповідно від втрат активної і реактивної потужності даного населеного пункту :

$$\Delta P_i = 5\% P_i, \quad \Delta Q_i = 6\% Q_i. \quad (1.3)$$

Результати розрахунків виконаних по формулф1.3 для втрат активної потужності заносимо в табл. 1.3.

Таблиця 1.3 - Втрати активної потужності населених пунктів району

ΔP_1 МВт	ΔP_2 МВт	ΔP_3 МВт	ΔP_4 МВт	ΔP_5 МВт	ΔP_6 МВт
1,44	1,24	2,04	1,92	1,04	1,6

Втрати реактивної потужності споживачів розраховуємо подібним чином і зводимо до таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 - Втрати реактивної потужності населених пунктів району

ΔQ_1 Мвар	ΔQ_2 Мвар	ΔQ_3 Мвар	ΔQ_4 Мвар	ΔQ_5 Мвар	ΔQ_6 Мвар
1,296	1,116	1,872	1,728	0,936	1,44

Визначаємо необхідну активну потужність яка буде використовуватись споживачами населених пунктів району використавши формулу[1]:

$$\Sigma P = P_{\Sigma \text{необ}} = \Sigma P_i + \Sigma \Delta P_i. \quad (1.4)$$

$$\Sigma P = P_{\Sigma \text{необ}} = 185,6 + 9,28 = 194,88 \text{ МВт}.$$

Таким же чином визначаємо необхідну активну потужність яка буде використовуватись споживачами населених пунктів району :

$$\Sigma Q = Q_{\Sigma \text{необ}} = \Sigma Q_i + \Sigma \Delta Q_i. \quad (1.5)$$

$$\Sigma Q = Q_{\Sigma \text{необ}} = 139,8 + 8,388 = 148,188 \text{ Мвар.}$$

Визначаємо активну і реактивну потужності джерел живлення споживачів розрахункової мережі з розрахунку того, що в районі джерелами живлення є три гідрогенератори типу СВ425/135 потужністю $P_{\Gamma} = 32$ МВт з коефіцієнтом потужності $\cos \varphi_{\Gamma} = 0,8$.

$$P_{\text{дж}} = (n - 1) \cdot P_{\Gamma}, \quad (1.6)$$

де n – число встановлених гідрогенераторів СВ425/135 - 3 шт.;

P_{Γ} – активна потужність одного гідрогенераторів СВ425/135.

$$P_{\text{дж}} = (3 - 1) \cdot 32 = 64 \text{ МВт.}$$

$$Q_{\text{дж}} = (n - 1) \cdot P_{\Gamma} \cdot \text{tg} \varphi_{\Gamma},$$

де $\text{tg} \varphi_{\Gamma} = \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}) = 0,75$. Тоді відповідно

$$Q_{\text{дж}} = (3 - 1) \cdot 32 \cdot 0,75 = 48 \text{ Мвар.}$$

Далі необхідно визначити наявну реактивну потужність районної системи електропостачання (мережі), яка відповідно до [2] знаходиться по формулі:

$$Q_{\text{наяв}} = P_{\Sigma \text{необ}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{сист}} + P_{\text{дж}} \cdot \text{tg} \varphi_{\Gamma}. \quad (1.7)$$

Відповідно до [2] для районних систем електропостачання коефіцієнт потужності $\cos \varphi_{\text{сист}}$ може змінюватися в межах 0,9-0,97. Обираємо $\cos \varphi_{\text{сист}} = 0,94$. Тоді $\text{tg} \varphi_{\text{сист}} = 0,36$. Використовуючи (1.7) будемо мати:

$$Q_{\text{наяв}} = 194,88 \cdot 0,36 + 64 \cdot 0,75 = 118,16 \text{ Мвар.}$$

Визначаємо дефіцитну реактивну потужність мережі за формулою:

$$Q_{\text{деф}} = Q_{\text{ку}} = Q_{\Sigma \text{необ}} - Q_{\text{наяв}}, \quad (1.8)$$

$$Q_{\text{деф}} = Q_{\text{ку}} = 148,188 - 118,16 = 30,028, \text{ Мвар}$$

Ми можемо зробити висновок, що для проектованої районної системи електропостачання потрібна компенсація реактивної потужності.

Для заповнення дефіциту реактивної потужності встановлюються пристрої, що компенсують (КУ). При цьому розрахункова потужність компенсуючих пристроїв i -тої підстанції відповідного населеного пункту може бути визначена за виразом:

$$Q_{куpi} = (Q_i + \Delta Q_i) - (P_i + \Delta P_i) \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{суст}}$$

$$Q_{куp1} = (21,6 + 1,296) - (28,8 + 1,44) \cdot 0,36 = 12,001 \text{ Мвар};$$

$$Q_{куp2} = (18,6 + 1,116) - (24,8 + 1,24) \cdot 0,36 = 9,9 \text{ Мвар};$$

$$Q_{куp3} = (31,2 + 1,872) - (40,8 + 2,04) \cdot 0,36 = 17,65 \text{ Мвар};$$

$$Q_{куp4} = (28,8 + 1,728) - (38,4 + 1,92) \cdot 0,36 = 16,01 \text{ Мвар};$$

$$Q_{куp5} = (15,6 + 0,936) - (20,8 + 1,04) \cdot 0,36 = 8,02 \text{ Мвар};$$

$$Q_{куp6} = (24,0 + 1,44) - (32,0 + 1,6) \cdot 0,36 = 13,34 \text{ Мвар}.$$

Якщо $Q_{куi}$ становить менше 400 квар, то компенсуючі пристрої на підстанціях населених пунктів не встановлюються. На підстанціях де встановлюють КУ їх потужність округляється до величини потужності, кратної 400 квар. Коли потужність компенсуючих пристроїв не більш ніж 200 квар, то баланс потужностей не виконується, при цьому потужність компенсуючого пристрою найбільшого споживача збільшуються на 400 квар.

Визначимо кількість компенсуючих установок (округляючи до цілого числа), використовуючи вираз:

$$n_{куp} = \frac{Q_{куpi}}{Q_{од}}$$

де $Q_{од}$ – одинична потужність установки ($Q_{од} = 0,4 \text{ Мвар}$):

$$n_{куp1} = 12,001 / 0,4 = 30; \quad n_{куp2} = 9,9 / 0,4 = 25;$$

$$n_{куp3} = 17,65 / 0,4 = 44; \quad n_{куp4} = 16,01 / 0,4 = 40;$$

$$n_{куp5} = 8,02 / 0,4 = 20; \quad n_{куp6} = 13,34 / 0,4 = 33.$$

Далі визначимо номінальні значення потужності компенсуючих пристроїв. Для цього зкористаємося рівнянням [2] :

$$Q_{куномi} = n_{куpi} \cdot Q_{од} \quad (1.9)$$

$$Q_{куном1} = 30 \cdot 0,4 = 12 \text{ Мвар}; \quad Q_{куном2} = 25 \cdot 0,4 = 10,0 \text{ Мвар};$$

$$Q_{ку ном3}=44 \cdot 0,4=17,4 \text{ Мвар}; \quad Q_{ку ном4}=40 \cdot 0,4=16,0 \text{ Мвар};$$

$$Q_{ку ном5}=20 \cdot 0,4=8,0 \text{ Мвар}; \quad Q_{ку ном6}=33 \cdot 0,4=13,2 \text{ Мвар}).$$

Сумарне номінальне значення потужності компенсуючих пристроїв буде дорівнювати: $Q_{\Sigma ку ном i} = Q_{ку ном1} + Q_{ку ном2} + Q_{ку ном3} + Q_{ку ном4} + Q_{ку ном5} + Q_{ку ном6}$
 $Q_{\Sigma ку ном i} = 76,6 \text{ Мвар}.$

Складемо початковий баланс реактивної потужності районної системи електропостачання, використовуючи вираз используя :

$$Q_{\Sigma ку ном i} + Q_{наяв} = Q_{потр}$$

$$76,6 + 118,16 = 194,76$$

$$194,76 = 148,2$$

Ми бачимо, що при складанні балансу він не сходиться, отже, зменшуємо потужність КУ у споживачів та їх кількість.

Для $Q_{ку 1}$ залишаємо $n = 15$ шт. Одержимо $Q'_{ку ном1} = 6 \text{ Мвар};$

Для $Q_{ку 2}$ залишаємо $n = 11$ шт. Одержимо $Q'_{ку ном2} = 4,4 \text{ Мвар};$

Для $Q_{ку 3}$ залишаємо $n = 17$ шт. Одержимо $Q'_{ку ном3} = 6,8 \text{ Мвар};$

Для $Q_{ку 4}$ залишаємо $n = 14$ шт. Одержимо $Q'_{ку ном4} = 5,6 \text{ Мвар};$

Для $Q_{ку 5}$ залишаємо $n = 8$ шт. Одержимо $Q'_{ку ном5} = 3,2 \text{ Мвар};$

Для $Q_{ку 6}$ залишаємо $n = 10$ шт. Одержимо $Q'_{ку ном6} = 4,0 \text{ Мвар}.$

$$Q_{\Sigma ку ном i} = 30,0 \text{ Мвар}.$$

$$30 + 118,2 = 148,2$$

$$148,2 = 148,2$$

Баланс зійшовся, тому всі розрахунки вважаємо за правильні.

Після цього визначаємо потужність споживачів населених пунктів з урахуванням установки компенсуючих пристроїв, використовуючи вираз:

$$S'_i = P_i + j(Q_i - Q_{ку i})$$

$$S'_1 = 28,8 + j(21,6 - 6) = 28,8 + j15,6 \text{ МВА};$$

$$S'_2 = 24,8 + j(18,6 - 4,4) = 24,8 + j14,2 \text{ МВА};$$

$$S'_3 = 40,8 + j(31,2 - 6,8) = 40,8 + j24,4 \text{ МВА};$$

$$S'_4 = 38,4 + j(31,2 - 5,6) = 38,4 + j25,6 \text{ МВА};$$

$$S'_5 = 20,8 + j(15,6 - 3,2) = 20,8 + j12,4 \text{ МВА};$$

$$S'_6 = 32,0 + j(24,0 - 4) = 32 + j20 \text{ МВА};$$

Одержані дані заносимо в табл. 1.5

Таблиця 1.5 – Баланс потужності споживачів населених пунктів району

N	P_i	ΔP_i	S_i	Q_i	ΔQ_i	$Q_{\text{ж}}$	$Q_{\text{ху розі}}$	$n_{\text{тп}}$	Q'_i	S'_i
спож	Мвт	Мвт	МВА	Мвар	Мвар	Мвар	Мвар		МВА	МВА
1	28,8	1,44	36	21,6	1,296	6	12,0	15	15,6	28,8+j15,6
2	24,8	1,24	31	18,6	1,116	4,4	9,9	11	14,2	24,8+j14,2
3	40,8	2,04	52	31,2	1,872	6,8	17,65	17	24,4	40,8+j24,4
4	38,4	1,92	48	28,8	1,728	5,6	16,01	14	25,6	38,4+j25,6
5	20,8	1,04	26	15,6	0,936	3,2	8,02	8	12,4	20,8+j12,4
6	32,0	1,6	40	24,0	1,44	4	13,36	10	20	32+j20

1.2. Аналіз варіантів конфігурації районної мережі та її географічне розташування

Система електропостачання району може мати різну конфігураці та виконана за довільними схемами з'єднань. При розгляді варіантів та виду конфігурації мережі електропостачання потрібно враховувати наступні фактори:

а) Схема електропостачання повинна бути надійною та повністю забезпечувати електропостачання споживачів. Відповідно до ПУЕ, перша та друга категорії споживачів живляться електроенергією не менше ніж від двох незалежних джерел. До незалежних джерел відносяться шини розподільних пристроїв електричних станцій чи підстанцій енергосистеми або різні секції шин цих розподільних пристроїв, якщо вони живляться від різних генераторів або трансформаторів та електрично між собою не пов'язані або що автоматично відключається при порушенні нормальної роботи однієї із секцій за рахунок відповідних зв'язоків.

Споживачі першої категорії повинні обов'язково мати резервовані схеми із АВР.

Споживачі другої категорії живляться здійснюється, як правило, теж за резервованими схемами, але резерв при цьому може включатися в ручному режимі. Допускається, як виняток, споживачі другої категорії підключати без резервних схем, але таке рішення повинна прийматися виходячи із доцільності, яке визначається порівнянням збитків від недовідпуску електроенергії в післяаварійному режимі при відсутності резерву з відповідними витратами на створення схеми з резервуванням.

Споживачі третьої категорії живляться за не резервованою схемою.

Якщо в населеному пункті присутні споживачі декількох категорій, то при виборі конфігурації мережі слід починати з найвищої категорії споживачів.

б) Мережа яка проектується повинна бути якомога простішою. При проектуванні районних мережах можуть бути застосовані наступні типи схем електропостачання:

- одноланцюгові розімкнені радіальні та магістральні мережі без резервування;
- дволанцюгові розімкнені резервовані мережі які виконані по радіальній та магістральній схемам ;
- одноланцюгові замкнуті резервовані мережі (у тому числі з двостороннім живленням).

Тип схеми електропостачання споживачів районної мережі визначається взаємним розташуванням населених пунктів які споживають електроенергію та складом споживачів за категоріями.

в) Надійність електропостачання підвищує застосування складних замкнутих схем, але це призводить до негативних наслідків. Застосування складних замкнутих схем електропостачання доцільно з економічної точки зору тільки там, де сумарна довжина ліній замкнутої мережі суттєво коротша, ніж сумарна довжина ліній розімкнутої мережі (в одноланцюжному

обчисленні), тобто, якщо капіталовкладення на будівництво ліній незначні і менша витрата кольорового металу алюмінію. Крім того замкнута мережа може бути економічно недоцільною, якщо при об'єднанні ліній у замкнутий контур утворюється протяжна малозавантажена ділянка.

г) Номінальн напруга для вибраної схеми мережі повинна забезпечувати необхідну якість електропостачання споживачів з урахуванням вимог до технічних обмежень електрообладнання ліній та підстанцій.

Розробку варіантів будемо виконувати на основі принципів, наведених вище, та з урахуванням міркувань альтернативності якостей та показників певних типів схем мереж.

Приклади можливих варіантів схем електропостачання споживачів населених пунктів району виконаних в масштабі 1кл: 20км показано на рис. 1.1-1.5.

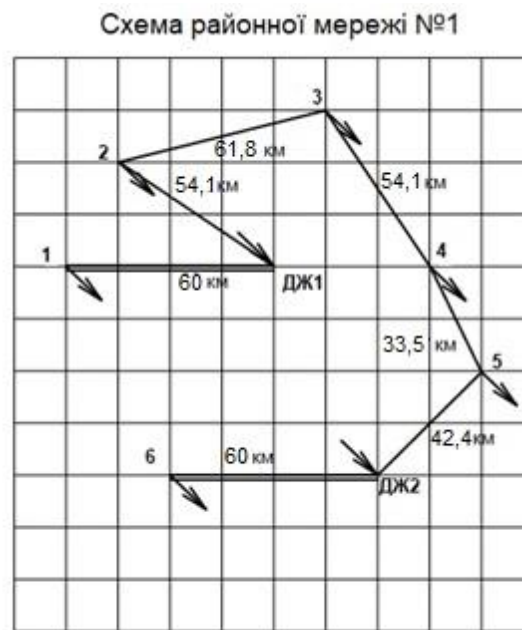


Рисунок 1.1. Змішана схема електропостачання споживачів населених пунктів району

Проведемо аналіз представлених схем. Для цього визначимо відстані провідів між пунктами електроспоживання, кількість відмикань, та загальну довжину мережі. Довжину відмикань відповідно до [2] беремо 4км. Результати розрахунків відобразимо у вигляді таблиць 1.6-1.10.

Схема районної мережі №2

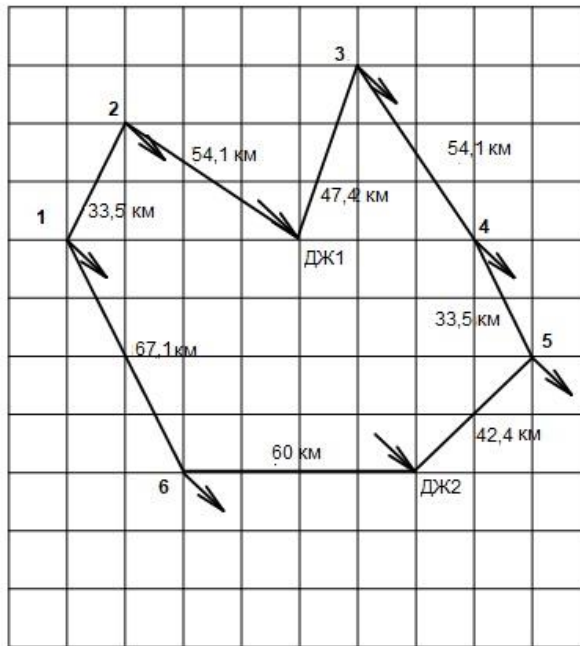


Рисунок 1.2. Замкнена (кільцева) схема електропостачання споживачів населених пунктів району

Схема районної мережі №3

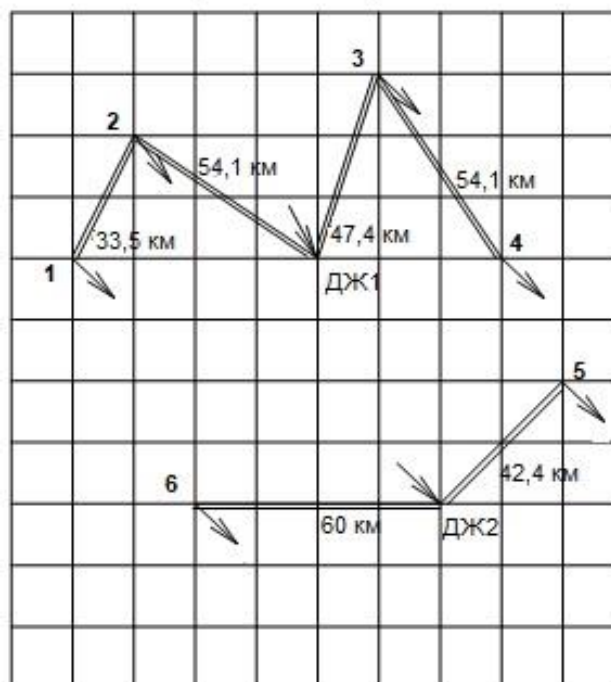


Рисунок 1.3. Радіально-магістральна схема електропостачання споживачів населених пунктів району

схема №4

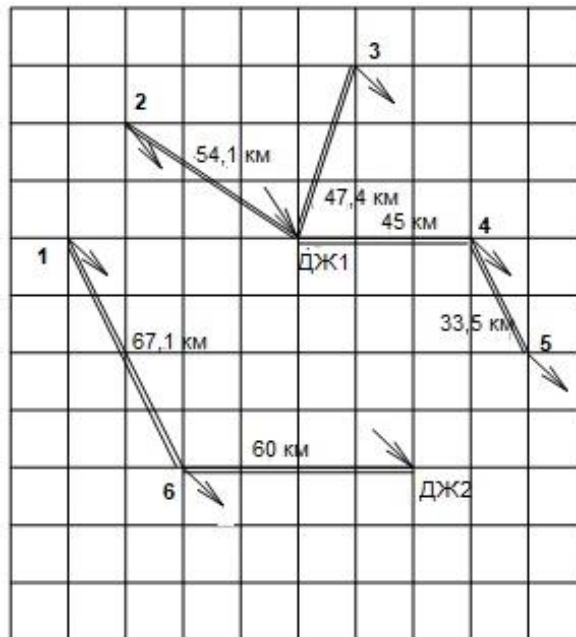


Рисунок 1.4. Радіально-магістральна схема електропостачання споживачів населених пунктів району

Схема районної мережі №5

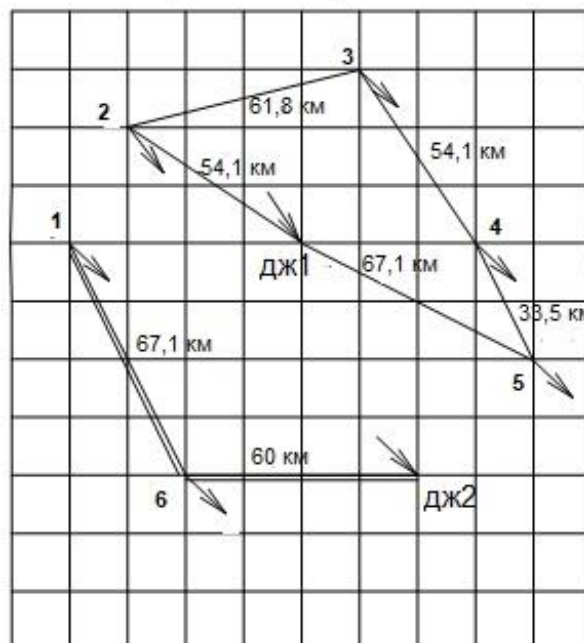


Рисунок 1.5. Змішана схема електропостачання споживачів населених пунктів району

Таблиця 1.6 – Розрахункові данні довжини проводів для схеми №1.

Назва лінії	$L_{1-дж1}$	$L_{дж1-2}$	L_{2-3}	L_{3-4}	L_{4-5}	$L_{5-дж2}$	$L_{дж2-6}$	Число відмикань	Загальна довжина, $L_{\Sigma 1}$
Довжина, км	60	54,1	61,8	54,1	33,5	42,4	60	22	453,9

Таблиця 1.7 – Розрахункові данні довжини проводів для схеми №2.

Назва лінії	L_{1-2}	$L_{2-дж1}$	$L_{дж1-3}$	L_{3-4}	L_{4-5}	$L_{5-дж2}$	$L_{дж2-6}$	L_{6-1}	Число відмикань	Загальна довжина, $L_{\Sigma 1}$
Довжина, км	33,5	54,1	47,4	54,1	33,5	42,4	60	67,1	22	480,1

Таблиця 1.8 – Розрахункові данні довжини проводів для схеми №3.

Назва лінії	L_{1-2}	$L_{2-дж1}$	$L_{дж1-3}$	L_{3-4}	$L_{5-дж2}$	$L_{дж2-6}$	Число відмикань	Загальна довжина, $L_{\Sigma 1}$
Довжина, км	33,5	54,1	47,4	54,1	42,4	60	26	395,5

Таблиця 1.9 – Розрахункові данні довжини проводів для схеми №4.

Назва лінії	$L_{2-дж2}$	$L_{дж1-3}$	$L_{дж1-4}$	L_{4-5}	$L_{дж2-6}$	L_{6-1}	Число відмикань	Загальна довжина, $L_{\Sigma 1}$
Довжина, км	54,1	47,4	45	33,5	60	67,1	26	411,1

Таблиця 1.10 – Розрахункові данні довжини проводів для схеми №5.

Назва лінії	L_{2-3}	L_{3-4}	L_{4-5}	$L_{5-дж1}$	$L_{дж1-2}$	$L_{дж2-6}$	L_{6-1}	Число відмикань	Загальна довжина, $L_{\Sigma 1}$
Довжина, км	61,8	54,1	33,5	67,1	54,1	60	67,1	23	489,7

Висновки по першому розділу

Схеми електропостачання населених пунктів будемо вибирати в залежності від довжини, складності спорудження та затратам. Крім того потрібно брати до уваги, що затрати на спорудження замкнених одноланцюгових ліній електропостачання є найнижчими [3].

З урахуванням вище сказаного вибираємо для подальшого розрахунку схеми під номерами 1,2 та 3.

РОЗДІЛ 2

ЕЛЕКТРИЧНИЙ РОЗРАХУНОК ВИБРАНИХ ВАРІАНТІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ

2.1 Електричний розрахунок системи електропостачання району за варіантом №1

Електричний розрахунок виконується для наближеного визначення параметрів електричної мережі, на основі яких можливо зробити техніко-економічні порівняння визначених варіантів схем електропостачання та вибрати один найкращий із них.

При виконанні наближених розрахунків потрібно визначити:

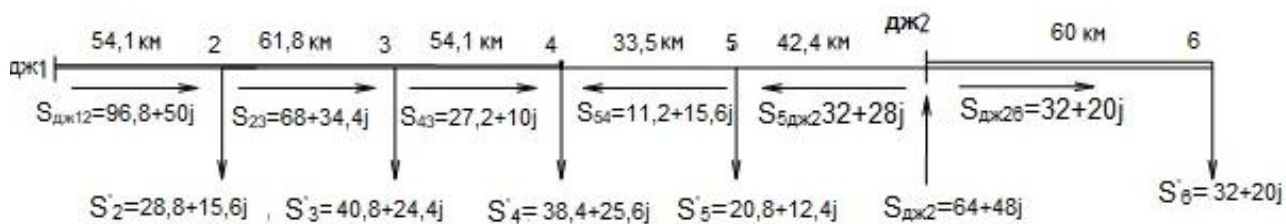
- розподіл потоків електроенергії в мережі;
- поперечний перетин проводів ліній електропередачі на всіх ділянках;
- втрати активної потужності в мережі та найбільшу втрату напруги в нормальному режимі її роботи;
- розподіл потоків електроенергії в найбільш важкому післяаварійному режимі роботи.

Для попереднього розрахунку робочого режиму мережі будемо використовувати наступні допущення:

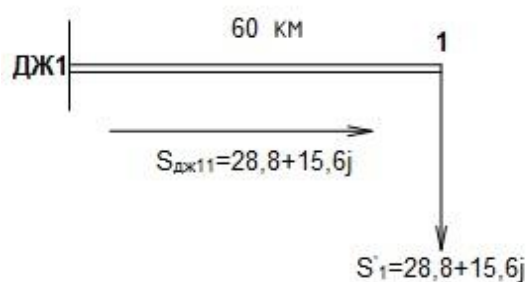
1. Не враховуємо зарядну потужність ліній електропередачі та втрати потужності в трансформаторах на підстанціях;
2. Будемо враховувати джерела обмеженої потужності як навантаження з негативним знаком;
3. У всіх точках електричної мережі значення напруги дорівнює номінальному;
4. Вибираємо район по льодоутворенню 3– зона Полісся.

Відповідно до першого закону Кирхгофа проводимо розрахунок потоків розподілу електроенергії, при цьому будемо рухатись від найбільш віддаленого населеного пункту до джерела живлення.

Розподіл потоків потужності для варіанту районної мережі виконаної по схемі №1 (рис.2.1).



а)



б)

Рисунок 2.1. Розподіл потоків потужності для варіанту районної мережі виконаної по схемі №1 при нормальному режимі роботи:

а) для вузлів 2-6; б) для вузла 1.

Слід відмітити, що при аварії на ділянці мережі 4-3, живлення для вузла 4 від джерела ДЖ2 буде недостатнім, тому відповідно ділянку мережі ДЖ1-4 потрібно виконувати двоох ланцюговою лінією електропередачі.

Далі визначаємо величину потоків потужності на ділянках лінії використовуючі вирази [3]:

$$S_{ДЖ1-1} = S'_1 = 28,8 + 15,6j .$$

В виду того, що джерело напруги ДЖ2 є джерелом обмеженої потужності, то розподіл потоків потужності будемо починати з ДЖ2. Відповідно одержимо:

$$S_{ДЖ2-6} = S'_6 = 32 + 20j \text{ МВА.}$$

$$S_{ДЖ2-5} = S_{ДЖ2} - S_{ДЖ2-6} = (64 - 32) + (48 - 20)j = 32 + 28j \text{ МВА.}$$

Для вузла 4 запишемо рівняння згідно першого закону Киргофа:

$$S_{5-4} = S_{ДЖ2-5} - S'_4 = 11,2 + 15,6j \text{ МВА.}$$

Так як в точці 4 (рис.2.1) напрямки потоку потужності змінюються на протилежні, то дану точку будемо рахувати точкою поторозподілу (рис.2.2).

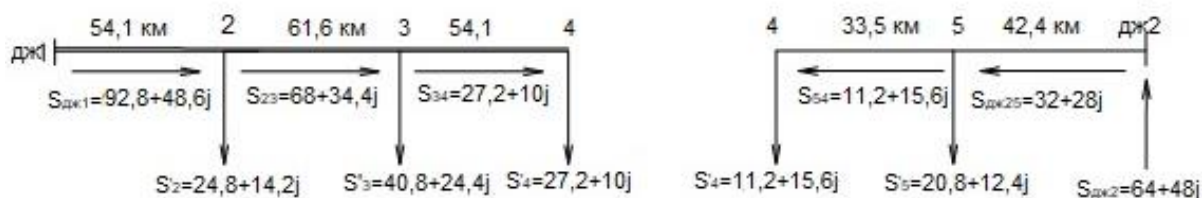


Рисунок 2.2. Розподіл потоків для вузла 4 в нормальному режимі роботи мережі

Для попереднього визначення величини напруги мережевого живлення використаємо формулу Іларіонова, відповідно до якої [3]:

$$U_H = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}},$$

де P_{ij} – найбільша активна потужність на самому навантаженому відрізку ланцюга мережі, МВт; l_{ij} – довжина даної частки ланцюга мережі, км. В нашому випадку маємо:

$$U_H = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{54,1} + \frac{2500}{92,8}}} = 166,25 \text{ кВ.}$$

Вибираємо напруги живлення в мережі $U_H = 220$ кВ.

Використаємо метод економічних інтервалів [4] для визначення величини струму на ділянках мережі живлення та відповідно перетини проводів на них. Враховуємо, що ділянки ДЖ1-4 та ДЖ1-1 двох ланцюгові, тому величину струму для них зменшуємо в двічі. Величина струму на відповідних ділянках визначається з використанням формули [4]:

$$I_{ij} = \frac{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (2.1)$$

де P_{ij} та Q_{ij} – відповідно активна та реактивна потужність ділянки мережі.

Для прокладення ліній мережі будемо використовувати проводи марки АС, враховуючі, що найбільший час використання навантаження споживачів складає $T_{нб} = 4500$ год/рік, а економічна щільність струму складає $j_{ек} = 1,1$ А/мм².

$$I_{ДЖ1-1} = \frac{\sqrt{28,8^2 + 15,6^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 43,5 \text{ А}, \quad F_{ДЖ1-1} = 240 \text{ мм}^2;$$

$$I_{ДЖ1-2} = \frac{\sqrt{92,8^2 + 48,6^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 139 \text{ А}, \quad F_{ДЖ1-2} = 240 \text{ мм}^2;$$

$$I_{2-3} = \frac{\sqrt{68^2 + 34,4^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 111 \text{ А}, \quad F_{2-3} = 240 \text{ мм}^2;$$

$$I_{3-4} = \frac{\sqrt{27,2^2 + 10^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 38,5 \text{ А}, \quad F_{3-4} = 240 \text{ мм}^2;$$

$$I_{5-4} = \frac{\sqrt{11,2^2 + 15,6^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 51,2 \text{ А}, \quad F_{5-4} = 240 \text{ мм}^2;$$

$$I_{ДЖ2-5} = \frac{\sqrt{32^2 + 28^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 113 \text{ А}, \quad F_{ДЖ1-1} = 240 \text{ мм}^2;$$

$$I_{ДЖ2-6} = \frac{\sqrt{32^2 + 20^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 57,1 \text{ А}, \quad F_{ДЖ1-1} = 240 \text{ мм}^2;$$

Визначаємо активні та реактивні опори ділянок лінії мережі, використовуючі формули [4]:

$$r_{iy} = \frac{r_0 \cdot l_{iy}}{2}; \quad x_{iy} = \frac{x_0 \cdot l_{iy}}{2} \quad (2.2)$$

де r_0 та x_0 – відповідно погонний активний та реактивний опори проводів ЛЕП марки АС перетином 240 мм². При розрахунках враховуємо, що для двох

ланцюгової лінії опір буде зменшений в двічі. Результати розрахунків виконаних по (2.2) заносимо в табл. 2.1.

Визначаємо втрати активної потужності на ділянках районної мережі, для цього використовуємо формулу:

$$\Delta P_{iy} = \frac{S_{iy}^2 \cdot r_{iy}}{U_H^2} = \frac{(\sqrt{P_{iy}^2 + Q_{iy}^2})^2 \cdot r_{iy}}{U_H^2}, \quad (2.3)$$

де P_{ij} та Q_{ij} – відповідно активна та реактивна потужність ділянки мережі.

Результати розрахунків одержаних по (2.3) для відповідних ділянок заносимо в табл.2.1.

Знаходимо сумарні втрати потужності для всієї мережі:

$$\Delta P_{\Sigma} = 0,74 + 0,44 + 0,06 + 0,03 + 0,2 + 0,03 + 0,08 = 1,51 \text{ МВт.}$$

Визначаємо втрати напруги на ділянках ЛЕП з використанням формули:

$$\Delta U_{iy} = \frac{(P_{iy} \cdot r_{iy} + Q_{iy} \cdot x_{iy})}{U_H} \quad (2.4)$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Розрахунки параметрів лінії по варіанту №1

Ділянка	Довжина км	Число ланцюгів	Поток потужності МВА	Розрахунковий струм А	Стандартний перетин мм2	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	r_{Om}	x_{Om}	ΔP МВт	ΔU кВ
ДЖ1-2	54,1	2	92,8+j48,6	139	240	0,12	0,43	3,25	12,5	0,74	4,13
2-3	61,8	2	68+j34,4	111	240	0,12	0,43	3,7	13,3	0,44	3,22
3-4	54,1	2	27,2+j10	38,5	240	0,12	0,43	3,2	11,6	0,06	0,92
4-5	33,5	1	11,2+j15,6	51,2	240	0,12	0,43	4,0	14,4	0,03	1,22
5-ДЖ2	42,4	1	32+j28	113	240	0,12	0,43	5,1	18,2	0,2	3,06
ДЖ2-6	60	2	32+j20	57,1	240	0,12	0,43	3,6	12,9	0,03	1,7
ДЖ1-1	60	2	28,8+j15,6	43,5	240	0,12	0,43	3,6	12,9	0,08	1,37

Втрати напруги в процентному відношенні до номінальної будуть наступні:

$$\Delta U_{ДЖ1-2\%} = \frac{(U_{ДЖ1-2}) \cdot 100\%}{U_H} = \frac{4,13 \cdot 100\%}{220} = 1,9\%; \quad (2.5)$$

$$\Delta U_{2-3\%} = \frac{(U_{2-3}) \cdot 100\%}{U_H} = \frac{3,22 \cdot 100\%}{220} = 1,46\%;$$

$$\Delta U_{3-4\%} = \frac{(U_{3-4}) \cdot 100\%}{U_H} = \frac{0,92 \cdot 100\%}{220} = 0,42\%;$$

$$\Delta U_{4-5\%} = \frac{(U_{4-5}) \cdot 100\%}{U_H} = \frac{1,22 \cdot 100\%}{220} = 0,55\%;$$

$$\Delta U_{ДЖ2-5\%} = \frac{(U_{ДЖ2-5}) \cdot 100\%}{U_H} = \frac{3,06 \cdot 100\%}{220} = 1,39\%;$$

$$\Delta U_{ДЖ2-6\%} = \frac{(U_{ДЖ2-6}) \cdot 100\%}{U_H} = \frac{1,7 \cdot 100\%}{220} = 0,77\%;$$

$$\Delta U_{ДЖ1-1\%} = \frac{(U_{ДЖ1-1}) \cdot 100\%}{U_H} = \frac{1,37 \cdot 100\%}{220} = 0,6\%.$$

Визначаємо втрату напруги від джерела живлення до самого віддаленого споживача електроенергії (найбільшу втрату напруги):

$$\Sigma \Delta U_{ДЖ1-4\%} = \Delta U_{ЖД1-2\%} + \Delta U_{2-3\%} + \Delta U_{3-4\%} = 1,9\% + 1,46\% + 0,42\% = 3,78\%.$$

Проведемо розрахунок післяаварійного режиму в мережі для даного варіанту електростачання. Для цього необхідно відключити один із наявних ланцюгів мережі на ділянці ДЖ1-1 (див. рис. 2.1.,б).

При аварійному режимі на даній ділянці поетапно розраховуються наступні параметри ланцюга:

- активний і індуктивний опори $r_{дж1-1}=3,6$ Ом, $x_{дж1-1}=12,9$ Ом;
- втрати напруги на даному відрізку ланцюга живлення $\Delta U_{ДЖ1-1} = 4,13$ кВ;
- втрати напруги в процентному відношенні до номінальної на даному відрізку ланцюга живлення $\Delta U_{ДЖ1-1\%} = 1,9\%$;

Проведемо розрахунок післяаварійного режиму для даного варіанту елетропостачання при відключенні одного із ланцюгів мережі на ділянці ДЖ1-ДЖ2(див. рис. 2.3.).

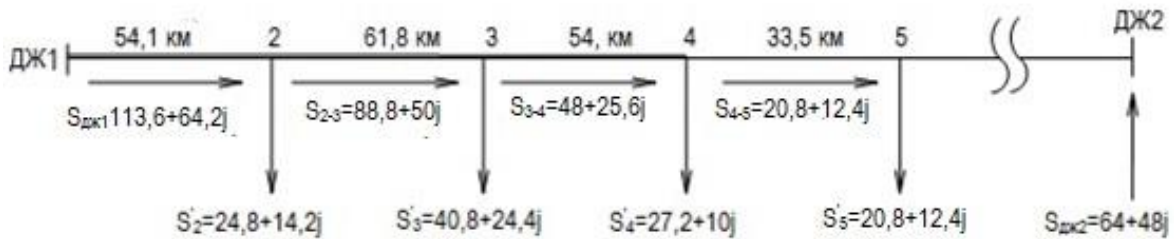


Рисунок 2. 3. Потокорозподілення ділянки ДЖ1-ДЖ2 в аварійному режимі.

Запишемо потокорозподіл на ділянці ДЖ1-ДЖ2 відповідно до першого закону Киргофа:

$$S_{4-5} = S'_5 = 20,8 + 12,4j \text{ МВА};$$

$$S_{3-4} = S_{4-5} + S'_4 = 48 + 25,6j ;$$

$$S_{2-3} = S_{3-4} + S'_3 = 88,8 + 50j ;$$

$$S_{ДЖ1} = S_{2-3} + S'_2 = 113,6 + 64,2j .$$

Далі розрахуємо втрати напруги на ділянках в аварійному режимі використовуючи вирази (2.4,2.5).

$$\Delta U_{ДЖ1-2} = 5,23 \text{ кВ}; \quad \Delta U_{ДЖ1-2\%} = 2,42\%;$$

$$\Delta U_{2-3} = 4,52 \text{ кВ}; \quad \Delta U_{2-3\%} = 2,05\%;$$

$$\Delta U_{3-4} = 2,05 \text{ кВ}; \quad \Delta U_{3-4\%} = 0,93\%;$$

$$\Delta U_{4-5} = 1,19 \text{ кВ}; \quad \Delta U_{4-5\%} = 0,54\%.$$

$$\Sigma \Delta U_{ДЖ1-5\%} = \Delta U_{ДЖ1-2\%} + \Delta U_{2-3\%} + \Delta U_{3-4\%} + \Delta U_{4-5\%} = 2,42\% + 2,05\% + 0,93\% + 0,54\% = 5,96\%.$$

Далі виключаємо одну із ділянок в ланцюзі ДЖ2-6 (рис.2.4)

При аварійному режимі на даній ділянці поетапно розраховуються наступні параметри ланцюга:

- активний і індуктивний опори $r_{дж2-6} = 3,6 \text{ Ом}$, $x_{дж2-6} = 12,9 \text{ Ом}$;

- втрати напруги на даному відрізку ланцюга живлення $\Delta U_{ДЖ1-1} = 1,17 \text{ кВ}$;
- втрати напруги в процентному відношенні до номінальної на даному відрізку ланцюга живлення $\Delta U_{ДЖ1-1\%} = 0,56\%$;

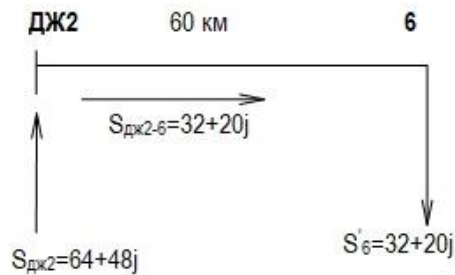


Рисунок 2. 4. Потокорозподілення ділянки ДЖ2-6 в аварійному режимі.

В результаті проведених розрахунків для післяаварійного режиму електричної мережі виконаної по варіанту №1 вийшло, що сумарні втрати в аварійному режимі не перевищують допустимої норми $\Sigma \Delta U_{\text{доп}} \% = 12\%$, отже, вибрана схема підходить для подальшого економічного розрахунку.

2.2 Електричний розрахунок системи електропостачання району за варіантом №2 і №3

Згідно з першим законом Кирхгофа проводимо розрахунок потоків розподілу електроенергії для системи електропостачання району за варіантом №2, при цьому будемо рухатись від найбільш віддаленого населеного пункту до джерела живлення.

Розподіл потоків потужності для варіанту районної мережі виконаної по схемі №2 (рис.2.5).

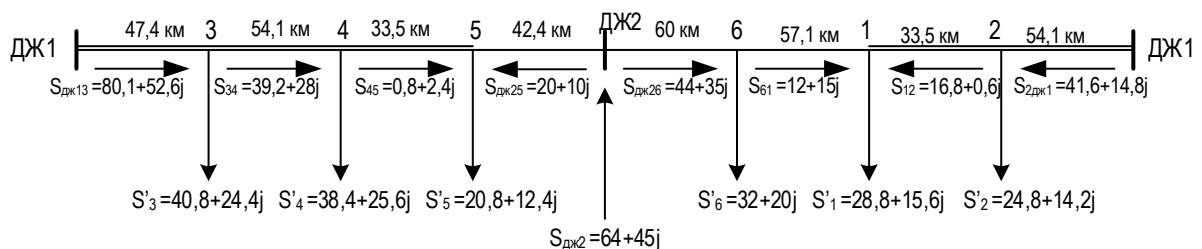


Рисунок 2.5. Розподіл потоків потужності для варіанту районної мережі виконаної по схемі №2 при нормальному режимі роботи

Відмічаємо, що в випадку аварії на ділянці мережі 4-5, живлення для вузла 5 від джерела ДЖ2 буде недостатнім, тому відповідно ділянку мережі ДЖ1-5 потрібно виконувати двоох ланцюговою лінією електропередачі.

В виду того, що джерело напруги ДЖ2 є джерелом обмеженої потужності, то розподіл потоків потужності будемо починати з ДЖ2. Відповідно одержимо:

$$S_{ДЖ2-5} = 20 + 10j \text{ МВА.}$$

Для вузла 5 запишемо рівняння згідно першого закону Киргофа:

$$S_{4-5} = -S'_5 + S_{ДЖ2-5} = (20 - 20,8) + (10 - 12,4)j = -0,8 - 2,4j \text{ МВА.}$$

Видно, що напрямок потоку потужності в точці 5 буде змінений на протилежний, тобто даній точці змінюється поточкорозділ на ділянках ДЖ2-5 і 5-4.

Для вузлів 4 та 3 відповідно до першого закону Кирхгофа маємо:

$$S_{3-4} = S_{5-4} + S'_4 = 39,2 + 28j \text{ МВА.}$$

$$S_{ДЖ1-3} = S_{3-4} + S'_3 = 80,1 + 52,6j \text{ МВА.}$$

$$S_{ДЖ2-6} = 44 + 35j \text{ МВА.}$$

Для вузлів 6 і 1 запишемо рівняння згідно першого закону Киргофа:

$$S_{6-1} = S_{ДЖ2-6} - S'_6 = 12 + 15j \text{ МВА.}$$

$$S_{2-1} = S_{6-1} - S'_1 = -16,8 + 0,6j \text{ МВА.}$$

По першому закону Кирхгофа для вузла 2 маємо:

$$S_{2-ДЖ1} = S_{1-2} + S'_2 = 41,6 + 14,8j \text{ МВА.}$$

Направлення потоку потужності на ділянках 6-1 і 1-2 змінюється на протилежні тому точка 3 буде точкою поточкорозподілення.

Також відмічаємо, що в випадку аварії на ділянці мережі 6-1, живлення для вузла 1 від джерела ДЖ2 буде недостатнім, тому відповідно ділянку мережі ДЖ1-1 потрібно виконувати двоох ланцюговою лінією електропередачі.

На рисунку 2.6 показано розподіл потоків перетікання потужності для ділянок ДЖ1-5, 5-1 та 1-ДЖ1 в нормальному режимі роботи..

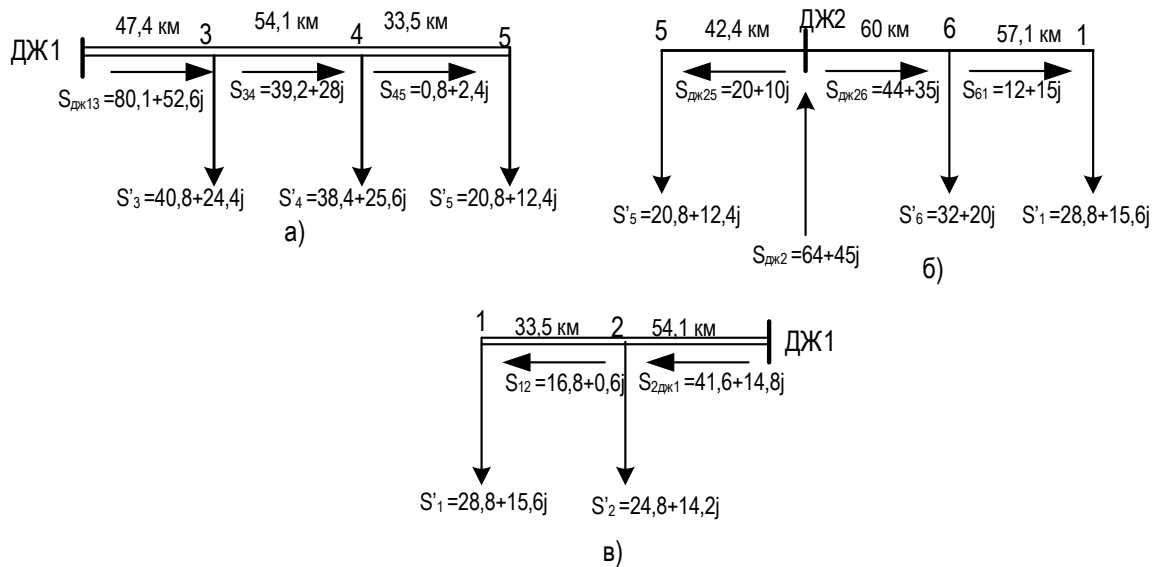


Рисунок 2.6. Розподіл потоків перетікання потужності ділянок в нормальному режимі роботи:

а) ДЖ1-5; б) 5-1; в) 1-ДЖ1

По методиці електричних розрахунків яка була проведена в п.1.1 використовуючи формули 2.1-2.5 проводимо розрахунки для системи електропостачання району за варіантом №2. Результати розрахунків заносимо в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Розрахунки параметрів лінії по варіанту №2

Ділянка	Довжина км	Число ланцюгів	Поток потужності МВА	Розрахунковий струм А	Стандартний перетин мм ²	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	r Ом	x Ом	ΔP МВт	ΔU кВ
ДЖ1-3	47,4	2	80,1+j52,6	128	240	0,12	0,43	2,8	10,2	0,07	3,5
3-4	54,1	2	39,2+j28	65	240	0,12	0,43	3,2	11,6	0,15	2,04
4-5	33,5	2	0,8+j2,4	3,2	240	0,12	0,43	2,0	7,7	0,002	0,09
5-ДЖ2	42,4	1	20+j10	29,9	240	0,12	0,43	5,1	10,2	0,05	0,92
ДЖ2-6	60	1	44+j35	75,3	240	0,12	0,43	7,2	25,8	0,47	2,9
6-1	57,1	1	12+j15	25,7	240	0,12	0,43	6,9	24,5	0,05	2,04
1-2	33,5	2	16,8+j0,6	22,5	240	0,12	0,43	2,0	7,7	0,01	0,27

ДЖ1-1	60	2	41,6+j18,8	61?1	240	0,12	0,43	3,6	12,9	0,16	1,8
-------	----	---	------------	------	-----	------	------	-----	------	------	-----

Втрати напруги в процентному відношенні до номінальної будуть слідуєчі:

$$\Delta U_{ДЖ1-3\%} = \frac{(U_{ДЖ1-3}) \cdot 100\%}{U_H} = \frac{3,5 \cdot 100\%}{220} = 1,6\%; \quad (2.5)$$

$$\Delta U_{3-4\%} = \frac{(U_{3-4}) \cdot 100\%}{U_H} = \frac{2,04 \cdot 100\%}{220} = 0,93\%;$$

$$\Delta U_{4-5\%} = \frac{(U_{4-5}) \cdot 100\%}{U_H} = \frac{0,092 \cdot 100\%}{220} = 0,042\%;$$

$$\Delta U_{5-ДЖ2\%} = \frac{(U_{5-ДЖ2}) \cdot 100\%}{U_H} = \frac{0,92 \cdot 100\%}{220} = 0,42\%;$$

$$\Delta U_{ДЖ2-6\%} = \frac{(U_{ДЖ2-6}) \cdot 100\%}{U_H} = \frac{2,9 \cdot 100\%}{220} = 1,32\%;$$

$$\Delta U_{6-1\%} = \frac{(U_{6-1}) \cdot 100\%}{U_H} = \frac{2,04 \cdot 100\%}{220} = 0,93\%;$$

$$\Delta U_{1-2\%} = \frac{(U_{1-2}) \cdot 100\%}{U_H} = \frac{2,04 \cdot 100\%}{220} = 0,93\%;$$

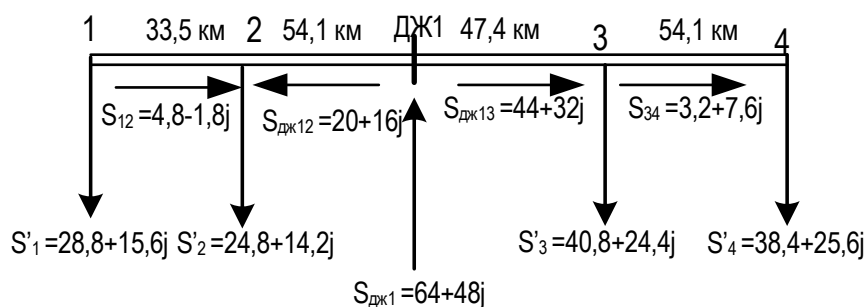
$$\Delta U_{ДЖ1-1\%} = \frac{(U_{ДЖ1-1}) \cdot 100\%}{U_H} = \frac{1,8 \cdot 100\%}{220} = 0,83\%.$$

Визначасмо втрату напруги від джерела живлення до самого віддаленого споживача електроенергії (найбільшу втрату напруги):

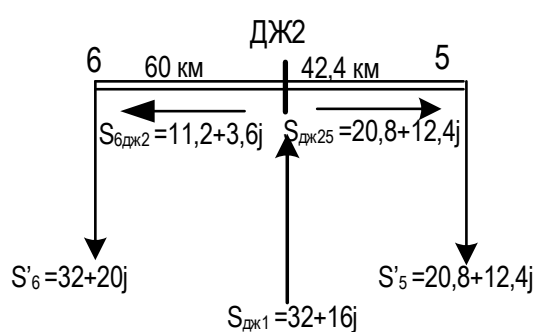
$$\Sigma \Delta U_{ДЖ1-ДЖ2\%} = \Delta U_{ЖД2-2\%} + \Delta U_{2-1\%} + \Delta U_{1-6\%} + \Delta U_{6-ДЖ2\%} = 0,27 + 2,04\% + 2,9\% + 3,5\% = 8,51\%.$$

Згідно з першим законом Кирхгофа проводимо розрахунок потоків розподілу електроенергії для системи елетропостачання району за варіантом №3, при цьому будемо рухатись від найбільш віддаленого населеного пункту до джерела живлення.

Розподіл потоків потужності для варіанту районної мережі виконаної по схемі №3 (рис.2.7).



а)



б)

Рисунок 2.7. Розподіл потоків потужності для варіанту районної мережі виконаної по схемі №3 при нормальному режимі роботи

Результати розрахунків заносимо в таблицю 2.3.

Таблиця 2.3 – Розрахунки параметрів лінії по варіанту №3

Ділянка	Довжина км	Число ланцюгів	Поток потужності МВА	Розрахунковий струм А	Стандартний перетин мм ²	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	r Ом	x Ом	ΔP МВт	ΔU кВ
ДЖ1-3	47,4	2	44+j32	72,9	240	0,12	0,43	2,8	10,2	0,17	2,04
3-4	54,1	2	3,2+j7,6	11	240	0,12	0,43	3,2	11,6	0,004	0,45
ДЖ1-2	54,1	2	20+j16	32,2	240	0,12	0,43	3,2	11,6	0,04	1,13
2-1	33,5	2	4,8+j1,8	29,9	240	0,12	0,43	2,0	7,7	0,01	0,17
ДЖ2-6	60	2	11,2+j3,6	6,8	240	0,12	0,43	7,2	25,8	0,02	4,6
ДЖ2-5	42,4	2	20,8+j12,4	31,9	240	0,12	0,43	5,1	10,2	0,06	1,06

Втрати напруги для третього варіанту в процентному відношенні до номінальної будуть слідуєчі:

$$\Delta U_{ДЖ1-3\%} = \frac{(U_{ДЖ1-3}) \cdot 100\%}{U_H} = \frac{2,04 \cdot 100\%}{220} = 0,9\%; \quad (2.5)$$

$$\Delta U_{3-4\%} = \frac{(U_{3-4}) \cdot 100\%}{U_H} = \frac{0,45 \cdot 100\%}{220} = 0,2\%;$$

$$\Delta U_{ДЖ1-2\%} = \frac{(U_{4-5}) \cdot 100\%}{U_H} = \frac{1,13 \cdot 100\%}{220} = 0,52\%;$$

$$\Delta U_{2-1\%} = \frac{(U_{2-1}) \cdot 100\%}{U_H} = \frac{0,17 \cdot 100\%}{220} = 0,07\%;$$

$$\Delta U_{ДЖ2-6\%} = \frac{(U_{ДЖ2-6}) \cdot 100\%}{U_H} = \frac{4,6 \cdot 100\%}{220} = 2,1\%;$$

$$\Delta U_{ДЖ2-5\%} = \frac{(U_{ДЖ2-5}) \cdot 100\%}{U_H} = \frac{1,06 \cdot 100\%}{220} = 0,47\%.$$

Визначаємо втрату напруги від джерела живлення до самого віддаленого споживача електроенергії (найбільшу втрату напруги):

$$\Sigma \Delta U_{ДЖ1-4\%} = \Delta U_{ЖД1-3\%} + \Delta U_{3-4\%} + \Delta U_{1-6\%} + \Delta U_{6-ДЖ2\%} = 0,23 + 0,9 = 1,13\%.$$

Висновки по другому розділу

Проведені розрахунки систем електропостачання району за варіантами №1, №2 і №3 показали, що з точки зору втрат активної потужності та втрат напруги найбільш вигідним є варіант №3.

Однак слід зазначити, що в даному варіанті витрати на спорудження ЛЕП будуть найбільшими, так як вони є дволанцюговими

РОЗДІЛ 3

ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНІ ПОРІВНЯННЯ ВАРІАНТІВ МЕРЕЖ

Для вибору оптимальної з точки зору затрат схеми електропостачання району необхідно провести оцінку економічної ефективності кожного з розглянутих варіантів.

Використовуючі данні таблиць [3] вибираються відповідно: вартість ПЛ районної мережі; витрати на влаштування лежневих доріг; витрати з урахуванням зонального коефіцієнта; вартість земельної ділянки під опори; кошторис на поточному рівні цін.

Критерієм оптимальності варіантів схеми електропостачання являється мінімум приведених затрат на створення цієї схеми.

$$Z = \sum_1^n E_i \cdot K_i + \sum_1^n C_i + M(y) \quad (3.1)$$

де E_i – амортизаційні відрахування для i -го елемента системи електропостачання, %;

K_i – капітальні вкладення в i -й елемент системи електропостачання, грн.;

C_i – величина вартості втрат потужності і електроенергії в i -му елементі системи електропостачання, грн./кВт;

$M(y)$ – математичне сподівання збитків від перерви електропостачання;

n – кількість елементів системи електропостачання.

Вартість втрат потужності в i -му елементі системи електропостачання визначають по формулі:

$$C_i = C_o \Delta W_i \quad (3.2)$$

де C_o – величина вартості втрат потужності і електроенергії грн./кВт;

ΔW_i – відповідні втрати потужності в i -му елементі системи електропостачання, кВт.

Об'єм втраченої електроенергії визначається за формулою:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau \quad (3.3)$$

де ΔP – втрати активної потужності в мережі;

τ – час максимальних втрат.

Втрати потужності на відповідному ланцюзі мережі розраховуються за виразом :

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R_M \cdot 10^{-3} = 3 \cdot \left(\frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \right)^2 \cdot R_M \cdot 10^{-3}, \quad (3.4)$$

де R_M – сумарний активний опір елементів мережі.

До елементів системи живлення відносяться лінії електропередачі (ЛЕП або кабельні) а також трансформатори та вимикачі. Тобто:

$$R_M = R_{mp.} + R_l, \quad (3.5)$$

У формулі (3.4) $R_{mp.}$ – активний опір трансформатора, який дорівнює

$$R_{mp.} = \frac{\Delta P_k \cdot U_n^2 \cdot 10^3}{S_{mp.}^2}, \quad (3.6)$$

де ΔP_k – величина втрат потужності КЗ в трансформаторі;

U_n – номінальна напруга;

$S_{mp.}$ – номінальна потужність трансформатора,

а R_l – активний опір лінії, який визначається виразом

$$R_l = r_0 \cdot l, \quad (3.7)$$

де r_0 – активний опір 1 – го км лінії;

l – довжина лінії.

Час максимальних втрат може бути розрахований за формулою:

$$\tau = (0,124 + T_M \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760; \quad (3.8)$$

де T_M – час використання максимального навантаження, який визначається, який визначається по річному графіку навантаження за тривалістю по формулі

$$T_M = \frac{\sum p_j \cdot t_j}{P_M}. \quad (3.9)$$

Значення річного збитку від перерви електропостачання визначаються:

$$Y = (y_1 + y_2 T_{від.м}) \omega_M, \quad (3.10)$$

де y_1 – величина збитків від факту перерви електропостачання;

y_2 – збиток на одиницю тривалості перерви електропостачання;

$T_{від.м}$ – сумарний час переривання електропостачання (час відновлення електропостачання мережі);

ω_m – параметр потоку відмов мережі.

Значення параметра потоку відмов визначається індивідуально для кожного ланцюга мережі. Для електричної мережі, яка складає з одного ланцюга послідовно з'єднаних елементів величину ω_i можна визначити по формулі:

$$\omega_m = \sum_1^n \omega_i, \quad (3.11)$$

де ω_i - параметр потоку відказів i -го елемента мережі (див. табл.3.1).

Час відновлення електропостачання мережі, яка складає з одного ланцюга послідовно з'єднаних елементів можна визначити по формулі:

$$T_{від.м} = \frac{1}{\omega_m} \sum_1^n \omega_i t_{від}, \quad (3.12)$$

де $t_{від}$ - час відновлення i -го елемента мережі, год.

Коефіцієнт простою системи електропостачання при відсутності резерву:

$$K_{пл} = \omega_m \cdot T_{від.м} = \sum_1^n \omega_i t_{від}. \quad (3.13)$$

Коефіцієнт ремонтного простою системи електропостачання при відсутності резерву:

$$K_{рл} = \mu_p T_p, \quad (3.14)$$

де μ_p – частота планово – попереджувальних ремонтів системи електропостачання;

T_p – тривалість планово – попереджувальних ремонтів системи електропостачання, год.

В таблиці 3.1 приведені значення тривалості планово – попереджувальних ремонтів системи електропостачання. В зв'язку з тим, що всі елементи ланцюга будуть виводитись в ремонт одночасно, значення T_p для ланцюга слід приймати рівним максимальної тривалості ремонту одного із елементів ланцюга.

Параметр потоку відказів системи електропостачання, що складається з двох ланцюгів живлення підприємства:

$$\omega_m = 2\omega_l(K_{nl} + K_{pl}), \quad (3.15)$$

де ω_l - параметр потоку відказів одного ланцюга (визначається по формулі

$$\omega_m = \sum_1^n \omega_i);$$

K_{nl} і K_{pl} – коефіцієнти відповідно простою та ремонту ланцюга.

Відносне число накладання відмов одного ланцюга системи електропостачання на планово-попереджувальний ремонт в другому ланцюгу:

$$\gamma = \frac{T_{рем.л}}{T_{рем.л} + T_{від.л}}, \quad (3.16)$$

де $T_{рем.л}$ і $T_{від.л}$ час відповідно планового ремонту і відновлення ланцюга живлення, год.

Час відновлення системи електропостачання, що складається з двох ланцюгів живлення підприємства, визначається по формулі, год.:

$$T_{від.м} = \frac{K_{nl}^2 + 2\gamma K_{nl} \cdot K_{пр}}{\omega_m}. \quad (3.17)$$

Приведені затрати по вибраному варіанту електропостачання будуть визначатися по формулі:

$$Z_1 = K_{ЛЕП} \cdot l_l \cdot E_L + (K_B + K_{П}) \cdot E_0 + C_n + Y,$$

де $K_{ЛЕП}$, K_B , $K_{П}$ - капітальні вкладення в ЛЕП, в вимикачі на ланцюзі мережи;

E_L , E_0 -сумарний процент амортизаційних відрахувань від капітальних вкладень в лінії і в силове електрообладнання відповідно (Вибирається $E_L=2 - 2,8\%$, $E_0=8,6 - 9,4\%$).

Загальні витрати на спорудження мережі відображені в таб. 3.2.

Таблиця 3.1 – Значення тривалості планово - попереджувальних ремонтів системи електропостачання

Обладнання	Параметр потоку відмов/1 раз на рік/ для ЛЕП на 100 км	Тривалість аварійного ремонту, год	Тривалість планового ремонту, год
1	2	3	4
Трансформатори двообмоткові: 110 кВ і вище 20 – 35 кВ 6 – 10 кВ	0,01 0,02 0,05	90 90 60	25 20 10
Трансформатори трьохобмоткові 110 кВ	0,015	90	25
Камери розподільчих пристроїв із вимикачами: лінійні 110 кВ 20 – 35 кВ 3 – 10 кВ	0,03 0,02 0,005	25 20 15	25 20 15
Генератори і трансформатори шиноз'єднувальні та секційні: 110 кВ 20 – 35 кВ 6 – 10 кВ	0,01 0,007 0,002	25 20 15	25 20 15
Камери розподільчих пристроїв із відокремлювачами: 110 кВ 35 кВ	0,06 0,04	15 10	– –
Повітряні лінії: 230 кВ 110 кВ 35 кВ із підвісними ізоляторами 35 кВ із щитровими ізоляторами Кабельні ЛЕП 6 – 10 кВ	0,15 – 0,25 0,5 – 0,7 0,8 – 1,0 1,0 – 1,5 3,5	10 8 – 10 8 – 10 4 – 6 4 – 6	– – – – –

Таблиця 3.2 – Техніко-економічний порівняльний аналіз варіантів мереж

Складові затрат	Схема 1			Схема 2			Схема 3		
	ланцюг	Ко тис.грн./км	Li км	ланцюг	Ко тис.грн./км	Li км	ланцюг	Ко тис.грн./км	Li км
Ціна ПЛ 220/110 кВ	ДЖ1-2	101	54,1	ДЖ1-3	89	47,4	ДЖ1-3	89	47,4
	2-3	116	61,8	3-4	101	54,1	3-4	101	54,1
	3-4	101	54,1	4-5	64	33,5	ДЖ1-2	101	54,1
	4-5	64	33,5	5-ДЖ2	80	42,4	2-1	64	33,5
	5-ДЖ2	80	42,4	ДЖ2-6	112	60	ДЖ2-6	112	60
	ДЖ2-6	112	60	6-1	107	57,1	ДЖ2-5	80	42,4
	ДЖ1-1	112	60	1-2	64	33,5			

Загальний кошторис	686000	617000	557000
НДВ (20%).	137,2	123,4	111,4
Кошторис вцілому	823200	740400	668400

Висновки по третьому розділу

При виборі оптимальної схеми електропостачання району був використаний метод мінімуму приведених затрат на створення цієї схеми.

Розрахунки показали, що оптимальним варіантом є схема мереж №3.

ЗАГАЛЬНИЙ ВИСНОВОК

Вході виконання даної кваліфікаційної роботи був проведений аналіз різних варіантів побудови районних мереж системи електропостачання. На основі розрахунку балансу споживання активної і реактивної потужності були відібрані три варіанти найбільш раціональних схем районних мереж.

При аналізі відібраних варіантів були проведені::

- техніко-економічне порівняння варіантів;
- електричний розрахунок кожного варіанту;
- визначена надійність електропостачання кожної схеми у всіх режимах роботи (у нормальному, післяаварійному та режимі найменших навантажень).

Розрахований та визначений нами варіант за всіма показниками являється кращим за інших.

Крім того при написанні роботи були отримані нові знання з проектування мереж електропостачання, на вибір їх оптимальних варіантів розрахункових схем електропостачання.

ВИКОРИСТАНІ ІНФОРМАЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА

1. В.И Идельчик. «Электрические системы и сети». М.: Энергоатомиздат, 1989 г.
2. Справочник по электрическим сетям 0,4 – 35 и 110 – 500 кВ. Т. 8, 10./ - М.: ИД «ЭНЕРГИЯ», 2009.
3. Справочник по проектированию электрических сетей/ под. ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: ЭНАС, 2007. – 352 с.
4. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
5. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 1 - 4. / Под общей ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. - 9-е изд. – М.: Издательство МЭИ, 2003 - 2004.
6. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів Наказ Міністерства палива та енергетики №91 від 13.02.2012.
7. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электророборудованию и электроснабжению. М.: - ФОРУМ ИНФА - М, 2011.- 136 С.
8. 4.Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. М.: - ФОРУМ ИНФА - М, 2005.- 214 С.