

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
КАФЕДРА КОМП'ЮТЕРНИХ НАУК
СЕКЦІЯ КОМП'ЮТЕРИЗОВАНИХ СИСТЕМ УПРАВЛІННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ
Зав. кафедри К Н
_____ А. С. Довбиш
_____ 2020р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

на тему:

«Автоматизована система моніторингу повітряних ліній вище 1000 В»

Дипломний проект

Виконав:
студент групи СУдн-61п

В. М. Полковніченко

Керівник проекту:
асистент

О. С. Іващенко

СУМИ 2020 Р

| № строчки | Формат | Позначення | Найменування | Кількість листів | № екз. | Примітка |
|-----------|--------|---------------------|---|------------------|--------|----------|
| 1 | | | <u>Документація загальна</u> | | | |
| 2 | | | Знову розроблена | | | |
| 3 | | | | | | |
| 4 | A4 | | Реферат | 2 | | |
| 5 | A4 | | Технічне завдання | 3 | | |
| 6 | A4 | СУдн-61П.151.12.ПЗ | Пояснювальна записка | 71 | | |
| 7 | | | | | | |
| 8 | | | Примінена | | | |
| 9 | | | | | | |
| 10 | A4 | | Завдання | 2 | | |
| 11 | | | | | | |
| 12 | | | <u>Документація конструкторська</u> | | | |
| 13 | | | Знову розроблена | | | |
| 14 | | | | | | |
| 15 | A4 | СУдн-61П.151.12.КС1 | Зовнішній вид і розміри УЗА-АТ | 1 | | |
| 16 | A4 | СУдн-61П.151.12.А1 | Функціональна схема УЗА-АТ | 1 | | |
| 17 | A4 | СУдн-61П.151.12.Е1 | Схема підключення УЗА-АТ | 1 | | |
| 18 | A4 | СУдн-61П.151.12.Е2 | Кола сигналізації захисного пристрою УЗА-АТ | 1 | | |
| 19 | | | | | | |
| 20 | | | | | | |
| 21 | | | | | | |
| 22 | | | | | | |
| 23 | | | <u>Документація по плакатам</u> | | | |
| 24 | | | Знову розроблена | | | |
| 25 | | | | | | |

СУдн-61П.151.12.ДП

| Зм. | Лист | № документа | Підпис | Дата | | | | |
|------------|------|----------------|--------|------|---|-------------|------|--------|
| Розробив | | Полковніченко | | | Автоматизована система моніторингу повітряних ліній вище 1000 В. Відомість проекту | Лім. | Лист | Листів |
| Керівник | | Іващенко О. С. | | | | | 2 | 1 |
| Рецензент | | | | | | Гр.СУдн-61П | | |
| Н.контроль | | | | | | | | |
| Затвердив | | | | | | | | |

РЕФЕРАТ

Полковніченко Володимир Миколайович. Автоматизована система моніторингу повітряних ліній вище 1000 В. Кваліфікаційна робота бакалавра (дипломний проект). Сумський державний університет. Суми, 2020 р.

Кваліфікаційна робота бакалавра (дипломний проект) містить 71 лист пояснювальної записки, що включають 7 малюнків і 30 таблиць; графічну конструкторську документацію, що включає 4 креслення та презентацію.

Ключові слова: повітряна лінія лінія, мікропроцесор.

Проект присвячений автоматизованій системі моніторингу повітряних ліній вище 1000 В. Розроблено технічне завдання. Проведено розрахунок електричних навантажень, мережі 10 кВ, розподільчих мереж 10 кВ, струмів короткого замикання і вибір апаратури на підстанції. А також зроблено обґрунтування та вибір релейного захисту лінії 10 кВ на базі мікропроцесорного захисту УЗА-АТ. У результаті, представлений комплект конструкторської документації, що задовольняє всім поставленим завданням.

THE ABSTRACT

Polkovnichenko Volodymyr Mykolayovych. Automated air line monitoring system above 1000 V. Bachelor's thesis (diploma project). Sumy State University. Sumy, 2020

The bachelor's thesis (diploma project) contains 71 sheets of explanatory note, including 7 figures and 30 tables; graphic design documentation, which includes 4 drawings and a presentation.

Keywords: overhead line, microprocessor.

The project is dedicated to the automated monitoring system of overhead lines above 1000 V. The technical task is developed. The calculation of electrical loads, 10 kV network, 10 kV distribution networks, short-circuit currents and the choice of equipment at the substation. And also the substantiation and choice of relay protection of the 10 kV line on the basis of microprocessor protection of UZA-AT is made. As a result, a set of design documentation is presented, which satisfies all the tasks.

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
КАФЕДРА КОМП'ЮТЕРНИХ НАУК
СЕКЦІЯ КОМП'ЮТЕРИЗОВАНИХ СИСТЕМ УПРАВЛІННЯ

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи бакалавра (дипломного проекту)
на тему:

“Автоматизована система моніторингу повітряних ліній вище 1000 В ”

Виконав:
студент групи СУдн-61п

В. М. Полковніченко

Керівник проекту:
асистент

О. С. Іващенко

СУМИ 2020 Р

Зміст

| | |
|--|----|
| Перелік скорочень..... | 3 |
| Вступ | 4 |
| 1. Розділ 1. Розрахунок електричних навантажень. | 6 |
| 2. Розділ 2. Розрахунок мережі 10 кВ. | 12 |
| 3. Розділ 3. Зниження втрат електричної енергії в елементах мережі при компенсації реактивної потужності. | 18 |
| 4. Розділ 4. Розрахунок розподільчих мереж 10 кВ. | 24 |
| 5. Розділ 5. Розрахунок струмів короткого замикання і вибір апаратури на підстанції. | 29 |
| 6. Розділ 6. Обґрунтування та вибір релейного захисту лінії 10 кВ на базі мікропроцесорного захисту УЗА-АТ. | 38 |
| 7. Розділ 7 . Охорона праці та безпека життєдіяльності..... | 56 |
| 8. Розділ 8. Економічна частина..... | 62 |
| Висновки..... | 69 |
| Список використаної літератури..... | 70 |

| | | | | | | | | |
|------------------|-----------------------|-----------------|---------------|-------------|--|----------------------|-------------|---------------|
| | | | | | <i>СУдн-61П.151.12.ПЗ</i> | | | |
| <i>Зм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Підпис</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Розробив</i> | <i>Полковніченко</i> | | | | Автоматизована система моніторингу повітряних ліній вище 1000 В. Пояснювальна записка | <i>Лім.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листів</i> |
| <i>Керівник</i> | <i>Іващенко О. С.</i> | | | | | 2 | 71 | |
| <i>Реценз.</i> | | | | | | <i>Гр. СУдн-61ПР</i> | | |
| <i>Н. Контр.</i> | | | | | | | | |
| <i>Затвердив</i> | | | | | | | | |

Перелік скорочень

МСЗ – максимально струмовий захист

АПВ – автоматичне повторне вмикання

РЗ – релейний захист

ЕОМ – електронно обчислювальна машина

АЦП - аналого-цифровий перетворювач

ТС - трансформатор струму

ТН - трансформатор напруги

ВОК - волоконно-оптичний кабель

МП – мікропроцесор

ВРП – відкритий розподільчий пристрій

ЗРП – закритий розподільчий пристрій

| | | | | | | |
|-----|------|----------|-------|------|--------------------|------|
| | | | | | СУдн-61П.151.12.ПЗ | Лист |
| Зм. | Лист | № докум. | Підп. | Дата | | 3 |

Вступ

Забезпечення якості електроенергії, що подається сільським споживачам, надійності і економічності енергопостачання – основні завдання енергопостачання на сучасному етапі.

Споживачі пред'являють високі вимоги до електричної енергії. Такі якісні показники електричної енергії, як частота і напруга повинна підтримуватися на суворо заданому рівні. Всі споживачі зацікавлені в безперебійності електропостачання. Деякі з них висувають дуже високі вимоги відносно надійності електроживлення. Але на електричних станціях і лініях передачі можливі різні пошкодження, які впливають на роботу станцій, якість електричної енергії і на надійність електропостачання. Необхідно прагнути локалізації аварійних ділянок, відключення пошкодженого устаткування і якнайшвидшого відновлення нормальної роботи. Першопричини виникнення аварій бувають вельми різноманітними, але в більшості вони є результатом своєчасно не знайдених і не усунених дефектів устаткування, незадовільного проектування, монтажу і експлуатації. Планове господарство нашої країни, в якому величезне значення має енергетика, вимагає безперебійного електропостачання споживачів. Тому слід прагнути працювати безаварійно.

Унаслідок короткого замикання порушується нормальна робота системи електропостачання з можливим виходом синхронних генераторів, компенсаторів і електродвигунів з синхронізму і порушенням роботи споживачів. Небезпека представляє також термічну і динамічну дію струму короткого замикання як безпосередньо в місці

Потужність споживачів в народному господарстві постійно зростає . В зв'язку з цим в електроенергетиці необхідно створювати нормативні резерви для необхідного електропостачання господарства. З цією метою, а також для підвищення економічної ефективності електропостачання

| | | | | | | | | | |
|-----|------|----------|-------|------|--------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | |
| Зм. | Лист | № докум. | Підп. | Дата | СУдн-61П.151.12.ПЗ | | | | 4 |

передбачено використання встановленого обладнання, модернізувати застаріле і забезпечувати заміну вузлів, які відпрацювали свій ресурс, а також вивести з роботи морально і фізично зношене обладнання.

Електропостачання сільського господарства порівняно з електропостачанням промисловості і міст має свої особливості. Головна з них – необхідність підводити електроенергію до великого числа порівняно малопотужних споживачів. В результаті цього протяжність мереж на одиницю потужності набагато більше, ніж в інших галузях народного господарства.

Раціональне вирішення проблем електропостачання сільського господарства залежить від економічної ефективності застосування електроенергії. Тому основним завданням електропостачання сільського господарства є доведення вартості електроенергії до мінімальної. Цього необхідно добиватися при дотриманні всіх вимог, правил і норм якості електроенергії.

| | | | | | | |
|------------|-------------|-----------------|--------------|-------------|---------------------------|-------------|
| | | | | | <i>СУдн-61П.151.12.ПЗ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Зм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Підп.</i> | <i>Дата</i> | | 5 |

Розділ 1. Розрахунок електричних навантажень

1.1. Характеристика району електропостачання

Район електричних мереж охоплює частину споживачів населених пунктів адміністративного району.

Живлення зони здійснюється по 3 лініях 10 кВ. Лінії виконані на залізобетонних опорах. Але при розгляді розвитку електричних мереж з перспективою на сім років, дані лінії не можуть забезпечити надійного електропостачання району.

Район кліматичних умов:

- по ожеледі – II
- по вітру – II
- число грозових днів на рік – 60-80.

Вихідними даними для підрахунку електричних навантажень послужили завдання кафедри. Розрахунок електричних навантажень проводимо по методичці [1].

Розрахункові навантаження існуючих ТП для споживачів розраховуємо по формулі:

$$P_p = K_H P_{\max},$$

де P_p – розрахункове навантаження ТП, кВт;

P_{\max} – максимальне існуюче навантаження ТП в році, що завершується, кВт;

K_H – коефіцієнт росту навантаження, залежить від виду споживача та розрахункового року.

Для нашого випадку за розрахунковий приймаємо сьомий рік.

| | | | | | | |
|------------|-------------|-----------------|--------------|-------------|---------------------------|-------------|
| | | | | | <i>СУдн-61П.151.12.ПЗ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Зм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Підп.</i> | <i>Дата</i> | | 6 |

Значення максимуму буде рівно множеного існуючого навантаження на коефіцієнт зростання навантаження [1].

Таблиця 1.1

| Види споживачів | <u>Розрахунковий рік</u> |
|---------------------|--------------------------|
| | 7 |
| Комунально-побутові | 1,3 |
| Виробничі | 1,4 |
| Змішані | 1,4 |

Результати розрахунків заносимо в таблицю 1.2.

| | | | | | | |
|-----|------|----------|-------|------|--------------------|------|
| | | | | | СУдн-61П.151.12.ПЗ | Лист |
| Зм. | Лист | № докум. | Підп. | Дата | | 7 |

Розрахункові навантаження ТП

Таблиця 1.2.

| № ТП | Вид навантаження | S _м кВА | Існуюче навантаження | | P _{max} кВт | Розрахункове навантаження | |
|------|------------------|-----------------------|---------------------------|------------------------|-------------------------|---------------------------|------------------------|
| | | | $P_p = K_H \cdot P_{max}$ | $P_{дв} = K \cdot P_p$ | | $P_p = K_H \cdot P_{max}$ | $P_{дв} = K \cdot P_p$ |
| 1 | В | 100 | 82 | 82 | 82 | 115 | 115 |
| 2 | З | 200 | 164 | 164 | 164 | 230 | 230 |
| 3 | З | 63 | 52 | 52 | 52 | 73 | 73 |
| 4 | З | 100 | 82 | 82 | 82 | 115 | 115 |
| 5 | З | 63 | 52 | 52 | 52 | 73 | 73 |
| 6 | З | 100 | 82 | 82 | 82 | 115 | 115 |
| 7 | К/П | 63 | 56 | 56 | 56 | 73 | 73 |
| 8 | З | 100 | 82 | 82 | 82 | 115 | 115 |
| 9 | К/П | 50 | 44 | 44 | 44 | 57 | 57 |
| 10 | З | 20 | 16 | 16 | 16 | 22 | 22 |
| 11 | З | 63 | 52 | 52 | 52 | 73 | 73 |
| 12 | З | 250 | 205 | 205 | 205 | 287 | 287 |
| 13 | З | 100 | 82 | 82 | 82 | 115 | 115 |
| 14 | З | 160 | 131 | 131 | 131 | 183 | 183 |
| 15 | В | 160 | 131 | 131 | 131 | 183 | 183 |
| 16 | З | 100 | 82 | 82 | 82 | 115 | 115 |
| 17 | З | 400 | 328 | 328 | 328 | 459 | 459 |
| 18 | З | 40 | 33 | 33 | 33 | 46 | 46 |
| 19 | З | 63 | 52 | 52 | 52 | 73 | 73 |
| 20 | З | 63 | 52 | 52 | 52 | 73 | 73 |
| 21 | З | 63 | 52 | 52 | 52 | 73 | 73 |
| 22 | З | 250 | 205 | 205 | 205 | 287 | 287 |
| 23 | З | 25 | 21 | 21 | 21 | 29 | 29 |
| 24 | В | 40 | 33 | 33 | 33 | 46 | 46 |
| 25 | З | 63 | 52 | 52 | 52 | 72 | 72 |
| 26 | З | 160 | 131 | 131 | 131 | 183 | 183 |
| 27 | З | 63 | 52 | 52 | 52 | 73 | 73 |
| 28 | К/П | 50 | 44 | 44 | 44 | 57 | 57 |
| 29 | З | 63 | 52 | 52 | 52 | 73 | 73 |
| 30 | З | 25 | 21 | 21 | 21 | 29 | 29 |
| 31 | З | 25 | 21 | 21 | 21 | 29 | 29 |
| 32 | З | 50 | 41 | 41 | 41 | 57 | 57 |
| 33 | В | 160 | 131 | 131 | 131 | 183 | 183 |
| 34 | З | 250 | 205 | 205 | 205 | 287 | 287 |
| 35 | З | 30 | 25 | 25 | 25 | 35 | 35 |
| 36 | З | 50 | 41 | 41 | 41 | 57 | 57 |
| 37 | З | 100 | 82 | 82 | 82 | 115 | 115 |
| 38 | З | 100 | 82 | 82 | 82 | 115 | 115 |
| 39 | З | 100 | 82 | 82 | 82 | 115 | 115 |

Сумування денних та вечірніх навантажень здійснюємо комбінованим методом. Споживачів розбиваємо на групи співставленої потужності 1:4 [1].

Розрахункові потужності в групах сумуються за допомогою коефіцієнту одночасності:

$$P_o = K_o \sum_{i=1}^n P_{oi}, \text{кВт}; \quad P_{\sigma} = K_o \sum_{i=1}^n P_{\sigma i}, \text{кВт}$$

де K_o – коефіцієнт одночасності, що представляє відношення величини сумісної максимальної потужності до суми максимумів потужностей окремих споживачів, знаходимо з таблиці №1.3.

Таблиця 1.3.

| | | | | | | |
|--------------|-----|------|-----|------|-----|-------------|
| Кількість ТП | 2 | 3 | 5 | 10 | 20 | 25 і більше |
| K_o | 0,9 | 0,85 | 0,8 | 0,75 | 0,7 | 0,65 |

Навантаження окремих груп сумуємо по добавках за допомогою таблиці № 1.

$$P = P_{\sigma} + \Delta P \text{ (кВт)},$$

де P – розрахункова потужність, кВт;

P_{σ} – більша із просумованих потужностей, кВт;

ΔP – добавка від меншої із просумованих потужностей, кВт.

Окремо по денних і вечірніх максимумах знаходимо загальну потужність:

$$P_o = P_n + P_k, \text{кВт}$$

По відношенню P_n / P_o знаходимо $\cos\varphi_D$ – денний і вечірній.

Знаходимо загальну потужність:

$$S_D = \frac{P_{oD}}{\cos\varphi_D}, \text{кВА} \quad S_B = \frac{P_{oB}}{\cos\varphi_B}, \text{кВА};$$

Максимальну потужність на шинах 10 кВ РТП знаходимо з урахуванням втрат потужності в мережах, які складають 12%.

$$S_{\max}=1.12 S_P, \text{ кВА};$$

$$P_{\max}=1.12 P_P, \text{ кВт.}$$

де S_P і P_P – більше значення із денної, або вечірньої відповідно повній та активній потужностям.

Денний максимум. Виробниче навантаження.

Група I.

$$P_{\text{дI}}=(115+230+115+115+115+287+115+183+183+115+459+287+183+183+287+115+115+115) \cdot 0,71 = 2355 \text{ кВт.}$$

Група II.

$$P_{\text{дII}}=(73+73+73+57+22+73+46+77+73+73+29+46+73+73+57+73+29+29+57+35+57) \cdot 0,69 = 824 \text{ кВт.}$$

Денний максимум. Комунальне навантаження.

Група I. $P_{\text{дI}} = 2355$ кВт.

Група II. $P_{\text{дII}} = 824$ кВт.

Вечірній максимум.

Група I. $P_{\text{вI}} = 2355$ кВт.

Група II. $P_{\text{вII}} = 824$ кВт.

Загальне розрахункове денне навантаження РТП.

$$P_{\text{од}} = 2355 + 671 = 3026 \text{ кВт.}$$

| | | | | | | |
|------------|-------------|-----------------|--------------|-------------|---------------------------|-------------|
| | | | | | <i>СУдн-61П.151.12.ПЗ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Зм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Підп.</i> | <i>Дата</i> | | 10 |

$$\frac{P_{нд}}{P_{од}} = \frac{3026}{3026} = 1; \quad \cos\varphi_{д} = 0.7;$$

$$S_{в} = \frac{P_{ов}}{\cos\varphi_{в}} = \frac{3026}{0,92} = 3289 \text{кВА}; \quad S_{д} = \frac{3026}{0,7} = 4323 \text{кВА};$$

Максимальна потужність на шинах 10 кВ РТП.

$$S_{\max} = 1,12 \cdot S_{д} = 1,12 \cdot 4323 = 4842 \text{кВА};$$

$$P_{р} = 1,12 \cdot P_{од} = 1,12 \cdot 3026 = 3389 \text{кВт}.$$

На існуючій підстанції 110/35/10 кВ встановлені два трансформатори ТМН-1600, то видно, що існуюча підстанція не забезпечить передачі потужності і достатньої якості електричної енергії. Тому приймається рішення про спорудження нової підстанції 110/35/10 кВ.

| | | | | | | |
|------------|-------------|-----------------|--------------|-------------|---------------------------|-------------|
| | | | | | <i>СУдн-61П.151.12.ПЗ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Зм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Підп.</i> | <i>Дата</i> | | <i>11</i> |

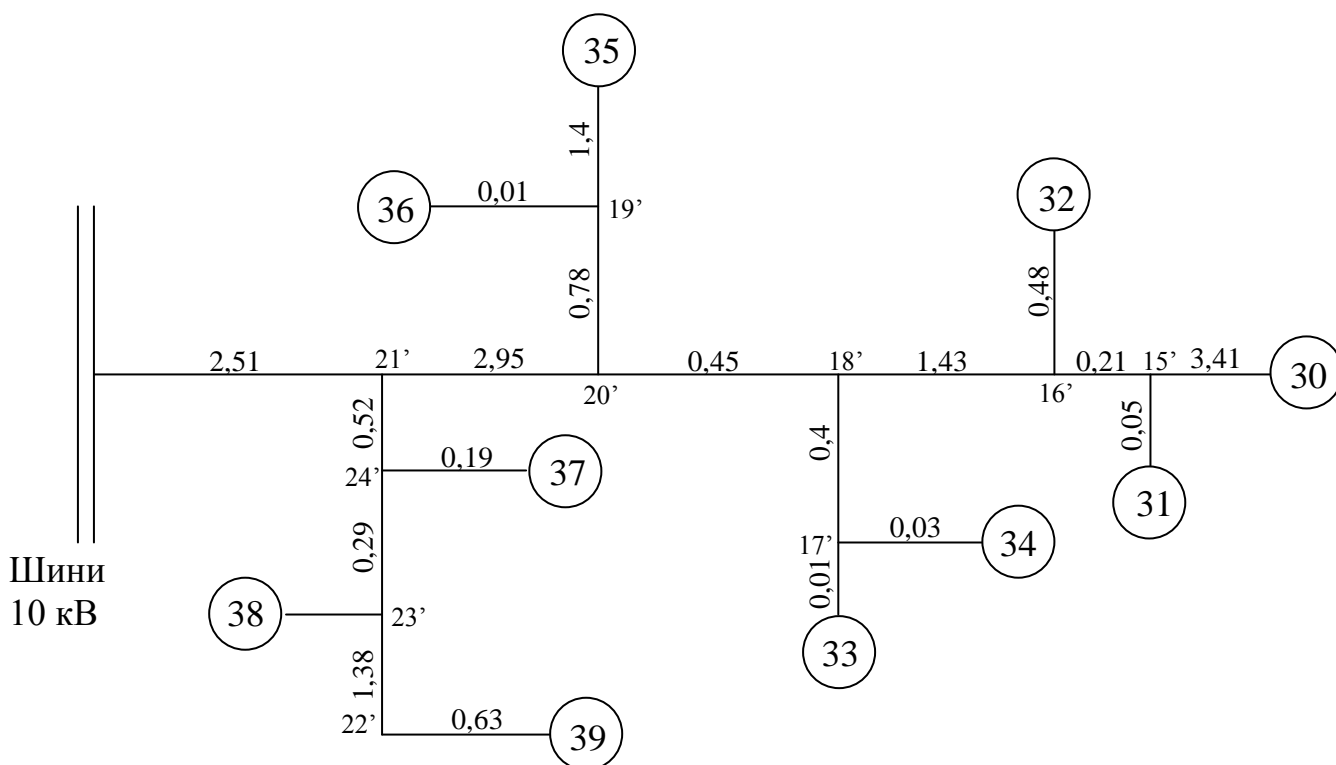
Розділ 2. Розрахунок мережі 10 кВ.

Для живлення трансформаторних підстанцій даного району частину ліній з підстанціями переводимо на живлення від нової підстанції, а частину від існуючої.

Розглядаємо будівництво нової трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ в заданому районі і часткову заміну проводів на ПЛ-10 кВ.

Схема живлення буде виглядати так:

Лінія №1

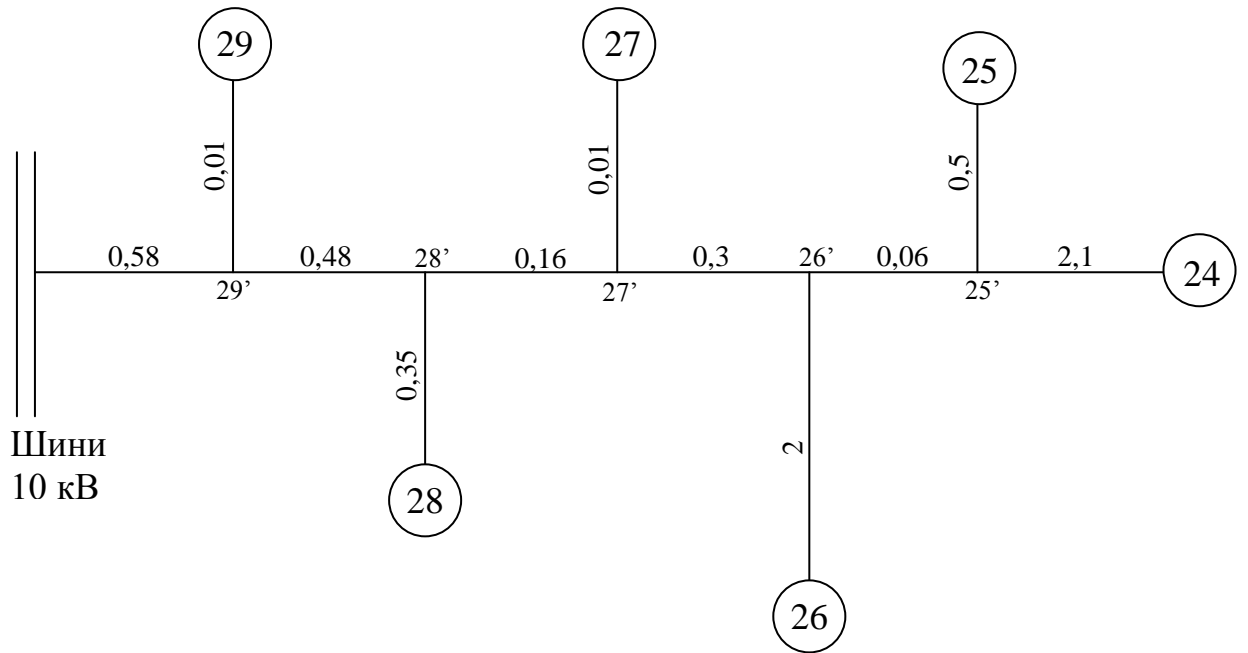


| | | | | | | | | | | | |
|-----|------|----------|-------|------|--|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | | 12 |
| Зм. | Лист | № докум. | Підп. | Дата | | | | | | | |

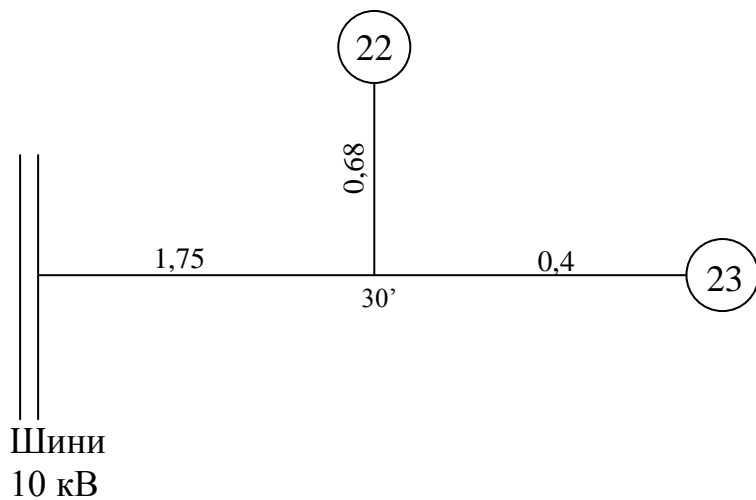
СУдн-61П.151.12.ПЗ

Результати розрахунків по лінії №1 заносимо в таблиці 2.1 та 2.2.

Лінія №2



Лінія №3



Сумування навантажень лінії №1.

| | | | | | | |
|-----|------|----------|-------|------|--------------------|------|
| | | | | | СУдн-61П.151.12.ПЗ | Лист |
| Зм. | Лист | № докум. | Підп. | Дата | | 13 |

Таблиця 2.1

| Ділянка лінії | Вид навантаження | Денне навантаження, кВт | | | | Вечірнє навантаження, кВт | | | |
|---------------|------------------|-------------------------|-----------------|------|-----------------|---------------------------|-----------------|------|-----------------|
| | | Р _{ДБ} | Р _{ДМ} | ΔР | Р _{ОД} | Р _{ВБ} | Р _{ВМ} | ΔР | Р _{ОВ} |
| 30-15' | Р _п | 29 | - | - | 29 | - | - | - | - |
| | Р _о | 29 | - | - | 29 | 29 | - | - | 29 |
| 31-15' | Р _п | 29 | - | - | 29 | - | - | - | - |
| | Р _о | 29 | - | - | 29 | 29 | - | - | 26 |
| 15'-16' | Р _п | 29 | 29 | 19,6 | 48,6 | - | - | - | - |
| | Р _о | 29 | 29 | 19,6 | 48,6 | 29 | 29 | 29 | 48,6 |
| 32-16' | Р _п | 57 | - | - | 57 | - | - | - | - |
| | Р _о | 57 | - | - | 57 | 57 | - | - | 57 |
| 16'-18' | Р _п | 57 | 48,6 | 35,4 | 92 | - | - | - | - |
| | Р _о | 57 | 48,6 | 35,4 | 92 | 57 | 48,6 | 48,6 | 92 |
| 33-17' | Р _п | 183 | - | - | 183 | - | - | - | - |
| | Р _о | 183 | - | - | 183 | 183 | - | - | 183 |
| 34-17' | Р _п | 287 | - | - | 287 | - | - | - | - |
| | Р _о | 287 | - | - | 287 | 287 | - | - | 287 |
| 17'-18' | Р _п | 287 | 183 | 141 | 428 | - | - | - | - |
| | Р _о | 287 | 183 | 141 | 428 | 287 | 183 | 141 | 428 |
| 18'-20 | Р _п | 428 | 92 | 68,5 | 496,5 | - | - | - | - |
| | Р _о | 428 | 92 | 68,5 | 496,5 | 428 | 92 | 68,5 | 496,5 |
| 35-19' | Р _п | 35 | - | - | 35 | - | - | - | - |
| | Р _о | 35 | - | - | 35 | 35 | - | - | 35 |
| 36-19' | Р _п | 57 | - | - | 57 | - | - | - | - |
| | Р _о | 57 | - | - | 57 | 57 | - | - | 57 |
| 19'-20' | Р _п | 57 | 35 | 24,4 | 81 | - | - | - | - |
| | Р _о | 57 | 35 | 24,4 | 81 | 57 | 35 | 24,4 | 81 |
| 20'-21' | Р _п | 496,5 | 81 | 60 | 556,5 | - | - | - | - |
| | Р _о | 496,5 | 81 | 60 | 556,5 | 496,5 | 81 | 60 | 556,5 |
| 39-22' | Р _п | 115 | - | - | 115 | - | - | - | - |
| | Р _о | 115 | - | - | 115 | 115 | - | - | 115 |

| | | | | | | | | | |
|---------|----|-------|-----|-----|-------|-------|-----|-----|-------|
| 22'-23' | Pn | 115 | - | - | 115 | - | - | - | - |
| | Po | 115 | - | - | 115 | 115 | - | - | 115 |
| 38-23' | Pn | 115 | - | - | 115 | - | - | - | - |
| | Po | 115 | - | - | 115 | 115 | - | - | 115 |
| 23'-24' | Pn | 115 | 115 | 86 | 201 | - | - | - | - |
| | Po | 115 | 115 | 86 | 201 | 115 | 115 | 86 | 201 |
| 37-24' | Pn | 115 | - | - | 115 | - | - | - | - |
| | Po | 115 | - | - | 115 | 115 | - | - | 115 |
| 24'-21' | Pn | 201 | 86 | 86 | 287 | - | - | - | - |
| | Po | 201 | 86 | 86 | 287 | 201 | 115 | 86 | 287 |
| 21'-РТП | Pn | 556,5 | 225 | 225 | 781,5 | - | - | - | - |
| | Po | 556,5 | 225 | 225 | 781,5 | 556,5 | 287 | 225 | 781,5 |

Розрахунок по вибору проводів лінії №1 заносимо в таблицю 2.2.

Розрахунок по вибору проводів лінії №1

Таблиця 2.2

| Ділянка лінії | Довжина 1, км | Денне навантаження | | | Вечірнє навантаження | | | Smax, кВА | Секв кВА | Провід | | ΔА, кВт·год рік |
|---------------|---------------|--------------------|--------|-----|----------------------|-------|-----|-----------|----------|--------|-------|--------------------|
| | | $\frac{Pn}{Po}$ | cos фд | Sд | $\frac{Pn}{Po}$ | cosфв | Sв | | | Старий | Новий | |
| 30-15' | 3,41 | 1 | 0,7 | 41 | 0 | 0,92 | 32 | 41 | 29 | АС-25 | АС-25 | 1248 |
| 31-15' | 0,05 | 1 | 0,7 | 41 | 0 | 0,92 | 32 | 41 | 29 | АС-25 | АС-25 | 4 |
| 15'-16' | 0,21 | 1 | 0,7 | 69 | 0 | 0,92 | 53 | 69 | 48,6 | АС-35 | АС-25 | 147 |
| 32-16' | 0,48 | 1 | 0,7 | 81 | 0 | 0,92 | 62 | 81 | 57 | АС-35 | АС-25 | 463 |
| 16'-18' | 1,43 | 1 | 0,7 | 131 | 0 | 0,92 | 100 | 131 | 92 | АС-35 | АС-25 | 3604 |
| 33-17' | 0,01 | 1 | 0,7 | 261 | 0 | 0,92 | 199 | 261 | 183 | АС-50 | АС-25 | 224 |
| 34-17' | 0,03 | 1 | 0,7 | 410 | 0 | 0,92 | 312 | 410 | 287 | АС-50 | АС-50 | 184 |
| 17'-18' | 0,4 | 1 | 0,7 | 611 | 0 | 0,92 | 465 | 611 | 428 | АС-50 | АС-50 | 16343 |
| 18'-20' | 0,45 | 1 | 0,7 | 709 | 0 | 0,92 | 540 | 709 | 496,5 | АС-35 | АС-50 | 25444 |
| 35-19' | 1,4 | 1 | 0,7 | 50 | 0 | 0,92 | 38 | 50 | 35 | АС-35 | АС-25 | 514 |
| 36-19' | 0,01 | 1 | 0,7 | 81 | 0 | 0,92 | 62 | 81 | 57 | АС-35 | АС-25 | 9,6 |
| 19'-20' | 0,78 | 1 | 0,7 | 116 | 0 | 0,92 | 88 | 116 | 81 | АС-35 | АС-25 | 1542 |
| 20'-21' | 2,95 | 1 | 0,7 | 795 | 0 | 0,92 | 605 | 795 | 556,5 | АС-35 | АС-50 | 209716 |
| 39-22' | 0,63 | 1 | 0,7 | 164 | 0 | 0,92 | 125 | 164 | 115 | АС-35 | АС-25 | 2489 |
| 22'-23- | 1,38 | 1 | 0,7 | 164 | 0 | 0,92 | 125 | 164 | 115 | АС-35 | АС-25 | 5451 |
| 38-23' | 0,02 | 1 | 0,7 | 164 | 0 | 0,92 | 125 | 164 | 115 | АС-35 | АС-25 | 79 |
| 23'-24' | 0,29 | 1 | 0,7 | 287 | 0 | 0,92 | 218 | 287 | 201 | АС-35 | АС-25 | 3508 |
| 37-24' | 0,19 | 1 | 0,7 | 164 | 0 | 0,92 | 125 | 164 | 115 | АС-50 | АС-25 | 559 |

| | | | | | | | | | | | | |
|-------------|------|---|-----|------|---|------|-----|------|-------|-------|-------|--------|
| 24'-21' | 0,52 | 1 | 0,7 | 410 | 0 | 0,92 | 312 | 410 | 287 | АС-35 | АС-50 | 378 |
| 21'- РТП | 2,51 | 1 | 0,7 | 1116 | 0 | 0,92 | 849 | 1116 | 781,5 | АС-35 | АС-50 | 351623 |

Результати розрахунків по лінії №2 заносимо в таблиці 2.3 та 2.4.

Сумування навантажень лінії №1.

Таблиця 2.3

| Ділянка лінії | Вид навантаження | Денне навантаження, кВт | | | | Вечірнє навантаження, кВт | | | |
|---------------|------------------|-------------------------|-----------------|------|-----------------|---------------------------|-----------------|----|-----------------|
| | | Р _{дб} | Р _{дм} | ΔР | Р _{од} | Р _{вб} | Р _{вм} | ΔР | Р _{ов} |
| 24-25' | Pn | 46 | - | - | 46 | - | - | - | - |
| | Po | 46 | - | - | 46 | 46 | - | - | 46 |
| 25-25' | Pn | 73 | - | - | 73 | - | - | - | - |
| | Po | 73 | - | - | 73 | 73 | - | - | 73 |
| 25'-26' | Pn | 73 | 46 | 33,2 | 106,2 | - | - | - | - |
| | Po | 73 | 46 | 33,2 | 106,2 | 73 | 46 | 32 | 106,2 |
| 26-26' | Pn | 183 | - | - | 183 | - | - | - | - |
| | Po | 183 | - | - | 183 | 183 | - | - | 183 |
| 26'-27' | Pn | 183 | 106,2 | 79 | 262,2 | - | - | - | - |
| | Po | 183 | 106,2 | 79 | 262,2 | 183 | 106,2 | 79 | 262,2 |
| 27-27' | Pn | 73 | - | - | 73 | - | - | - | - |
| | Po | 73 | - | - | 73 | 73 | - | - | 73 |
| 27'-28' | Pn | 262,2 | 73 | 54 | 316,2 | - | - | - | - |
| | Po | 262,2 | 73 | 54 | 316,2 | 262,2 | 73 | 54 | 316,2 |
| 28-28' | Pn | 57 | - | - | 57 | - | - | - | - |
| | Po | 57 | - | - | 57 | 57 | - | - | 57 |
| 28'-29' | Pn | 316,2 | 57 | 42 | 358,2 | - | - | - | - |
| | Po | 316,2 | 57 | 42 | 358,2 | 316,2 | 57 | 42 | 358,2 |
| 29-29' | Pn | 73 | - | - | 73 | - | - | - | - |
| | Po | 73 | - | - | 73 | 73 | - | - | 73 |
| 29'-РТП | Pn | 358,2 | 73 | 54 | 412,2 | - | - | - | - |
| | Po | 358,2 | 73 | 54 | 412,2 | 358,2 | 73 | 54 | 412,2 |

Розрахунок по вибору проводів лінії №2 заносимо в таблицю 2.4.

Розрахунок по вибору проводів лінії №2

Таблиця 2.4

| Ділянка лінії | Довжина l, км | Денне навантаження | | | Вечірнє навантаження | | | S _{max} , кВА | Секв кВА | Провід | | ΔА, кВт·год |
|---------------|---------------|--------------------|-------------------|----------------|----------------------|-------------------|----------------|------------------------|----------|--------|-------|-------------|
| | | $\frac{P_n}{P_o}$ | cosφ _д | S _д | $\frac{P_n}{P_o}$ | cosφ _в | S _в | | | Старий | Новий | |
| | | | | | | | | | | | | |
| 24-25' | 2,1 | 1 | 0,7 | 66 | 0 | 0,92 | 50 | 66 | 46 | АС-35 | АС-25 | 1443 |
| 25-25' | 0,5 | 1 | 0,7 | 104 | 0 | 0,92 | 79 | 104 | 73 | АС-25 | АС-25 | 1178 |
| 25'-26' | 0,06 | 1 | 0,7 | 151 | 0 | 0,92 | 115 | 151 | 106 | АС-35 | АС-25 | 201 |
| 26-26' | 2 | 1 | 0,7 | 261 | 0 | 0,92 | 199 | 261 | 183 | АС-25 | АС-25 | 1038 |
| 26'-27' | 0,3 | 1 | 0,7 | 374 | 0 | 0,92 | 285 | 374 | 262 | АС-35 | АС-25 | 6163 |
| 27-27' | 0,01 | 1 | 0,7 | 104 | 0 | 0,92 | 79 | 104 | 73 | АС-25 | АС-25 | 24 |
| 27'-28' | 0,16 | 1 | 0,7 | 451 | 0 | 0,92 | 343 | 451 | 316 | АС-35 | АС-50 | 3661 |
| 28-28' | 0,35 | 1 | 0,7 | 81 | 0 | 0,92 | 62 | 81 | 57 | АС-35 | АС-25 | 337 |
| 28'-29' | 0,48 | 1 | 0,7 | 511 | 0 | 0,92 | 389 | 511 | 358 | АС-35 | АС-50 | 14098 |
| 29-29' | 0,01 | 1 | 0,7 | 104 | 0 | 0,92 | 79 | 104 | 73 | АС-25 | АС-25 | 24 |
| 29'-РТП | 0,58 | 1 | 0,7 | 589 | 0 | 0,92 | 448 | 589 | 412 | АС-35 | АС-50 | 22633 |

Результати розрахунку по лінії №3 заносимо в таблиці 2.5 та 2.6.

Сумування навантажень лінії №3.

Таблиця 2.5

| Ділянка лінії | Вид навантаження | Денне навантаження, кВт | | | | Вечірнє навантаження, кВт | | | |
|---------------|------------------|-------------------------|-----------------|------|-----------------|---------------------------|-----------------|------|-----------------|
| | | Р _{дб} | Р _{дм} | ΔР | Р _{од} | Р _{вб} | Р _{вм} | ΔР | Р _{ов} |
| | | | | | | | | | |
| 22-30' | P _n | 287 | - | - | 287 | - | - | - | - |
| | P _o | 287 | - | - | 287 | 287 | - | - | 287 |
| 23-30' | P _n | 29 | - | - | 29 | - | - | - | - |
| | P _o | 29 | - | - | 29 | 29 | - | - | 29 |
| 31'-РТП | P _n | 287 | 29 | 19,6 | 306,6 | - | - | - | - |
| | P _o | 287 | 29 | 19,6 | 306,6 | 287 | 29 | 19,6 | 306,6 |

Розрахунок по вибору проводів лінії №3

Таблиця 2.6

| Ділянка лінії | Довжина l, км | Денне навантаження | | | Вечірнє навантаження | | | S _{max} , кВА | Секв кВА | Провід | | ΔА, кВт·год |
|---------------|---------------|--------------------|-------------------|----------------|----------------------|-------------------|----------------|------------------------|----------|--------|-------|-------------|
| | | $\frac{P_n}{P_o}$ | cosφ _д | S _д | $\frac{P_n}{P_o}$ | cosφ _в | S _в | | | Старий | Новий | |
| | | | | | | | | | | | | |
| 22-30' | 0,68 | 1 | 0,7 | 410 | 0 | 0,92 | 312 | 410 | 287 | АС-35 | АС-50 | 33089 |
| 23-30' | 0,4 | 1 | 0,7 | 41 | 0 | 0,92 | 31 | 41 | 29 | АС-35 | АС-25 | 84 |
| 30'-РТП | 1,75 | 1 | 0,7 | 438 | 0 | 0,92 | 333 | 438 | 306,6 | АС-35 | АС-50 | 14673 |

Розділ 3. Зниження втрат електричної енергії в елементах мережі при компенсації реактивної потужності

3.1. Обґрунтування використання пристроїв для компенсації реактивної потужності

Одним із шляхів реалізації програми енергозбереження є зменшення до технологічно неминучого мінімуму транспортних витрат електроенергії у системах електропостачання, зокрема в електричних мережах сільських регіонів, котрим властиві такі ознаки:

велика розгалуженість розподільних електричних мереж;

велика довжина окремих гілок електричних мереж;

низький коефіцієнт потужності $\cos \varphi$ навантаження електричних мереж (середнє значення $\cos \varphi$ становить 0.85);

низький ступінь оснащення електричних мереж пристроями компенсації реактивної потужності;

нерівномірні добові графіки електричного навантаження мереж у сільських регіонах, максимуми яких співпадають з максимумами електричних навантажень системи електропостачання тощо.

У мережах з такими ознаками великий потенціал електрозбереження криється в компенсації реактивної потужності, у зниженні втрат у силових трансформаторах і лініях електропередачі.

Для підвищення ефективності використання електроенергії у системах електропостачання важливим є доведення рівня компенсації до економічно обґрунтованих рівнів.

Компенсацію реактивної потужності доцільно розглядати як у структурі організаційних, так і в структурах режимних і технічних заходів з енергозбереження шляхом вирішення трьох основних завдань.

| | | | | | | |
|-----|------|----------|-------|------|--------------------|------|
| | | | | | СУдн-61П.151.12.ПЗ | Лист |
| Зм. | Лист | № докум. | Підп. | Дата | | 18 |

Першим завданням є визначення оптимальної потужності і місць встановлення засобів компенсації реактивної потужності в мережах системи електропостачання. Вирішення такого завдання на рівні системи електропостачання зменшує втрати потужності та електроенергії в мережах системи, зменшує її електричне навантаження, що є важливим особливо в періоди максимуму навантаження та надає можливість регулювання напруги у вузлах навантаження.

Друге завдання – економічне обґрунтування реактивної потужності, що надається з мережі системи електропостачання споживачам, і визначення потужності засобів компенсації, котрі встановлюються споживачем. Під час вирішування такого завдання потрібно враховувати як параметри системи електропостачання та її режиму роботи, так і параметри споживача, а також показники тарифу оплати за електроенергію.

Вирішування цих завдань повинне базуватися на таких положеннях:

засоби компенсації необхідно вибирати комплексно для режиму найбільшого реактивного навантаження конкретного вузла електропостачання;

споживач електричної енергії зобов'язаний підтримувати рівень реактивної потужності в розподільних мережах відповідно до значення економічно оптимальної реактивної потужності, яка може бути переданою споживачу в режимах найбільшого та найменшого навантаження системи електропостачання;

врахування при розрахунках найбільшої реактивної потужності, яка може бути передана з мережі системи в післяаварійних режимах.

Третє завдання – оптимальне керування роботою визначених попередніми завданнями засобів компенсації реактивної потужності як у мережах системи електропостачання, так і в мережах споживачів.

Велика частка втрат електроенергії у електричних мережах зумовлена недостатнім рівнем компенсації реактивної потужності, особливо в розподільних електричних мережах сільськогосподарських районів, де

| | | | | | | |
|------------|-------------|-----------------|--------------|-------------|---------------------------|-------------|
| | | | | | <i>СУдн-61П.151.12.ПЗ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Зм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Підп.</i> | <i>Дата</i> | | 19 |

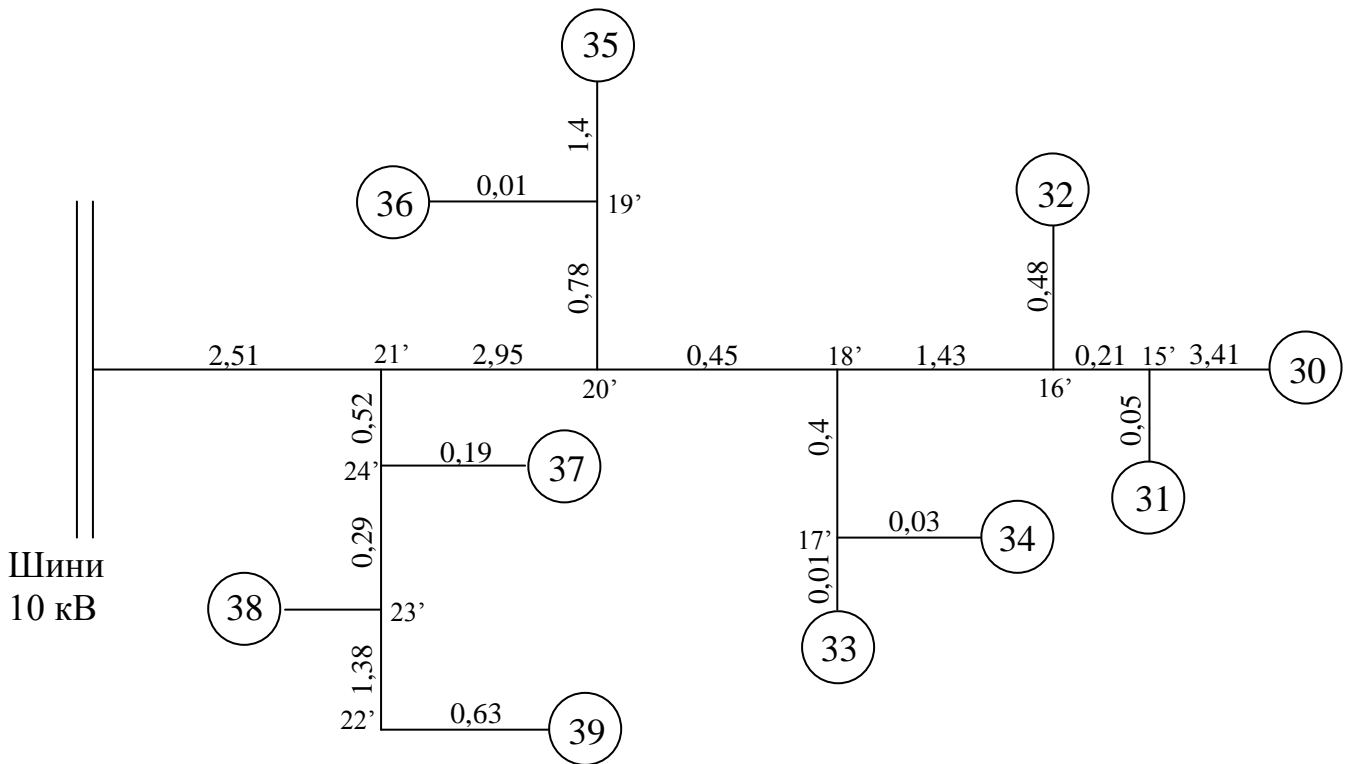
фактичне оснащення компенсуючими пристроями не перевищує 0.15 квар/кВт, тоді як оптимальний рівень компенсації становить близько 0.6 квар/кВт при оптимальному їх розміщенні в характерних місцях електричних мереж. Така ситуація зберігається і в сучасних умовах, які характеризуються, з одного боку, зменшенням електричного навантаження внаслідок спаду виробництва та економічної кризи, а з іншого боку, через незначне підключення компенсуючи пристроїв – різким зниженням їх установленної потужності та рівнів компенсації.

Однією з багатьох незаперечних переваг компенсації реактивної потужності як енергоощадного заходу є можливість підвищення економічності роботи розподільних мереж без втручання в умови і режим роботи споживачів електричної енергії. Ефективність конденсаторних батарей підвищується в разі їх додаткового використання в пристроях плавлення льоду на проводах повітряних ліній електропередач, або на пунктах АВР для збільшення пропускної здатності ліній електропередач напругою 10 кВ у після аварійному режимі роботи. (6)

3.2. Розрахунок втрат електричної енергії до і після компенсації реактивної потужності

Розрахунок починається з визначення параметрів лінії електропередачі. Вибираємо повітряну лінію №1. Необхідно вибрати потужність конденсаторних установок з оптимальним рівнем компенсації 0.6 квар/кВт. Для цього потрібно знати реактивну потужність, що виділяється на РТП 10/0.4 кВ:

| | | | | | | |
|-----|------|----------|-------|------|---------------------------|------|
| | | | | | <i>СУдн-61П.151.12.ПЗ</i> | Лист |
| Зм. | Лист | № докум. | Підп. | Дата | | 20 |



$$Q_i = \sqrt{S^2 - P^2}, \text{ квар}$$

Значення потужностей конденсаторних установок заносимо в табл. 3.1.

Потужності конденсаторних установок на ТП 10/0.4

Таблица 3.1

| № ТП | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 |
|------|-------|-------|-------|------|-----|-----|-------|----|------|-------|
| Qм | 332.9 | 208.6 | 122.6 | 1312 | 496 | 520 | 122.6 | - | 47.6 | 116,9 |
| Qку | 200 | 125 | 75 | 800 | 300 | 300 | 75 | - | 35 | 75 |

Втрати електричної енергії до компенсації реактивної потужності розраховуються за формулою:

$$\Delta A_{i1} = (P_i^2 + Q_i^2) / U_n^2 \cdot R_{oi} \cdot L_i \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{рік};$$

після компенсації:

$$\Delta A_{i2} = (P_i^2 + (Q_i - Q_{ку})^2) / U_n^2 \cdot R_{oi} \cdot L_i \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{рік};$$

де: Q_i – реактивна потужність i -ї ділянки лінії, квар;

$Q_{ку}$ – потужність конденсаторної установи, квар;

P_i – активна потужність i -ї ділянки лінії, кВт;

R_{oi} – активний опір i -ї ділянки лінії, Ом;

L_i – довжина ділянки лінії, км;

τ – річне число годин втрат, год/рік.

Отримані результати заносимо в табл. 3.2.

Розрахунок втрат електричної енергії до і після компенсації

Таблиця 3.2

| Ділян-ка | R_i , Ом | τ , год/рік | S_i , кВА | P_i , кВт | Q_i , квар | $Q_{ку}$, квар | ΔA_{i1} , кВт·год/рік | $\Sigma \Delta A_{i1}$, кВт·год/рік | ΔA_{i2} , кВт·год/рік | $\Sigma \Delta A_{i2}$, кВт·год/рік |
|----------|------------|------------------|-------------|-------------|--------------|-----------------|-------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------|--------------------------------------|
| 30-15' | 3,98 | 1500 | 41 | 29 | 28,98 | 200 | 969.8 | 175133.2 | 566 | 98150.9 |
| 31-15' | 0,058 | 1500 | 41 | 29 | 28,98 | 125 | 149.8 | 174203.4 | 85.2 | 97584.9 |
| 15'-16' | 0,24 | 1500 | 69 | 48,6 | 48,9 | 325 | 4157.2 | 174053.6 | 2134.7 | 97499.7 |
| 32-16' | 0,56 | 1100 | 81 | 57 | 57,54 | 75 | 1101.4 | 169896.4 | 967.2 | 95365 |
| 16'-18' | 1,67 | 1800 | 131 | 92 | 93,25 | 400 | 1036.8 | 168795 | 587.5 | 94397.8 |
| 33-17' | 0,011 | 1500 | 261 | 183 | 186 | 800 | 832.9 | 167758.2 | 483 | 93810.3 |
| 34-17' | 0,018 | 1800 | 410 | 287 | 292,7 | 1200 | 6913.8 | 166925.3 | 3893.7 | 93327.3 |
| 17'-18' | 0,24 | 1400 | 611 | 428 | 463 | 300 | 2164.9 | 160011.5 | 1259.8 | 89433.6 |
| 18'-20' | 0,27 | 1800 | 709 | 496,5 | 506,1 | 1500 | 8062 | 157846.6 | 4449.2 | 88173.8 |
| 35-19' | 1,638 | 1500 | 50 | 35 | 35,7 | 300 | 2039.8 | 149784.6 | 1210.2 | 83724.6 |
| 36-19' | 0,011 | 1100 | 81 | 57 | 57,54 | 75 | 344.8 | 147744.8 | 293.8 | 82514.4 |
| 19'-20' | 0,91 | 1400 | 116 | 81 | 83 | 375 | 1977.8 | 147400 | 1233 | 82220.6 |
| 20'-21' | 1,77 | 1800 | 795 | 556,5 | 567,7 | 1875 | 63435.9 | 145422.2 | 35372.9 | 80987.6 |
| 39-22' | 0,73 | 1100 | 164 | 115 | 116,9 | 1200 | 6.5 | 81986.3 | 5.6 | 45614.7 |
| 22'-23- | 1,61 | 1800 | 164 | 115 | 116,9 | 400 | 81979.8 | 81979.8 | 45609.1 | 45609.1 |
| 38-23' | 0,023 | 1400 | 164 | 115 | 116,9 | 300 | 4318,7 | 148200 | 1341,8 | 82712,3 |
| 23'-24' | 0,34 | 1800 | 287 | 201 | 204,8 | 1500 | 724,3 | 137388,3 | 3857,3 | 80783,4 |
| 37-24' | 0,22 | 1500 | 164 | 115 | 116,9 | 375 | 12432 | 112643,4 | 1738,7 | 84642,9 |
| 24'-21' | 0,31 | 1100 | 410 | 287 | 292 | 75 | 327,5 | 141317,6 | 251,2 | 53321,3 |
| 21'-РТП | 1 | 1800 | 1116 | 781,5 | 796,6 | 1200 | 8024,3 | 71682,7 | 45701,2 | 83803,2 |

Зниження втрат електричної енергії після компенсації :

$$\Delta = (\Sigma \Delta A_{i1} - \Sigma \Delta A_{i2}) / \Sigma \Delta A_{i1} \cdot 100\%$$

| | | | | | | | | | | | |
|-----|------|----------|-------|------|--|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | | |
| Зм. | Лист | № докум. | Підп. | Дата | | | | | | | 22 |

Розділ 4. Розрахунок розподільчих мереж 10 кВ

4.1. Розрахунки втрат напруги, втрат електроенергії

Розрахункові схеми 10 кВ, що відходять від підстанції 110/35/10 кВ, та вибір їх перерізів приведені в другому розділі.

Вибрані перерізи проводів перевіряємо на втрату напруги.

Фактична втрата напруги на ділянці лінії визначається:

$$\Delta U_i = \frac{P_i \cdot r_i}{U_H} + \frac{Q_i \cdot x_i}{U_H}, \text{ В.}$$

де ΔU_i – втрата напруги на і-тій ділянці лінії, В;

P_i і Q_i – розрахункова активна та реактивна потужність, що протікають на ділянці лінії, кВт, квар;

r_i , x_i – активний і реактивний опори ділянки лінії, Ом;

$$r_i = r_{0i} \cdot l_i,$$

$$x_i = x_{0i} \cdot l_i.$$

де r_{0i} і x_{0i} – частковий активний та реактивний опори ділянки лінії, Ом/км.

Реактивну потужність знаходять за формулою:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}.$$

Фактичну втрату напруги в лінії 10 кВ до самого віддаленого споживача визначають сумуванням втрат напруги на окремих ділянках:

Втрати напруги в процентах:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U_{\text{фак}}}{U_H} \cdot 100\%$$

де U_H – номінальна напруга, кВ.

| | | | | | | |
|------------|-------------|-----------------|--------------|-------------|---------------------------|-------------|
| | | | | | <i>СУдн-61П.151.12.ПЗ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Зм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Підп.</i> | <i>Дата</i> | | 24 |

Із цього видно, що загальні втрати напруги в % по лініях складають:

Лінія №1 – 1,7%

Лінія №2 – 1,42%

Лінія №3 – 0,39%.

Видно що умови по втратам напруги по всім трьом лініям виконуються.

Розрахунок втрат напруги та втрат електроенергії на ПЛ-10 кВ №1 зведено в таблицю 4.1.

Розрахунок втрат напруги та втрат електроенергії ПЛ-10 кВ №1

Таблиця 4.1

| Ділянка лінії | L, км | cosφ | F, мм ² | R _i , Ом | X _i , Ом | ΔU, В |
|---------------|-------|------|--------------------|---------------------|---------------------|--------|
| 30-15' | 3,41 | 0,70 | 25 | 3,98 | 1,36 | 15,48 |
| 31-15' | 0,05 | 0,70 | 25 | 0,058 | 0,02 | 0,22 |
| 15'-16' | 0,21 | 0,70 | 25 | 0,24 | 0,084 | 1,57 |
| 32-16' | 0,48 | 0,70 | 25 | 0,56 | 0,19 | 4,28 |
| 16'-18' | 1,43 | 0,70 | 25 | 1,67 | 0,57 | 20,68 |
| 33-17' | 0,01 | 0,70 | 25 | 0,011 | 0,004 | 0,27 |
| 34-17' | 0,03 | 0,70 | 50 | 0,018 | 0,012 | 0,86 |
| 17'-18' | 0,4 | 0,70 | 50 | 0,24 | 0,16 | 17,24 |
| 18'-20 | 0,45 | 0,70 | 50 | 0,27 | 0,18 | 22,51 |
| 35-19' | 1,4 | 0,70 | 25 | 1,638 | 0,56 | 7,73 |
| 36-19' | 0,01 | 0,70 | 25 | 0,011 | 0,004 | 0,085 |
| 19'-20' | 0,78 | 0,70 | 25 | 0,91 | 0,31 | 9,94 |
| 20'-21' | 2,95 | 0,70 | 50 | 1,77 | 1,18 | 165,48 |
| 39-22' | 0,63 | 0,70 | 25 | 0,73 | 0,25 | 11,31 |

| | | | | | | |
|---------|------|------|----|-------|-------|--------|
| 22'-23' | 1,38 | 0,70 | 25 | 1,61 | 0,55 | 24,94 |
| 38-23' | 0,02 | 0,70 | 25 | 0,023 | 0,008 | 0,35 |
| 23'-24' | 0,29 | 0,70 | 25 | 0,34 | 0,11 | 9,08 |
| 37-24' | 0,19 | 0,70 | 25 | 0,22 | 0,07 | 3,34 |
| 24'-21' | 0,52 | 0,70 | 50 | 0,31 | 0,2 | 14,73 |
| 21'-РТП | 2,51 | 0,70 | 50 | 1,5 | 1 | 196,88 |

Сумарні значення:

- втрати електроенергії $A = 6,276212E+0,7$ кВт·год
- сумарні втрати напруги $\Delta U = 256$ В

Розрахунок втрат напруги та втрат електроенергії на ПЛ-10 кВ №2 зведено в таблицю 4.2.

Розрахунок втрат напруги та втрат електроенергії ПЛ-10 кВ №2

Таблиця 4.2

| Ділянка лінії | L, км | cosφ | F, мм ² | R _i , Ом | X _i , Ом | ΔU, В |
|---------------|-------|------|--------------------|---------------------|---------------------|-------|
| 24-25' | 2,1 | 0,7 | 25 | 2,45 | 0,84 | 15,24 |
| 25-25' | 0,5 | 0,7 | 25 | 0,58 | 0,2 | 5,71 |
| 25'-26' | 0,06 | 0,7 | 25 | 0,07 | 0,024 | 1 |
| 26-26' | 2 | 0,7 | 25 | 2,34 | 0,8 | 57,7 |
| 26'-27' | 0,3 | 0,7 | 25 | 0,35 | 0,12 | 12,36 |
| 27-27' | 0,01 | 0,7 | 25 | 0,011 | 0,004 | 0,37 |
| 27'-28' | 0,16 | 0,7 | 50 | 0,096 | 0,064 | 8,12 |
| 28-28' | 0,35 | 0,7 | 25 | 0,4 | 0,14 | 3,08 |
| 28'-29' | 0,48 | 0,7 | 50 | 0,28 | 0,19 | 16,9 |
| 29-29' | 0,01 | 0,7 | 25 | 0,011 | 0,004 | 0,1 |
| 29'-РТП | 0,58 | 0,7 | 50 | 0,34 | 0,23 | 23,7 |

Сумарні значення:

- втрати електроенергії $A = 5079794$ кВт·год
- сумарні втрати напруги $\Delta U = 144,28$ В

Розрахунок втрат напруги та втрат електроенергії на ПЛ-10 кВ №2 зведено в таблицю 4.3.

Розрахунок втрат напруги та втрат електроенергії ПЛ-10 кВ №2

Таблиця 4.3

| Ділянка лінії | L, км | $\cos\varphi$ | F, мм ² | R _i , Ом | X _i , Ом | ΔU , В |
|---------------|-------|---------------|--------------------|---------------------|---------------------|----------------|
| 22-30' | 0,68 | 0,7 | 50 | 0,4 | 0,27 | 19,38 |
| 23-30' | 0,4 | 0,7 | 25 | 0,46 | 0,16 | 1,79 |
| 30'-РТП | 1,75 | 0,7 | 50 | 1,05 | 0,7 | 53,46 |

Сумарні значення:

- втрати електроенергії $A = 5070388$ кВт·год
- сумарні втрати напруги $\Delta U = 74,63$ В

4.2. Забезпечення нормативних рівнів надійності електропостачання сільськогосподарських споживачів.

На підстанції 110/35/10 кВ проектом передбачена установка двох трансформаторів ТМН-1600/110. Живлення РТП здійснюється по лінії 110 кВ.

До споживачів другої категорії відносяться лікарня – ТП №44, МТФ на 200 голів – ТП №36.

Для забезпечення нормативного рівня надійності електропостачання споживачів, передбачено резервування від автономних джерел ТП №44-ДЕС-100х1, ТП №36-ДЕС-30х1.

Кількість та місце установки комутаційних апаратів вибираємо в залежності від схеми живлення РТП, довжини лінії і сумарних навантажень.

Схему живлення лінії ПЛ №1 $P = 1022$ кВт, $L = 16,61$ км

згідно з графіком вибираємо: 1СВ + АВРС.

ПЛ №2 $P = 525$ кВт, $L = 15,8$ км

згідно з графіком вибираємо: АВРС.

ПЛ №3 $P = 316$ кВт, $L = 2,77$ км

згідно з графіком вибираємо: АВР

Таким чином, дані забезпечують надійне електропостачання сільськогосподарських споживачів.

| | | | | | | |
|------------|-------------|-----------------|--------------|-------------|---------------------------|-------------|
| | | | | | <i>СУдн-61П.151.12.ПЗ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Зм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Підп.</i> | <i>Дата</i> | | 28 |

Розрахунок струмів робимо у відносних одиницях. Приймаємо слідувачі базисні величини:

- базисна потужність $S_6 = 100 \text{ В} \cdot \text{А};$
- базисна напруга $U_{6357} \text{ кВ};$
 $U_{610} = 10 \text{ кВ}.$

Базисний струм буде рівний:

- на шинвах 35 кВ: $I_{635} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА};$
- на шинвах 10 кВ: $I_{610} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА};$

Визначаємо опір елементів схеми:

1. Опір схеми: $X_a = S_6 / S_{к.з.} = 100/83,5 = 1,2 \text{ Ом};$

$$x_{л1} = x_o \cdot L \frac{S_6}{U_6^2} = 0,341 \cdot 10,1 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,252.$$

2. Опір лінії: $r_{л1} = r_o \cdot L \frac{S_6}{U_6^2} = 0,42 \cdot 10,1 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,309.$

3. Опір трансформаторів: $x_T = \frac{U_{к \%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_n} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{100}{2,5} = 2,6.$

4. Повний опір до точки к2

$$Z_{Ік2} = \sqrt{x_{c1}^2 + x_{л1}^2} + r_{л1} = \sqrt{1,2^2 + 0,252^2} + 0,309 = 1,485.$$

5. Повний опір до точки к:

$$Z_{ІІк2} = \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{л1}^2} = \sqrt{3,96^2 + 0,309^2} = 3,97.$$

6. Струми короткого замикання в точці к2:

$$I_{к.з.}^{\text{к2}} = \frac{I_6}{Z_{Ік2}} = \frac{1,56}{1,485} = 1,05 \text{ кА}.$$

7. Діюче значення короткого замикання:

$$I_{\text{д.к.з.}}^{\text{к2}} = 1,52 \cdot I_{к.з.}^{\text{к2}} = 1,52 \cdot 1,05 = 1,6 \text{ кА}.$$

8. Ударне значення струму короткого замикання:

$$i_{\text{уд.к2}}^{\text{к2}} = 2,54 \cdot I_{\text{к.з.к2}}^{\text{к2}} = 2,54 \cdot 1,05 = 2,7 \text{ кА}$$

9. Потужність трифазного короткого замикання:

$$S_{\text{к.з.к2}}^{\text{к2}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ф}} \cdot I_{\text{к.з.к2}}^{\text{к2}} = 2,54 \cdot 1,05 = 2,7 \text{ кА}$$

10. Страм двофазного короткого замикання:

$$I_{\text{к.з.к2}}^{\text{к2}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{к.з.к2}}^{\text{к2}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,05 = 0,95 \text{ кА}$$

Подальший розрахунок струмів і потужностей короткого замикання в точці к1 ведеться аналогічно розрахунку точки к2. Результати цього розрахунку зводимо в таблицю 5.1.

Розрахунки струмів і потужностей короткого замикання.

Таблиця 5.1

| Показники | Точка к1 | | Точка к2 | |
|---|----------|------|----------|------|
| | 3ф | 2ф | 3ф | 2ф |
| Струм короткого замикання $I_{\text{к.з.}}$, кА | 1,39 | 1,2 | 1,05 | 0,95 |
| Ударний струм $i_{\text{уд.}}$, кА | 3,5 | 3,0 | 2,7 | 2,4 |
| Діюче значення ударного струму $I_{\text{д.к.з.}}$, кА | 2,1 | 1,8 | 1,6 | 1,4 |
| Потужність короткого замикання $S_{\text{к.з.}}$, МВ·А | 25 | 21,8 | 67 | 61 |

Розрахунок однофазного короткого замикання не потрібний, так як струм однофазного короткого замикання не може бути більшим струму трифазного короткого замикання в мережах 35 кВ.

5.2. Вибір апаратури і струмоведаучих частин на підстанції.

При виборі апаратури та струмоведаучих частин враховується умова продовження роботи, перевантаження і короткого замикання. Умова надійної роботи апаратів забезпечується правильним вибором їх по номінальному струму та напрузі. При цьому повинна виконуватись слідуєча умова:

$$I_{р.м.} < I_{н.д.} \quad U_{н.д.} \geq U_{р.м.}$$

5.3. Вибір шин на стороні 35 кВ.

Шини на стороні 35 кВ вибираються по тривалому допустимому струмові і перевіряються на термічну стійкість. При перевірці шин по тривалому допустимому струмові повинна виконуватись слідуєча умова:

$$I_{доп} \geq I_{роб.мах};$$

$$I_{роб.мах.} = \frac{S_{мах}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} = \frac{2128}{\sqrt{3} \cdot 35} = 35 \text{ кА}.$$

Гнучкі шини виконуємо проводом АС-70, аналогічними живильної мережі. Потреба перевірки гнучких шин на повздовжню стійкість відсутня. Повздовжньо-допустимий струм навантаження для проводу АС-70: $I_{доп} = 265 \text{ А}$ Таким чином, шини виконуються проводом АС-70, що задовольняє умови вибору.

Перевірка проводу на термічну стійкість зводиться до розрахункової апаратури провідника ($Q_{розр}$) при короткому замиканні і допустимий ($Q_{доп}$) при короткочасній дії короткого замикання. При цьому повинна виконуватись умова: $Q_{розр} < Q_{доп}$.

Згідно ПУЕ для сталєалюмінієвих проводів $Q_{доп.} = 200 \text{ С}^{\circ}$.

$$AQ_{кін.} = AQ_{поч} + \left(\frac{I_{\infty}}{\delta} \right)^2 \cdot t_{ф}, \text{ де } \delta - \text{переріз поводу, мм}^2.$$

для АС-70 $\delta = 68 \text{ мм}^2$.

| | | | | | | |
|------------|-------------|-----------------|--------------|-------------|---------------------------|-------------|
| | | | | | <i>СУдн-61П.151.12.ПЗ</i> | <i>Лист</i> |
| | | | | | | 32 |
| <i>Зм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Підп.</i> | <i>Дата</i> | | |

$$t_{\phi} = t_{\phi,п} + t_{\phi,а}, C^{\circ}.$$

Розрахунковий час дії струму короткого замикання складається із часу дії релейного захисту та часу відключення вимикача:

$$t = t_{зах} + t_{вим};$$

$$t_{зах} = 2 \text{ с}, t_{вим} = 0,1 : 2 \text{ с}, t = 2 + 0,2 = 2,2 \text{ с}.$$

Якщо $t \geq 1$, то це значить, що аперіодична складова струму відсутня.

Тоді $t_{\infty} = t = 2,2 \text{ с}$.

Температура провідника до короткого замикання:

$$Q_p = Q_o + Q_{доп} - Q_o \cdot \left(\frac{I_{p.m}}{I_{доп}} \right)^2, C^{\circ};$$

де $Q_{доп}$ – допустима температура нагріву провідника при повздовжньому режимі, C° .

$$\text{Для голих шин: } Q_{доп} = 70 C^{\circ};$$

$$Q_o = 25 C^{\circ};$$

$$I_{доп} = 265 \text{ А}.$$

$$Q_p = 25 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{35}{265} \right)^2 = 25,8, C^{\circ};$$

По кривим визначаємо, що $Q_{кін.} = 30 C^{\circ} < 200 C^{\circ}$.

Розрахунок показує, що вибрані шини задовольняють умову термічної стійкості.

5.4. Вибір роз'єднувача на стороні 35 кВ.

На підстанції на стороні 35 кВ передбачена установка роз'єднувачів РЛНДЗ-35/600 з приводом ПРН-200М. Розрахункові і каталожні дані заносимо у таблицю 5.2.

Розрахункові і каталожні дані роз'єднувачів.

Таблиця 5.2

| Розрахункові величини | | Умови вибору | Каталожні дані | |
|-----------------------------|--------|---|-----------------|-------------------|
| $U_{у.н}$ | 35 кВ | $U_{у.н} \leq U_H$ | U_H | 35 кВ |
| I_{max} | 35 А | $I_{max} \leq I_H$ | I_H | 600 А |
| i_y | 2,7 кА | $i_y \leq i_{max}$ | i_{max} | 80 кА |
| $I_{\infty} \cdot t_{\phi}$ | 2,7 кА | $t_{\infty} \cdot I_{\infty} < I_t^2 \cdot t$ | $I_t^2 \cdot t$ | $12^2 \cdot 3$ кА |

Даний тип роз'єднувача вибрано вірно.

5.5. Вибір вимикачів на стороні 35 кВ.

На стороні 35 кВ вибираємо масляні вимикачі типу ВВЛ-35-31,5 У3 з приводом ПЕ-12. розрахункові каталожні дані заносимо в таблицю.

Розрахункові і каталожні дані масляних вимикачів.

Таблиця 5.3

| Розрахункові величини | | Умови вибору | Каталожні дані | |
|-----------------------------|--------|---|-----------------|-------------------|
| $U_{у.н}$ | 35 кВ | $U_{у.н} \leq U_H$ | U_H | 35 кВ |
| I_{max} | 35 А | $I_{max} \leq I_H$ | I_H | 630 А |
| i_y | 2,7 кА | $i_y \leq i_{max}$ | i_{max} | 26 кА |
| $I_{\infty} \cdot t_{\phi}$ | 2,7 кА | $t_{\infty} \cdot I_{\infty} < I_t^2 \cdot t$ | $I_t^2 \cdot t$ | $10^2 \cdot 3$ кА |

Із умов вибору видно, що даний вимикач вибрано вірно.

5.6. Вибір шин на стороні 10 кВ.

Шини вибираємо по умові нормального режиму і перевіряємо на термічну і динамічну стійкість. $I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 145 \text{ A}$

Максимальний робочий струм: $I_{p,max} = 1,3 \cdot I_H = 1,3 \cdot 145 = 188 \text{ A}$.

Приймаємо збірні алюмінієві шини перерізом 20x3 мм, повздовжньодопустимий струм для яких рівний: $I_{доп} = 215 \text{ A}$.

$$I_{доп} = 0,95 \cdot 215 = 204,3 \text{ A}$$

Перевіряємо шини на термічну стійкість.

Час дії струму короткого замикання:

$$t = t_{зах} + t_{вим} = 1,4 + 0,2 = 1,6 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Продовжньодопустима температура для шин рівна 200 °С. Температура шин при номінальному струмі:

$$Q_H = Q_O + Q_{доп} - Q_O \cdot \left(\frac{I_{p,m.}}{I_{доп}} \right)^2, \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\text{де } I_{p,m.} = 12 \cdot 14 = 174 \text{ A}$$

$$Q_H = 25 + 0 + 25 \cdot \left(\frac{174}{215} \right)^2 = 54,7 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Номінальну температуру шин визначають по кривим нагріву струмоведучих частин при короткому замиканні:

$$AQ_K = f(Q) \quad [8].$$

$$AQ_K = 0,42 \cdot 10^4 + \left(\frac{1390}{60} \right)^2 \cdot 1,6 = 0,506 \cdot 10^4.$$

$$Q_K = 85 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad \text{Звідси видно, що } Q_K < Q_{доп} = 200 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Динамічний розрахунок шин ведеться із урахуванням їх розміщення і форми. В найбільш тяжких умовах знаходиться середня фаза.

Максимальна сила, що приходиться на одиницю довжини:

| | | | | | | |
|-----|------|----------|-------|------|--------------------|------|
| | | | | | СУдн-61П.151.12.ПЗ | Лист |
| Зм. | Лист | № докум. | Підп. | Дата | | 35 |

$$f_{\max} = 1,76 \frac{i_y^2}{\alpha} \cdot 10^7, H / m.$$

де i_y^2 - ударний струм короткого замикання, А;

α - відстань між осями суміжних фаз, м;

$$\alpha=0,25\text{м},$$

$$f_{\max} = 1,76 \frac{3500^2}{0,25} \cdot 10^7 = 86,2 H / m.$$

Знижуючий момент визначається за формулою:

$$M = \frac{f \cdot L}{10}, H \cdot m,$$

де L- проміжок між ізоляторами,

$$L=1\text{м}$$

$$M = \frac{86,2 \cdot 1}{10} = 8,62 H \cdot m.$$

Напруга, що виникає у матеріалі шин:

$$\sigma_{\text{розр}} = \frac{M}{W}, \text{МПа},$$

де W- момент опору шин відносно осі, м³.

Момент опору залежить від форми перерізу шин або їх розмірів:

$$W=0,167 \cdot b \cdot h^2, \text{м}^3$$

$$W=0,167 \cdot 0,003 \cdot 0,02^2 = 2 \cdot 10^{-7} \text{м}^3.$$

$$\sigma_{\text{розр}} = \frac{8,62}{2 \cdot 10^{-7}} \cdot 10^6 = 4,31 \text{МПа}.$$

Згідно з ПУЕ допустима механічна напруга для алюмінія:

$$\sigma_{\text{доп}}=82,3 \text{ Мпа} \quad \sigma_{\text{розр}} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad 43,1 \leq 82,3.$$

Умова виконується, вибір зроблено вірно.

5.7. Вибір роз'єднувачів на стороні 10 кВ.

На вході 10 кВ і на відходящих лініях 10 кВ приймаємо роз'єднувач типу

| | | | | | | |
|-----|------|----------|-------|------|--------------------|------|
| | | | | | СУдн-61П.151.12.ПЗ | Лист |
| Зм. | Лист | № докум. | Підп. | Дата | | 36 |

РВЗ-10/400 з приводом типу ПР-2. Розрахункові і каталожні дані зводимо в таблицю 5.4.

Розрахункові і каталожні дані роз'єднувачів.

Таблиця 5.4

| Розрахункові величини | | Каталожні дані | |
|-----------------------------|-----------------------|-----------------|-------------------|
| $U_{у.н}$ | 10 кВ | $U_{н}$ | 10 кВ |
| I_{max} | 145 А | $I_{н}$ | 400 А |
| i_y | 3,5 кА | i_{max} | 50 кА |
| $I_{\infty} \cdot t_{\phi}$ | $1,39^2 \cdot 1,6$ кА | $I_t^2 \cdot t$ | $10^2 \cdot 4$ кА |

5.8. Вибір трансформатора власних потреб.

Трансформатор власних потреб служить для живлення ланцюгів керування, обігріву, сигналізації, освітлення і інших потреб.

Трансформатор власних потреб вибираємо за умовою:

$$S_{ТВП} = (0,004 \dots 0,01) \cdot S_{н}, \text{ кВА}, \quad S_{ТВП} = (0,004 \dots 0,01) \cdot 2500 = 10 \dots 25 \text{ кВА}.$$

Приймаємо трансформатор ТМ 25/10.

Розділ 6 Обґрунтування та вибір релейного захисту лінії 10 кВ на базі мікропроцесорного захисту УЗА -АТ

6.1 Вибір вимикачів на стороні 10 кВ

Вакуумні вимикачі призначені для роботи в комплектних розподільних пристроях і стаціонарних камерах одностороннього обслуговування внутрішнього і зовнішнього виконання.

Вакуумні вимикачі даного типу є комутаційними апаратами нового покоління. В основі конструктивного рішення вимикача лежить використання "повнофазних електромагнітних приводів з магнітною заціпкою", механічно зв'язані одним валом. Така їх конструкція досягає наступних переваг в порівнянні з маслонаповненими вимикачами, а саме:

1. високий механічний ресурс;
2. мале споживання електричної енергії по колах включення;
3. малі габарити і маса;
4. можливість керування, як по колах оперативного постійного, так і оперативного змінного струму(з допомогою відповідних блоків керування);
5. відсутність необхідності ремонтів в експлуатаційних умовах на протязі всього періоду експлуатації;
6. низька трудомісткість виробництва. (2)

| | | | | | | |
|-----|------|----------|-------|------|--------------------|------|
| | | | | | СУдн-61П.151.12.ПЗ | Лист |
| Зм. | Лист | № докум. | Підп. | Дата | | 38 |

де: $P_{МАКС}$ - максимальна активна потужність лінії 10 кВ(найбільша з розрахункових навантажень денного $P_{д}$ чи вечірнього $P_{в}$ максимумів).

Значення розрахункового струму лінії 10 кВ заносяться до табл.6.2.

Розрахункові струми лінії 10 кВ

Таблиця 6.2.

| Параметри | Лінія |
|------------------|---------|
| $P_{МАКС}$, кВт | 1121,25 |
| $S_{р}$, кВа | 1350,9 |
| $I_{р.МАХ}$, А | 77,99 |

Номінальний струм на виводі шин 10 кВ складає 202,1 А.

Вибір трансформаторів струму виконуємо в табличній формі 6.3.

Вибір трансформаторів струму

Таблиця 6.3.

| Параметри | Лінія |
|--------------------------------|--------|
| Номінальна напруга, кВ | 10 |
| Номінальний первинний струм, А | 300 |
| Клас точності | 0,5/P |
| Кратність струму: | |
| Термічної стійкості | 90 |
| Динамічної стійкості | 175 |
| Марка трансформатора струму | ТПЛ-10 |

Перевірка на необхідний клас точності виконується для найбільш навантаженої фази у вторинній обмотці на виводі 10 кВ.

За розрахункову фазу приймаємо фазу "А". Необхідні дані по навантаженню у вторинній обмотці трансформаторів струму приведені в табл.6.4.

Дані по навантаженню у вторинній обмотці трансформаторів струму

Таблиця 6.4.

| Навантаження | Тип | Кількість | Фаза "А" | | Фаза "С" | |
|---|-----------------------|-----------|----------|-------|----------|-------|
| | | | Ом | ВА | Ом | ВА |
| Лічильник активної і реактивної енергії | FINTRONIC ФПН-2306 | 1 | 0,031 | 0,245 | 0,031 | 0,245 |
| Амперметр | Э-30 | 1 | 0,07 | 1,75 | - | - |
| Всього | | 2 | 0,101 | 1,995 | 0,031 | 0,245 |

Опір з'єднувальних проводів у фазі знаходиться за формулою:

$$R_{\text{ПРОВ}} = \frac{S_{H2} - \sum S_H + I_{H2}^2 \cdot R_K}{I_{H2}^2}, \text{ Ом}$$

де R_K - опір контактів, Ом; $R_K = 0,1$ Ом;

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

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

S_{H2} - допустиме номінальне навантаження трансформаторів струму, ВА; $S_{H2} = 10$ ВА;

$$R_{\text{ПРОВ}} = \frac{10 - (1,995 + 5^2 \cdot 0,1)}{6^2} = 0,22, \text{ Ом.}$$

Необхідний переріз приєднувальних проводів знаходять по формулі:

$$F_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot L}{R_{\text{ПРОВ}}}, \text{ мм}^2,$$

де: ρ - питомий опір металу приєднувальних проводів, $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$,

L- розрахункова довжина проводів, м

Згідно з положенням приймаємо довжину приєднувальних проводів L=3 м, матеріал проводу-мідь, $\rho = 0,0175, \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$.

$$\text{Тоді, } F_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0175 \cdot 3}{0,22} = 0,239, \text{ мм}^2.$$

За результатами розрахунку приймаємо близький стандартний переріз, але не менше $2,5 \text{ мм}^2$, згідно прийнятих норм для мідних проводів. Отже, виходячи з цього, вибираємо провід марки ПВ-2,5. Тоді дійсне значення опору проводу знаходять за формулою:

$$R_{\text{Д.ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot L}{F_{\text{Д.ПРОВ}}}, \text{ Ом,}$$

де $F_{\text{Д.ПРОВ}}$ - дійсне значення перерізу проводу, мм^2 .

Отже :

| | | | | | | |
|------------|-------------|-----------------|--------------|-------------|---------------------------|-------------|
| | | | | | <i>СУдн-61П.151.12.ПЗ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Зм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Підп.</i> | <i>Дата</i> | | 43 |

$$R_{д.пРОВ} = \frac{17,5 \cdot 10^{-3} \cdot 3}{2,5 \cdot 10^{-6}} = 0,021, \text{ Ом}$$

Знайдемо повний опір проводу за формулою:

$$Z_{ПР} = R_{д.пРОВ} + X_0 \cdot L, \text{ Ом}$$

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

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

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

Сумарний опір у фазі знаходять по формулі :

$$\sum Z = Z_{ПР} + Z_H + Z_K, \text{ Ом},$$

де : Z_H - повний опір послідовно ввімкнених приладів, Ом;

$$Z_H = 0,101 \text{ Ом};$$

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

$$\sum Z = 0,022 + 0,101 + 0,1 = 0,223.$$

Сумарна потужність складає:

$$S_{ТР} = I_{H2}^2 \cdot \sum Z, \text{ ВА}$$

$$S_{ТР} = 6^2 \cdot 0,223 = 5,575, \text{ ВА}.$$

Аналізуючи розрахункові дані, бачимо, що сумарні опір та потужність не перевищують номінальні навантаження:

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

| | | | | | | |
|-----|------|----------|-------|------|---------------------------|------|
| | | | | | <i>СУдн-61П.151.12.ПЗ</i> | Лист |
| Зм. | Лист | № докум. | Підп. | Дата | | 44 |

Отже, можна зробити висновок, що вибраний трансформатор струму задовольняє умови заданому класу точності.

Вибраний трансформатор струму перевіряють на термічну і динамічну стійкість при протіканні струмів короткого замикання.

Перевірка на термічну стійкість здійснюється за умовою:

$$K_{T.ROZ} \leq K_{T.ДОП} ,$$

де $K_{T.ROZ}, K_{T.ДОП}$ - відповідно розрахункове та допустиме значення кратності струму; $K_{T.ДОП} = 90$.

$$K_{T.ROZ} = \frac{I_{к.з}^3}{I_{н.р.}} \cdot \sqrt{t} ,$$

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

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

t-фіктивний час проходження струму к.з.

Отже :

$$K_{T.ROZ} = \frac{2660}{2021} \cdot \sqrt{0,4} = 8,32 .$$

Розрахункове значення кратності струму не перевищує допустиме:

$$8,32 < 90 .$$

Перевірка на динамічну стійкість здійснюється за умовою:

$$K_{д.ROZ} \leq K_{д.ДОП} ,$$

| | | | | | | |
|-----|------|----------|-------|------|--------------------|------|
| | | | | | СУдн-61П.151.12.ПЗ | Лист |
| Зм. | Лист | № докум. | Підп. | Дата | | 45 |

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

$$K_{д.роз} = \frac{i_y}{\sqrt{2} \cdot I_{н.р.}}$$

де : i_y - ударне значення струму трифазного короткого замикання в місці встановлення трансформатора струму, А;

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

Отже:

$$K_{д.роз} = \frac{6400}{\sqrt{2} \cdot 202,1} = 22,4.$$

Розрахункове значення кратності струму не перевищує допустиме:

$$22,4 < 175.$$

Отже, трансформатор струму вибраний вірно.

6.3. Розрахунок релейного захисту повітряної лінії 10 кВ

Для захисту повітряної лінії 10 кВ використовують максимальний струмовий захист(МСЗ).

У мережах напругою 10 кВ максимальний струмовий захист виконується у двофазному варіанті (трансформатори струму встановлюються у двох фазах),тому можуть бути використані схеми з'єднання трансформаторів струму у неповну зірку або на різницю струмів двох фаз.

Розрахунок струму спрацювання МСЗ здійснюється за наступним виразом:

| | | | | | | |
|-----|------|----------|-------|------|---------------------------|------|
| | | | | | <i>СУдн-61П.151.12.ПЗ</i> | Лист |
| Зм. | Лист | № докум. | Підп. | Дата | | 46 |

$$I_{C.3.} = \frac{K_H \cdot K_{C.3.Д}}{K_B} \cdot I_{P.МАКС}, А$$

де : K_H - коефіцієнт надійності (враховує нестабільність характеристик або "розкидання" точок характеристик, для обраного релейного захисту на базі мікропроцесорного пристрою УЗА-АТ), $K_H = 1,3$,

$K_{C.3.Д}$ - коефіцієнт, що враховує самозапуск електричних двигунів(для міських мереж приймається рівним 2,5,а для сільських мереж-2,0);

K_B - коефіцієнт повернення (для обраного релейного захисту на базі УЗА-АТ $K_B = 0,85$);

$I_{P.МАКС}$ - робочий максимальний струм.

Робочий максимальний струм визначається на основі порівняння навантаження денного та вечірнього максимумів.

$$I_{P.МАКС} = \frac{P_{Д} \cdot \Phi_{ВЕЧ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, А$$

$U_{НОМ} = 10$ кВ.

Розрахуємо робочий максимальний струм:

$$I_{P.МАКС} = \frac{1121,25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 64,74 ,А$$

Відповідно до вихідних даних розрахунку розрахуємо струм спрацювання захисту:

$$I_{C.3.} = \frac{1,3 \cdot 2}{0,85} \cdot 64,74 = 198,03, А$$

Струм спрацювання реле визначається за формулою:

| | | | | | | | |
|-----|------|----------|-------|------|--|--------------------|------|
| | | | | | | СУдн-61П.151.12.ПЗ | Лист |
| Зм. | Лист | № докум. | Підп. | Дата | | | 47 |

$$I_{C.P.} = \frac{I_{C.З}}{n_{T.T}} \cdot K_{C.X}, \text{A}$$

де :

$K_{C.X}$ - коефіцієнт схеми (при з'єднанні трансформаторів струму в неповну зірку, $K_{C.X} = 1,0$, а у випадку з'єднання на різницю фаз $K_{C.X} = 3,0$);

$n_{T.T}$ - коефіцієнт трансформації трансформаторів струму.

Відповідно до розрахункових даних для розгалуженої повітряної лінії, для якої вибраний трансформатор струму на 300 А, розрахуємо коефіцієнт трансформації (знаючи, що струм вторинної обмотки рівний 5 А).

$$n_{T.T} = \frac{75}{5} = 15.$$

Отже коефіцієнт трансформації для даного трансформатора дорівнює 15 А.

Розрахуємо струм спрацювання реле:

$$I_{C.P.} = \frac{198,03}{15} \cdot 1,0 = 13,202 ; \text{A}$$

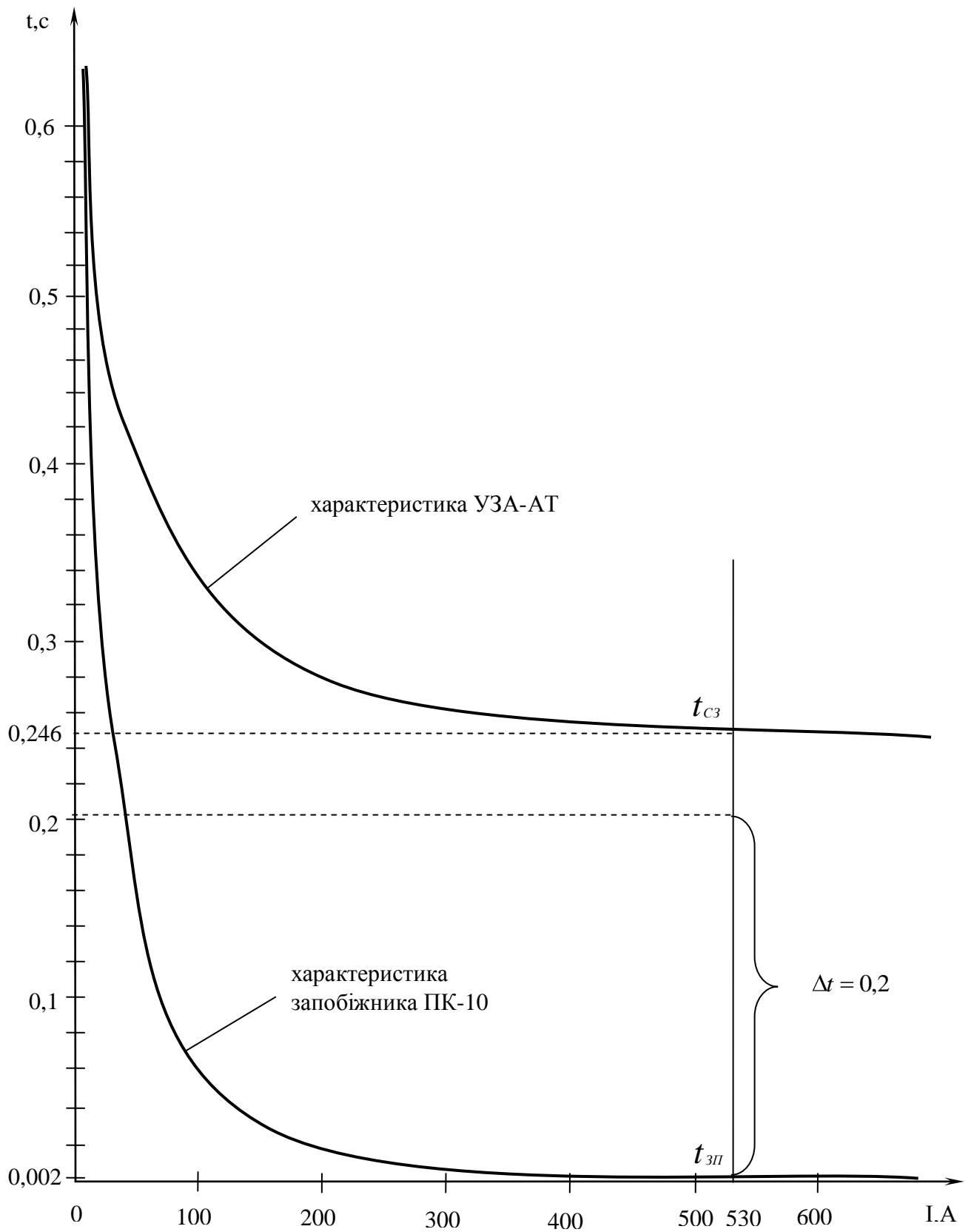
Для захисту розгалуженої лінії 10 кВ, враховуючи дискретність уставок струм спрацювання реле УЗА-АТ, вибираємо найближче більше значення струму уставки $I_{VCT} \approx 13,28 \text{ A}$.

Після вибору струму уставки реле визначаємо уточнене значення струму спрацювання захисту:

$$I'_{C.З} = \frac{13,28 \cdot 15}{1,0} = 199,2, \text{A}$$

Захист споживчої трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ на вищій стороні напруги здійснюється запобіжниками ПК-10.

| | | | | | | |
|-----|------|----------|-------|------|--------------------|------|
| | | | | | СУдн-61П.151.12.ПЗ | Лист |
| Зм. | Лист | № докум. | Підп. | Дата | | 48 |



- можливість завдання загальних для двох фаз вхідного струму уставок струму спрацювання МСЗ, струму спрацьовування відсічки (в кратностях до струму спрацювання МСЗ), часу спрацювання МСЗ;

- спрацювання МСЗ і (або) струмової відсічки по найбільшому з вхідних струмів;

- можливість відключення струмової відсічки передньої панелі або дистанційно замиканням зовнішнього замикаючого контакту. При цьому, необхідно до клем живлення пристрою підключити постійну або змінну напругу значенням $220 \text{ В} \pm 20\%$. У разі короткочасного (не більше 1 хвилини) пропаданя напруги 220 В і замикання, у цей момент, зовнішнього замикаючого контакту, дистанційне відключення струмової відсічки забезпечуються на якийсь час не менше 3 секунди.

- можливість відключення МСЗ дистанційно замиканням зовнішнього замикаючого контакту (тільки для виконань УЗА-АТ-Т). Для цього потрібна наявність оперативної напруги або аварійного струму на відповідних клеммах реле;

- можливість роботи в схемах з шунтуванням-дешунтуванням керованого ланцюга. Як вихідний силовий ключ використовується триак ТС 132 - 50 - 10.

Для виконань УЗА-АТ-Т передбачено дистанційне керування шунтуванням-дешунтуванням замиканням зовнішнього замикаючого контакту.

Для цього потрібна наявність аварійного струму на відповідних клеммах реле.

- функцію однократного АПВ (окрім виконань УЗА-АТ-Т);

- індикацію до скидання (із запам'ятовуванням) спрацьовування МСЗ, СВ, АПВ, дискретного входу (тільки за наявності постійної або змінної напруги значенням 220 В на клеммах живлення пристрою). Для функції МСЗ

По виду характеристик спрацьовування пристрої відносяться до виконання

- комбіноване у відповідності з ГОСТ 3698 - 82.

За способом регулювання уставок пристрої відносяться до виконання - з дискретним регулюванням у відповідності з ГОСТ 3698 - 82.

По числу діапазонів уставок струму спрацьовування пристрої відносяться до виконання :

- багатодіапазонні (чотири діапазони) у відповідності з ГОСТ 3698 - 82.

По числу діапазонів уставок витримки часу і кратності струму відсічення пристрою відносяться до виконання - однодіапазонні у відповідності з ГОСТ 3698 - 82.

По виду шкали уставок пристрої відносяться до виконання - з оцифрованою шкалою в відповідності з ГОСТ 3698 - 82.

По наявності настановного елемента пристрої відносяться до виконання - без

настановного елемента у відповідності з ГОСТ 3698 - 82.

Вид кліматичного виконання - УХЛ, категорія розміщення у відповідності з ГОСТ 15150 - 69.

Умови експлуатації в частині дії механічних чинників - група М1 ГОСТ 17516 - 72.

Діапазон уставок струму спрацьовування захисту від перевантаження (1,0-7,3)А з дискретністю 0,1А. Витримка часу захисту від перевантаження фіксована і знаходиться в межах (7-10) с.

Пристрої з максимальним функціональним наповненням містять наступні замикаючі вихідні контакти:

- два контакти МСЗ миттєвий;
- два контакти СВ+МСЗ;
- АПВ;
- ЗНЗ;

- захисти від перевантаження;
- два вихідні контакти, керовані від дискретного входу.

| | | | | | | |
|------------|-------------|-----------------|--------------|-------------|---------------------------|-------------|
| | | | | | <i>СУдн-61П.151.12.ПЗ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Зм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Підп.</i> | <i>Дата</i> | | 55 |

нервовій системі, з гальмовими процесами в корі головного мозку. Наприклад сильний шум викликає труднощі з розпізнанням кольірних сигналів, знижує швидкість сприйняття кольору, гостроту зору, зорову адаптацію, порушує сприйняття візуальної інформації, зменшує на 5-12% продуктивність праці. Тривалий вплив шуму з рівнем звукового тиску 90 дБ знижує продуктивність праці на 30-60 %.

На підстанції, що проектується, також мають місце такі види небезпеки, які є загрозою для здоров'я та життя обслуговуючого персоналу:

- ураження електричним струмом;
- травмування рук та інших частин тіла під час роботи з приводами комутаційних апаратів;

- небезпека, що виникає при роботі з трансформаторним маслом. Основним засобом захисту від ураження електричним струмом являється хороша ізоляція струмоведучих частин електроустановки, а також встановлення кожухів та огорож неізольованих струмоведучих частин. Поряд з цим передбачене використання електрозахисних засобів та спецодягу.

До потенційно-небезпечних частин електроустановок відносяться неструмоведучі частини, на яких може з'явитися напруга внаслідок пошкодження ізоляції.

Ураження електричним струмом на території підстанції може статися при: двофазному дотику до неізольованих частин електроустановок (шини, лінії електропередачі), однофазному дотику неізольованої від землі людини до неізольованих струмоведучих частин; наближенні на небезпечну відстань до струмоведучих частин (корпусу силового трансформатору); дотику до струмоведучих частин електроустановок, що виявилися під напругою внаслідок замикання на корпус; потраплянні під крокову напругу в зоні розтікання струму; звільненні людини, що знаходиться під напругою. Таким чином потенційно небезпечною зоною ураження електричним струмом є вся територія підстанції, територія поблизу проходження повітряних ліній та електроприлади в приміщенні обслуговуючого персоналу.

| | | | | | | |
|------------|-------------|-----------------|--------------|-------------|---------------------------|-------------|
| | | | | | <i>СУдн-61П.151.12.ПЗ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Зм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Підп.</i> | <i>Дата</i> | | 57 |

загальних мір захисту від статичної електрики можна віднести загальні і місцеве зволоження повітря.

При експлуатації й випробуваннях пристроїв УЗА-АТ необхідно керуватися “Правилами техніки безпеки при експлуатації електроустановок, електричних станцій і підстанцій і правилами техніки безпеки при експлуатації електроустановок споживачів”.

Монтаж, обслуговування й експлуатацію пристроїв дозволяється робити персоналу, що пройшов спеціальну підготовку.

Виїмку блоків із пристроїв і їхню установку, а також роботи на клемниках варто робити при знеструмленому стані пристрою.

Експлуатація й обслуговування пристроїв повинні вироблятися відповідно до «Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж» і технічним описом і інструкцією з експлуатації на пристрій при значеннях кліматичних факторів, зазначених у дійсному технічному описі. Можливість роботи пристрою в умовах, відмінних від зазначених, повинна узгоджуватися з підприємством-власником оригіналів конструкторської документації і з підприємством-виготовлювачем.

При експлуатації пристрою рекомендується не рідше одного разу в три-п’ять років робити огляд, і при необхідності, перевірку основних параметрів. Перевірку взаємодії вимірювальних блоків і логічних кіл (тестова перевірка) рекомендується робити з дією на вихідні реле, сполучаючи перевірку з відключенням приєднання.

Рекомендується періодично порівнювати показання струмів у вимірювальному блоці з іншими приладами, побічно оцінюючи працездатність вимірювальної частини пристрою.

Контроль опору ізоляції пристрою повинний проводитися в холодному стані.

Перевірка електричної міцності ізоляції випробувальною напругою (не більш 1600В) повинна проводитися в холодному стані при закорочених затискачах, що відносяться до кожного електрично-незалежного кола.

| | | | | | | |
|------------|-------------|-----------------|--------------|-------------|---------------------------|-------------|
| | | | | | <i>СУдн-61П.151.12.ПЗ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Зм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Підп.</i> | <i>Дата</i> | | 60 |

4. Машини й устаткування:
 - 4.1. Силові машини й устаткування.
 - 4.2. Робочі машини й устаткування.
 - 4.3. Вимірювальні і регулюючі прилади і пристрої, лабораторне устаткування.
 - 4.4. Обчислювальна техніка.
 - 4.5. Інші машини й устаткування.
5. Транспортні засоби.
6. Інструменти.
7. Виробничий інвентар і приналежності.
8. Господарський інвентар.
9. Інші основні фонди.

Співвідношення різних груп основних фондів у загальній їхній вартості називаються *структурою основних фондів*. Структура основних виробничих фондів різних галузей і підприємств залежить від ряду факторів: складності, конструктивно-технологічних особливостей продукції, що випускається, типу виробництва, особливостей технологічних процесів і технічного рівня застосовуваних машин і устаткування, рівня концентрації виробництва, розміщення підприємств галузі на території країни і т.п. Типова структура основних фондів підприємств представлена в табл. 8.3.

Таблиця 8.3. Структура промислово-виробничих основних фондів промисловості в 2000 році, у % до підсумку

| Элементы основных фондов | Уд. вес, % |
|---|------------|
| Здания | 29,4 |
| Сооружения | 19,1 |
| Передаточные устройства | 11,3 |
| Силовое оборудование | 7,8 |
| Рабочие машины, производственное оборудование | 28,6 |
| Транспортные средства | 2,2 |
| Прочие основные фонды | 1,6 |
| Всего | 100 |

У залежності від ступеня безпосереднього впливу на предмети праці основні виробничі фонди підрозділяють на *активні* і *пасивні*. До активної

Висновки

В даній кваліфікаційній роботі було вивчено релейні пристрої захисту повітряних ліній вище 1000 В, які входять до складу РТП-110/35/10 кВ “Південні високовольтні мережі” Прилуцького району Чернігівської області. Були зроблені перерахунки навантажень існуючих ТП на сьомий розрахунковий рік. Внаслідок цього були вибрані нові перерізи проводів ліній 10 кВ для забезпечення оптимальних умов передачі електроенергії.

Для зниження втрат електричної енергії були розраховані та вибрані пристрої для компенсації реактивної потужності.

Для захисту від аварійних режимів роботи ліній 10кВ та іншого обладнання був вибраний сучасний мікропроцесорний захист типу УЗА-АТ.

Впровадження даного обладнання дозволить підвищити надійність електропостачання споживачів.

| | | | | | | |
|------------|-------------|-----------------|--------------|-------------|---------------------------|-------------|
| | | | | | <i>СУдн-61П.151.12.ПЗ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Зм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Підп.</i> | <i>Дата</i> | | 69 |

14. Антоненко В. М. Сучасні інформаційні системи і технології: управління знаннями : навч. посібник / В. М. Антоненко, С. Д. Мамченко, Ю. В. Рогушина. – Ірпінь : Нац. університет ДПС України, 2016. – 212 с.

15. N. V. P. R. Durga Prasad, T. Lakshminarayana, et al., “Automatic Control and Management of electrostatic Precipitator”, IEEE Transactions on Industry Applications, pp. 561-567, Vol. 35, No. 3, May/June, 1999.

16. Ralf Joost and Ralf Salomon. “Advantages of fpga-based multiprocessor systems in industrial applications”. In 31st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON 2005). IEEE-IECON, November 2005.

17. Воронін А. М. Інформаційні системи прийняття рішень: навчальний посібник. / Воронін А. М., Зіатдінов Ю. К., Климова А. С. – К. : НАУ-друк, 2009. – 136с.

| | | | | | | |
|------------|-------------|-----------------|--------------|-------------|---------------------------|-------------|
| | | | | | <i>СУдн-61П.151.12.ПЗ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Зм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Підп.</i> | <i>Дата</i> | | 71 |