

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

(повне найменування вищого навчального закладу)

Навчально-науковий інститут інформаційних технологій та робототехніки

(повне найменування інституту, назва факультету (відділення))

Кафедра автоматики, електроніки та телекомунікацій

(повна назва кафедри (предметної, циклової комісії))

## Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи

бакалавра

(освітньо-кваліфікаційний рівень)

на тему **Модернізація системи електропостачання споживачів ТОВ  
«Полтавський ТРЗ»**

Виконав: студент 2 курсу, групи 201-пМЕ  
спеціальності 141 «Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Матвієнко О.С.

(прізвище та ініціали)

Керівник: Захарченко Р.В.

(прізвище та ініціали)

Рецензент: Галай В.М.

(прізвище та ініціали)

Полтава - 2021 рік

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи бакалавра на тему «Модернізація системи електропостачання споживачів ТОВ ПТРЗ»: 109 арк., 8 рис., 16 табл., 29 використаних джерел.

Об'єкт проектування – компенсуючі пристрої УКН-0,38-75УЗ та трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ в умовах ТОВ ПТРЗ.

Мета проекту – підвищення коефіцієнту потужності підприємства шляхом впровадження компенсуючих пристроїв, а також забезпечення безпечної і надійної роботи трансформаторної підстанції в умовах ТОВ ПТРЗ за рахунок використання сучасного електротехнічного обладнання.

Метод дослідження – розрахунково-аналітичний.

У процесі виконання дипломного проекту виконано:

- розрахунок параметрів системи електропостачання;
- розглянуто питання підвищення коефіцієнту потужності на підприємстві;
- обраний тип і вид конденсаторної установки;
- вибрано все необхідне обладнання для надійного електропостачання;
- обрана схема електропостачання трансформаторної підстанції;
- розглянуто питання експлуатації і ремонту електрообладнання;
- розглянуто питання безпечного виконання робіт під час експлуатації і ремонту електрообладнання;
- виконано розрахунок заземлення трансформаторної підстанції.

Ключові слова: НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, КОНДЕНСАТОРНА УСТАНОВКА, СТРУМ, ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ, НАПРУГА, ЕЛЕКТРИЧНЕ НАВАНТАЖЕННЯ, ПОВНА ПОТУЖНІСТЬ, КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ, СТРУМИ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ, КОМУТАЦІЙНЕ ОБЛАДНАННЯ, ЗАЗЕМЛЕННЯ.

## ABSTRACT

Explanatory note to the qualification work of the bachelor on the topic «Modernization of the power supply system for consumers of Company «PTRZ»: 109 sheets, 8 figures, 16 tables, the list of 29 references.

Design object - compensating devices YKH-0,38-75Y3 and transformer substation 10 / 0,4 kV in conditions of Company PTRZ.

The purpose of the project is to increase the power factor of the enterprise by introducing compensating devices, as well as to ensure the safe and reliable operation of the transformer substation in the conditions of Company PTRZ by using modern electrical equipment.

Method of the study is calculated analytical.

Carrying out graduation project following calculation were made:

- calculation of parameters of system of electricity;
- the issue of increasing the power factor at the enterprise was considered;
- selected type and type of condenser installation;
- all necessary equipment for reliable power supply is selected;
- the scheme of electricity of the transformer substation;
- issue of exploitation and repair of electrical equipment is considered;
- issue of safety during exploitation and repair of electrical equipment is considered;
- calculation of grounding of transformer substation.

Keywords: ELECTRICITY RELIABILITY, CONDENSER INSTALLATION, CURRENT, TRANSFORMER SUBSTATIONS, VOLTAGE, ELECTRICAL LOAD, FULL POWER, REACTIVE POWER COMPENSATION, SHORT-CIRCUIT CURRENT, SWITCHING EQUIPMENT, GROUNDING.

## ЗМІСТ

|   | с. |
|---|----|
| ВСТУП.....  | 6  |
| 1 ТЕОРЕТИЧНА ЧАСТИНА.....   | 8  |
| 1.1 Поняття про реактивну потужність .....  | 8  |
| 1.2 Фактори, які впливають на баланс реактивної потужності.....                               | 11 |
| 1.3 Визначення коефіцієнта потужності.....  | 13 |
| 1.4 Джерела реактивної потужності на підприємстві.....  | 15 |
| 1.5 Характеристика споживачів електричної енергії.....  | 16 |
| 1.6 Способи підвищення коефіцієнта потужності на об'єкті.....                                 | 17 |
| 1.6.1 Заміна мало завантажених двигунів двигунами меншої потужності                           | 17 |
| 1.6.2 Зниження напруги у мало завантажених двигунів.....                                      | 20 |
| 1.6.3 Обмеження холостого ходу працюючих асинхронних двигунів..                               | 21 |
| 1.6.4 Підвищення якості ремонту асинхронних двигунів.....                                     | 21 |
| 1.6.5 Заміна і перестановка силових трансформаторів.....                                      | 21 |
| 1.6.6 Підвищення коефіцієнта потужності в освітлювальних мережах з<br>розрядними лампами..... | 22 |
| 1.7 Обґрунтування вибору типу компенсації реактивної потужності....                           | 23 |
| 2 РОЗРАХУНКОВО-ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА   | 26 |
| 2.1 Вибір роду струму і напруги живлення.....   | 26 |
| 2.2 Розрахунок електричних навантажень.....   | 27 |
| 2.3 Розрахунок потужності статичних конденсаторів.....  | 30 |
| 2.4 Вибір типу конденсаторної установки.....  | 33 |
| 2.5 Розрахунок величини розрядного опору.....   | 35 |
| 2.6 Принцип дії і конструкція конденсаторної установки.....                                   | 36 |
| 2.7 Вибір силових трансформаторів.....  | 37 |
| 2.7.1 Техніко-економічні розрахунки по першому варіанту.....                                  | 38 |
| 2.7.2 Техніко-економічний розрахунок по другому варіанту.....                                 | 39 |
| 2.7.3 Техніко-економічне порівняння варіантів.....  | 40 |

|  |    |
|--|----|
| 2.8 Розрахунок струмів короткого замикання.....  | 40 |
| 2.9 Вибір електрообладнання трансформаторної підстанції.....                                     | 47 |
| 2.9.1 Вибір вимикача навантаження.....   | 47 |
| 2.9.2 Вибір запобіжників.....  | 48 |
| 2.9.3 Вибір електрообладнання трансформаторної підстанції на стороні 0,4 кВ.....                 | 48 |
| 2.9.4 Вибір шин на стороні 10 кВ.....  | 49 |
| 2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів.....  | 51 |
| 2.10.1 Вибір трансформаторів струму.....   | 51 |
| 2.10.2 Вибір трансформаторів напруги.....  | 52 |
| 3 ОРГАНІЗАЦІЙНО - ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА.....  | 55 |
| 3.1 Організація технічного догляду та поточного ремонту електрообладнання в умовах ТОВ ПТРЗ..... | 55 |
| 3.1.1 Діагностування електрообладнання пр и технічному обслуговуванні.....                       | 56 |
| 3.1.2 Технічне обслуговування та ремонт силових трансформаторів...                               | 57 |
| 3.1.2.1 Огляди трансформаторів.....  | 57 |
| 3.1.2.2 Експлуатація трансформаторного масла.....  | 59 |
| 3.1.2.3 Сушіння силових трансформаторів.....   | 60 |
| 3.2 Експлуатація конденсаторної установки.....   | 63 |
| 3.3 Ремонт електрообладнання конденсаторної установки.....                                       | 64 |
| 3.4 Підвищення надійності в роботі конденсаторної установки.....                                 | 65 |
| ВИСНОВОК.....  | 68 |
| СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....  | 69 |
| Додатки.....   | 72 |
| Додаток А.....   | 73 |
| Додаток Б.....   | 90 |

## ВСТУП

У нашій державі постійно ведуться роботи по подальшому розвитку електрифікації всіх галузей народного господарства, покращення експлуатації електротехнічного й енергетичного обладнання, підвищенню надійності електропостачання і раціональному використанні паливно-енергетичних ресурсів.

Роль електроенергетики в сферах діяльності людини в значній мірі визначається такими факторами:

- Можливостями і межами надання високоякісних енергоносіїв для всіх областей громадського життя;
- Постійним підвищенням електроозброєності праці в усіх виробничих і побутових процесах, направлених на покращення умов праці на виробництві (скорочення важкої фізичної праці, впровадження автоматизації, тощо) і життєвих умов побуту (в домашньому господарстві, в сферах обслуговування, на транспорті, тощо);
- Підвищенням кількості корисної спожитої електричної енергії і виробничих первинних енергетичних ресурсів на одного жителя і ростом капітальних вкладень в розвиток електроенергетики.

По цим причинам довготривале планування попиту на електроенергію є основною передумовою для послідовного і оптимального розвитку економіки і життєвого рівня незалежної України.

У зв'язку з постійним ростом попиту на електроенергію і зміною структури енергоносіїв, велике значення на електропостачання має зміна структури споживачів.

Електроенергія ще не завжди використовується технічно і економічно, найбільш ефективно, як при споживанні в промислових процесах, так і при передачі споживачів. Тому способи споживання і передачі електричної енергії повинні розвиватися шляхом подальшого підвищення технічного рівня енергетичного господарства і вдосконалення схем електропостачання з метою підвищення їх надійності і економічності.

Одним із джерел втрат електричної енергії є нераціональне споживання реактивної енергії в сферах виробництва та життєдіяльності.

В кваліфікаційній роботі бакалавра розглянутий один із основних заходів по поліпшенню якості електричної енергії і її економії шляхом підвищення коефіцієнта потужності електричних установок косинусними конденсаторами.

Для прийнятої штучної компенсації при значних коливаннях реактивних навантажень використовуються конденсаторні установки з автоматичним вмиканням і вимиканням їх в залежності від рівня напруги в мережі і потреби підприємства в реактивній енергії в різний час доби у відповідності до вимог енергетичної системи.

Тому розробці даної роботи значна увага приділена підвищенню економічності і надійності системи електропостачання шляхом вибору найбільш раціональних режимів роботи електрообладнання та зниження втрат електроенергії.

## 1. ТЕОРЕТИЧНА ЧАСТИНА

### 1.1 Поняття про реактивну потужність

Електрична енергія виробляється, розподіляється і споживається в основному у вигляді змінного струму. Постійний струм, який має свої переваги і області використання, отримується шляхом перетворення змінного струму в постійний.

Основними споживачами електричної енергії на промислових підприємствах є індуктивні струмоприймачі, головним чином асинхронні двигуни і трансформатори, які здійснюють найбільший вплив на величину коефіцієнта потужності. Для роботи цих струмоприймачів необхідно створення змінного магнітного поля, для чого необхідний так званий намагнічуючий або реактивний струм.

Тому в електричних мережах змінного струму, крім активної потужності, необхідної для забезпечення роботи струмоприймачів, по всіх ланцюгам мережі відбувається передача реактивної потужності. Покриття якої, наряду з активною потужністю, здійснюється генераторами електричних станцій.

Наявність змінного електромагнітного поля у провідників при проходженні змінного струму створює додаткові опори в порівнянні з постійним струмом, коли в ланцюгах маються тільки активні опори. Ці додаткові опори називаються реактивними, вони обумовлені індуктивністю і ємністю провідників. З ростом частоти індуктивний опір збільшується, а ємнісний – зменшується. В реальній мережу маються активні, індуктивні і ємнісні опори. Для такого ланцюга закон Ома прийме вигляд за формулою (1.1) із [3.,ф.7.5,с.258]: (для послідовного з'єднання активного, індуктивного і ємнісного опорів):

$$I = \frac{U}{z} = \frac{U}{\sqrt{r^2 + (x_L - x_C)}}, \quad (1.1)$$

де  $z$  – повний опір;

$r$  – активний опір, Ом;

$(x_L - x_C)$  – реактивний опір.

Струм в ланцюгу  $I$  можна подати у вигляді двох складових: активної складової струму  $I_a$ , обумовленої активним опором, і реактивною складовою струму  $I_p$ , обумовленою реактивним опором. При цьому за формулами (1.2) і (1.3):

$$I_a = I \cdot \cos\varphi; \quad I_p = I \cdot \sin\varphi; \quad (1.2) \quad (1.3)$$

Як показано на рис.1.1 можна побудувати трикутники напруг, опорів і потужностей.

Активна потужність, або середня величина потужності  $P$ , Вт за період (постійна складова потужності) визначаємо за формулою (1.4) із [15.,ф.2-17,с.20]:

$$P = U \cdot I \cdot \cos\varphi, \quad (1.4)$$

Електричні машини, апарати і установки характеризуються також повною їх потужністю  $S$ . Ця потужність відповідає найбільшій величині активної потужності, яку можна отримати при заданій напрузі і струмі при  $\cos\varphi = 1$ .

Відношення активної потужності до повної називається коефіцієнтом потужності  $\cos\varphi$ , і визначається за формулою (1.5) із [15.,ф.5.7,с.136]:

$$\frac{P}{S} = \frac{U \cdot I \cdot \cos\varphi}{U \cdot I} = \cos\varphi, \quad (1.5)$$

При розрахунках електричних ланцюгів знаходить приймання величина за формулою (1.6):

$$Q = U \cdot I \cdot \sin\varphi, \quad (1.6)$$

Яка носить назву реактивної потужності.

Активна, реактивна і повна потужності пов'язані між собою співвідношенням за формулою (1.7) із [15.,ф.3.16,с.116]:

$$S^2 = P^2 + Q^2, \quad (1.7)$$

Величину реактивної потужності  $Q$ , квар можна подати у вигляді формули (1.8):

$$Q = S \cdot \sqrt{1 - (\cos \varphi)^2}, \quad (1.8)$$

або визначити за формулою (1.9):

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (1.9)$$

Величина  $\operatorname{tg} \varphi$  називається коефіцієнт реактивної потужності. Він характеризує співвідношення активного і реактивного навантаження в будь-якій мережі.

Треба мати на увазі, що потреба енергетичної системи в реактивній потужності зменшується при підвищенні рівня напруги і збільшується при її пониженні. Особливо різко це позначається при короткочасних зниженнях напруги в енергетичній системі – при аваріях, коли зменшення реактивної потужності, регенеруємої конденсаторами, негативно впливає на надійність електропостачання.

Низький коефіцієнт потужності при одній і тій же активній потужності приводить до підвищення струму, а отже, і до збільшення втрат напруги, що викликає відхилення напруги від номінальної величини в системі електропостачання і погіршує режим роботи струмоприймачів. В мережах із значним індуктивним навантаженням і коефіцієнтом потужності  $0,4 \div 0,5$  падіння напруги може досягати  $20 \div 30\%$  номінальної величини. Але напругу в електричній мережі, до якої підключені струмоприймачі, можна підвищити шляхом підключення до неї компенсуючого пристрою.

Таким чином, низький коефіцієнт потужності є негативним фактором як для енергетичної системи, так і для промислового підприємства. Тому необхідно прагнути до підвищення коефіцієнта потужності на промислових підприємствах

шляхом впровадження компенсуючих пристроїв, які генерують реактивну потужність, як найближче до споживачів електричної енергії, які потребують реактивну потужність /рис. 1.1/.

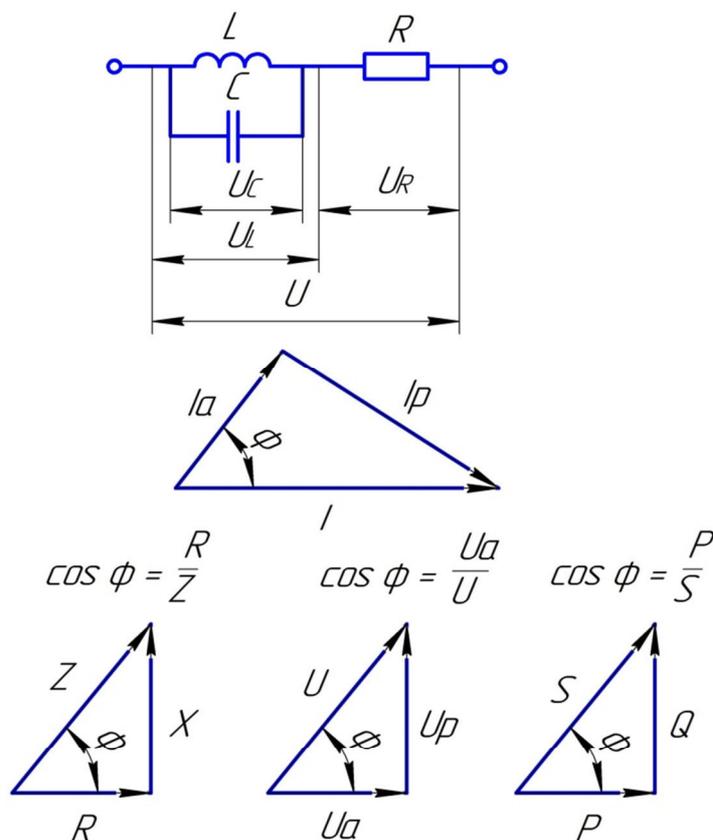


Рисунок 1.1. – Трикутники параметрів електричного ланцюга з L, R і C.

## 1.2 Фактори, які впливають на баланс реактивної потужності

В системах електропостачання мають перевагу індуктивності, які обумовлені:

- принципом дії перетворення електричної енергії в механічну;
- принципом дії трансформації;
- цілеспрямованим використанням індуктивного опору (наприклад, реактори для зниження струмів к.з.),
- провідниками (кабелі, повітряні провідники).

В результаті цього струм відстає по фазі відносно напруги.

Тільки при активній складовій потужності відбувається направлена передача електричної енергії і перетворення корисної потужності. В протипагу активній потужності, необхідна для створення магнітного поля реактивна складова є необхідною, але енергетично не бажані коливанням енергії з подвійною частотою між джерелом і споживачем.

Пропускна здатність проводів значно знижується у випадку малого коефіцієнта потужності  $\cos \varphi$ . При цьому скорочується необхідна передача активної потужності (малий коефіцієнт корисної дії передачі), бо змінюються втрати напруги в мережі, які суттєво залежать від коефіцієнта потужності.

Принципальні взаємозв'язки між коефіцієнтом потужності та іншими параметрами мережі показані у графічній частині кваліфікаційної роботи.

Серед ряду факторів на величину коефіцієнту потужності суттєво впливають:

- погано завантажені асинхронні двигуни, неправильний вибір напруги в діапазоні потужностей двигунів середньої і низької напруги;
- використання двигунів та іншого електрообладнання з поганим коефіцієнтом потужності.

Погіршення коефіцієнта потужності відбувається через погане завантаження двигунів, реакторів, що працюють в холосту, трансформаторів і випрямляючих установок, а також іншого електрообладнання, бо в цих випадках підвищується споживання реактивної енергії.

Наслідками погіршення коефіцієнта потужності є:

- зменшення виробництва активної потужності генераторами і більш високе завантаження повним струмом синхронних двигунів;
- підвищення падіння напруги між джерелом і споживачем;
- зниження передаваної активної потужності через трансформатори і провідники, що скорочує їх пропускну здатність по активному навантаженню; бо межеве навантаження по нагріву залежить від  $\cos \varphi$ ;

- зростання втрат потужності в мережі по відношенню до передаваної активної потужності.

### 1.3 Визначення коефіцієнта потужності

Визначення коефіцієнта потужності здійснюють за допомогою фазометра.

При його відсутності коефіцієнт потужності визначається одним із таких способів:

Двома трифазними ватметрами або одним ватметром з перемикачем вимірюють у відповідний момент часу  $P$ ;  $Q$ ; визначають  $tg \varphi = \frac{Q}{P}$ , а потім за таблицями знаходять відповідне значення  $\cos \varphi$ ;

Двома ватметрами вимірюють  $P_1$ ;  $P_2$ ; визначають за формулою (1.10):

$$tg \varphi_i = \frac{(P_2 - P_1)}{[\sqrt{3} \cdot (P_2 + P_1)]}, \quad (1.10)$$

де  $P_1$  і  $P_2$  – показники ватметра відповідно до фаз А і С;

Амперметром, вольтметром і трифазним ватметром вимірюють силу струму, напругу і активну потужність.

Визначають коефіцієнти потужності  $\cos \varphi_i$  за формулою (1.11) із [15.,с.118]:

$$\cos \varphi_i = \frac{P_i}{(\sqrt{3} \cdot U \cdot I)}, \quad (1.11)$$

де  $I$ ,  $U$ ,  $P$  – відповідно діючі значення сили струму, напруги і потужності, які одночасно визначаються за показами приладів.

На практиці широко застосовують умовну середньозважену величину коефіцієнта потужності  $\cos \varphi_{св}$  за добу, тиждень, місяць, квартал або рік. Значення  $\cos \varphi_{св}$  визначають за показами лічильників активної  $W_a$  і реактивної  $W_p$  енергії за

визначений проміжок часу для діючих підприємств і розраховуються за формулами (1.12) і (1.13) із [15.,ф.3.21,с.119]:

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{сз}} = \frac{W_p}{W_a}, \quad (1.12)$$

$$\cos \varphi_{\text{сз}} = \sqrt{1 - \left(\frac{W_p}{W_a}\right)^2}. \quad (1.13)$$

При проектуванні, зазвичай, середньозважений коефіцієнт потужності знаходять шляхом визначення розрахункових силових навантажень методом коефіцієнта максимуму.

В основу визначення таких навантажень від групи струмоприймачів з врахуванням коефіцієнта максимуму покладений метод упорядкованих діаграм, що дає можливість по номінальній потужності і характеристиці струмоприймачів визначити розрахунковий максимум навантаження:

$$\text{- активного} \quad P_{\text{макс}} = K_{\text{макс}} \cdot K_{\text{в}} \cdot P_{\text{ном}}, \quad (1.14)$$

де  $K_{\text{макс}}$  – коефіцієнт максимуму;

$K_{\text{в}}$  – коефіцієнт використання;

$P_{\text{ном}}$  – номінальна потужність групи струмоприймачів, А.

$$\text{- реактивного} \quad Q_{\text{макс}} = 1,1 \cdot Q_{\text{см}}, \quad (1.15)$$

При  $n_{\text{еф}} \leq 10$ , або  $Q_{\text{макс}} = Q_{\text{см}}$  при  $n_{\text{еф}} > 10$ ,

де  $Q_{\text{см}}$  – добова реактивна потужність в найбільш завантажену зміну, квар;

$n_{\text{еф}}$  – ефективне число струмоприймачів, шт.

- повного 
$$S_{\text{макс}} = K_{\text{макс}} \cdot K_{\text{в}} \cdot P_{\text{ном}}, \quad (1.16)$$

Після визначення активного і повного навантаження знаходять середньозважений коефіцієнт потужності за формулою (1.17) із [15.,ф.3.18,с.118]:

$$\cos \varphi_{\text{ср.зв}} = \frac{P_{\text{макс}}}{S_{\text{макс}}}. \quad (1.17)$$

Найбільш вигідний коефіцієнт потужності електроустановок визначається з умов досягнення найбільшої річної економії електроенергії в зв'язку із зниженням втрат електроенергії від реактивних навантажень електричної лінії або використання збільшеної пропускної спроможності електромережі (ліній і трансформаторів) у зв'язку з компенсацією реактивного навантаження.

#### 1.4 Джерела реактивної потужності на підприємстві

В промислових електроустановках при нормальних умовах роботи у більшості споживачів переважає активний і індуктивний опір, а значною ємністю характеризуються мала кількість струмоприймачів. Тому споживання промисловими підприємствами реактивної потужності в природніх умовах велика і наближається по своїй величині до споживання активної потужності. Середньозважений природній  $\cos \varphi$  на багатьох підприємствах має значення  $0,8 \div 0,7$  і нижче.

Для компенсації споживаної в мережах промислових підприємств реактивної потужності використовують її джерела (генератори). Джерелами реактивної потужності на промислових підприємствах є генератори електростанцій, синхронні компенсатори, синхронні двигуни, конденсаторні батареї, тиристорні компенсатори.

Найбільш поширеними джерелами реактивної потужності на промислових підприємствах є синхронні двигуни і батареї конденсаторів поперечного включення. Синхронні двигуни є приводами механізмів та машин і одночасно можуть

бути використані в якості джерел реактивної потужності. В цьому і є їх основна перевага в порівнянні з іншими джерелами реактивної потужності, які встановлюють спеціально з метою компенсації реактивної потужності. Найбільш широке використання в якості джерела реактивної потужності на промислових підприємствах отримали конденсаторні батареї.

### **1.5 Характеристика споживачів електричної енергії**

Споживачами електричної енергії на об'єкті є в основному асинхронні двигуни. Для нормальної роботи асинхронні двигуни потребують як активну так і реактивну енергії, які виробляють синхронні генератори. Активна і реактивна енергії передаються по системі електропостачання трифазним змінним струмом від електростанцій до струмоприймачів.

Реактивна потужність, яка споживається підприємством, розподіляється між окремими видами струмоприймачів таким чином: 65-70% приходить на асинхронні двигуни, 20-25% на трансформатори і біля 10% на повітряні електричні мережі та інші споживачі (люмінесцентні лампи, реактори, індуктивні прилади, тощо).

Тому гострою проблемою є зниження в споживанні реактивної енергії, або її компенсація на об'єкті шляхом розміщення компенсуючих пристроїв.

В цілому електропостачання споживачів електричної енергії об'єкта повинно бути надійним, безперебійним і економічним. По надійності електропостачання промисловий об'єкт відноситься до споживачів 2-ї категорії.

Відповідно до вимог ПУЕ споживачі електроенергії 2-ї категорії повинні забезпечуватись електроенергією від двох незалежних джерел живлення так, як порушення електропостачання може призвести до недовипуску продукції і порушення технологічного процесу, розладити цей технологічний процес, або привести до аварійної ситуації.

Таким чином на території підприємства буде споруджена понижуюча підстанція 10/0,4 кВ з двома силовими трансформаторами, потужність яких буде ви-

значена на основі техніко-економічного розрахунку, виходячи із розрахункової потужності підприємств на стороні 0,4 кВ з передбаченням компенсуючи пристроїв.

## **1.6 Способи підвищення коефіцієнта потужності на об'єкті**

Покращення коефіцієнта потужності на промисловому підприємстві можна досягнути тільки при правильному поєднанні різних способів його підвищення, кожний із яких повинен бути технічного і економічно обґрунтований. Заходи з підвищення коефіцієнта потужності можна розділити на такі групи:

- впровадження компенсуючи пристроїв і установок. Заходи по зменшенню споживання струмоприймачами реактивної потужності повинні розглядатись в першу чергу, бо для їх впровадження, зазвичай, не потрібно значних капітальних затрат. До них необхідно віднести:

- упорядкування технологічного процесу, що веде до покращення енергетичного режиму обладнання;
- заміна малозавантажених асинхронних двигунів, двигунами меншої потужності;
- зниження напруги на затискачах електродвигунів, які систематично працюють з малим навантаженням;
- обмеження холостої роботи електричних двигунів;
- впровадження синхронних двигунів замість асинхронних такої ж потужності у випадках, якщо це можливо за умовами технологічного процесу;
- підвищення якості ремонту електричних двигунів;
- заміна і перестановка малозавантажених силових трансформаторів.

Розглянемо ефективність цих заходів.

### **1.6.1 Заміна малозавантажених двигунів двигунами меншої потужності**

Величина споживання реактивної потужності АД залежить від коефіцієнта завантаження і номінального коефіцієнта потужності двигунів. При номінальному

завантаженню і номінальній напрузі АД споживає реактивну потужність  $Q_H$ , квар за формулою (1.18) по [15.,ф.5.7,с.136]:

$$Q_H = \frac{P_H}{\eta_{дв.н}} \cdot \tan \varphi_H, \quad (1.18)$$

де  $\eta_{дв.н}$  – к.к.д. двигуна при повному завантаженні.

Реактивна потужність, що споживає двигун із мережі при холостому ході,  $Q_{х.х.}$ , квар може бути знайдена за виразом (1.19) по [15.,ф.5.8.,с.136]:

$$Q_{х.х.} = \sqrt{3} \cdot U_H \cdot I_{х.х.} = \cos \varphi, \quad (1.19)$$

де  $I_{х.х.}$  – струм холостого ходу асинхронного двигуна, А.

Для двигунів з номінальним коефіцієнтом потужності  $\cos \varphi_H = 0,91 \div 0,93$  реактивна потужність холостого ходу складає біля 60% реактивної потужності при номінальному завантаженні двигуна. Для двигунів з  $\cos \varphi_H = 0,77 \div 0,79$  вона досягає 70%.

Збільшення споживання реактивної потужності при повному завантаженні двигуна в порівнянні із споживанням при холостому ході  $\Delta Q_H$  складає, як витікає із формули (1.20) із [15.,ф.5-9,с.136]:

$$\Delta Q_H = Q_H - Q_{х.х.} = \frac{P_H}{\eta_{д.н}} \tan \varphi_H - \sqrt{3} \cdot U_H \cdot I_{х.х.}, \quad (1.20)$$

При завантаженні асинхронного двигуна, менше номінального, приріст споживання реактивної потужності в порівнянні з холостим ходом пропорційнальний квадрату коефіцієнта завантаження двигуна  $\Delta Q$  згідно формули (1.21) із [15.,ф.5-10,с.137]:

$$\Delta Q = K_3^2 \cdot Q_H, \quad (1.21)$$

де  $K_3 = P/P_H$  – коефіцієнт завантаження двигуна.

Таким чином, реактивна потужність, що споживається двигуном при довільному навантаженні  $Q$ , квар складає за формулою (1.22) із [15.,ф.5.11,с.137]:

$$Q = Q_{x.x.} + \Delta Q_H \cdot K_3^2, \quad (1.22)$$

Коефіцієнт потужності асинхронного двигуна при довільному навантаженні  $\cos \varphi$  визначиться за формулою (1.23) із [15.,ф.5.12,с.137]:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left( \frac{Q_{x.x.} + \Delta Q_H \cdot K_3^2}{P_H \cdot K_3} \right)^2}}. \quad (1.23)$$

Тобто, коефіцієнт потужності двигуна зменшується при зменшенні його навантаження.

Наприклад, якщо для якогось конкретного двигуна при 100% навантаженні  $\cos \varphi_H = 0,8$ , то при 50%  $\cos \varphi_{0,5} = 0,65$ , при 30%  $\cos \varphi_{0,3} = 0,51$ . Звідси слідує, що заміна систематично мало завантажених двигунів двигунами меншої потужності сприяє підвищенню коефіцієнта потужності електроустановки.

Дослідження показали, що при середньому навантаженні двигуна до 45% від номінальної величини його потужності, замін його меншою потужністю завжди доцільна і перевірка розрахунками не потрібна. При завантаженнях АД більше 70% номінальної потужності можна рахувати, що заміна його не доцільна. При завантаженні АД в межах від 45 до 70% доцільність їх заміни повинна бути підтверджена достатнім зменшенням сумарних втрат активної потужності в електричній системі і асинхронному двигуні.

Треба відмітити, що для промислових підприємств розглядати питання заміни АД меншої потужності, доцільно тільки для АД, не вбудованих в механізм. Заміна малозавантажених двигунів, вбудованих в механізм, настільки дорога і складна, що вона практично не доцільна.

### 1.6.2 Зниження напруги у малозавантажених двигунів

При неможливості заміни малозавантажених АД необхідно перевірити доцільність зниження напруги. Зниження напруги на затискачах АД до визначеної мінімально допустимої величини  $U_{\min}$  приводить до зменшення споживання ним реактивної потужності (за рахунок зменшення струму намагнічування) і збільшенню коефіцієнта потужності. При одночасному зменшенні втрат активної потужності і, відповідно, зростає к.к.д. двигуна. На практиці використовують такі способи зниження напруги у малозавантажених асинхронних двигунів:

- переключення статорної обмотки з трикутника на зірку;
- секціонування статорних обмоток;
- зниження напруги у фабрично-заводських мережах шляхом переключення відгалужень понижуючих трансформаторів.

Переключення статорної обмотки із трикутника на зірку рекомендується для двигунів з напругою до 1000В, систематично завантажених менше чим на  $35 \div 40\%$  номінальної потужності. При переключенні з  $\Delta$  на \* зменшується максимальний момент в 3 рази, тому необхідно проводити перевірку на стійкість двигуна. Граничний коефіцієнт завантаження приблизно рівний:

$$K_{з.г.} = \frac{K_{m.m.}}{4,5}. \quad (1.24)$$

де,  $K_{m.m.}$  – кратність максимального момента на валу двигуна по відношенню до номінального.

Якщо двигуни виготовлені з паралельними розгалуженнями в статорній обмотці, то секціонування робиться просто, шляхом перепайки лобових з'єднань обмотки.

Складніше переключити статорну обмотку двигуна на іншу схему з'єднання, якщо вона виконана одиночним проводом. В таких умовах переключення секцій обмотки можливе лише при капітальних ремонтах двигунів. Перемикання відгалужень знижувального трансформатора для зниження робочої напруги асинхронних двигунів також є нормальним експлуатаційним прийомом, якщо даний трансформатор не живить одночасно інші струмоприймачі, що не допускають зниження напруги на їх затискачах.

### **1.6.3 Обмеження холостого ходу працюючих асинхронних двигунів**

Робота більшості асинхронних двигунів характерна тим, що в перервах між навантаженнями вони обертаються на холостому ході. Для ряду споживачів час роботи двигунів на холостому ході досягає  $50 \div 65\%$  всього часу роботи. Якщо проміжки роботи на холостому ході достатньо великі, то доцільно на цей час відключати двигун від мережі. Споживання активної і особливо реактивної енергії при цьому значно зменшиться. У випадку використання обмежувачів холостого ходу, розрахунки по економії ведуться за графіками активної і реактивної потужності, споживаємої асинхронними двигунами.

### **1.6.4 Підвищення якості ремонту асинхронних двигунів**

При виконанні ремонту двигунів необхідно враховувати і точно дотримуватись номінальних даних двигунів. В протилежному випадку із ремонту можуть бути випущені двигуни з підвищеним споживанням реактивної потужності, великою нерівномірністю навантаження окремих фаз, збільшеним струмом холостого ходу, значним відхиленням від заводських обмоточних даних та іншими серйозними недоліками. Все це створює підвищенні втрати енергії і погіршує природній коефіцієнт потужності підприємства.

### 1.6.5 Заміна і перестановка силових трансформаторів

Ефективного результату в підвищенні природнього коефіцієнта потужності промислового підприємства можна досягнути за рахунок раціоналізації роботи трансформаторів, яка проводиться шляхом їх заміни і перегрупування, а також шляхом відключення деяких трансформаторів в години малих навантажень. Якщо при цих заходах знижується споживання реактивної потужності і зменшуються втрати активної потужності, то впровадження їх безумовно доцільно.

### 1.6.6 Підвищення коефіцієнта потужності в освітлювальних мережах з розрядними лампами

Установки з газорозрядними лампами є суттєвими споживачами реактивної потужності. Газорозрядні лампи мають падаючу вольт-амперну характеристику. Тому ввімкнення газорозрядних ламп проводиться послідовно з баластним опором. Напряга запалення люмінесцентної лампи, як правило в 2 рази перевищує робочу напругу лампи і  $\cos \phi$  для люмінесцентних ламп з дроселем складає 0,5.

Для ламп типу ДРЛ з дроселем коефіцієнт потужності складає 0,57 і реактивна потужність, що споживається освітлювальними установками з лампами ДРЛ, без врахування компенсації дуже велика.

Пускорегулююча апаратура (ПРА) для газорозрядних ламп з конденсаторами в якості баластного опору має меншу довговічність, бо конденсатори мають менший строк служби, чим дроселі.

Вбудовані конденсатори для індивідуальної компенсації реактивної потужності використовуються в деяких типах ПРА для газорозрядних ламп, підвищують коефіцієнт потужності до  $0,92 \div 0,95$ .

Випускаємі ПРА розраховані на включення і регулювання одно-двох газорозрядних ламп. Тому на підприємствах для освітлювальних електроустановок з газорозрядними лампами використовується групова компенсація реактивної потужності. Для ламп ДРЛ потужність групових конденсаторних батарей вибирається із розрахунку 1,1квар на 1кВт встановленої потужності, для люмінесцент-

них ламп  $1,2 \div 1,3$  квар на 1 кВт з розрахунком збільшення коефіцієнта потужності до 0,95. Електротехнічна промисловість спеціально для освітлювальних установок випускають комплектні конденсаторні установки (ККУ) типу УК-0,38, потужністю 36, 54, 72, 108 і 144 квар, змонтовані в металевих шафах, при цьому досягається більш економічне рішення.

Підвищення коефіцієнта потужності електроустановок – це важливе завдання, бо низький  $\cos \phi$  призводить до перевитрати металу на спорудження електричних мереж, збільшенню втрат електроенергії, недовикористанню потужності і зниженню коефіцієнта корисної дії первинних двигунів і генераторів електростанцій і трансформаторів електричних підстанцій.

### **1.7 Обґрунтування вибору типу компенсації реактивної потужності**

Як уже відмічалось у пункті 1.5 розрахунково-технічної частини до мереж напругою 380/220 В ТОВ ПТРЗ приєднана велика частина споживачів реактивної потужності. Коефіцієнт потужності навантаження яких не перевищує 0,8. Мережі ТОВ ПТРЗ напругою 380 В значно віддалені від джерела живлення, тому передача реактивної енергії в мережу низької напруги потребує збільшення перерізу струмопроводів, підвищення потужності силових трансформаторів і супроводжується втратами активної і реактивної енергії. Затрати, обумовлені переліченими факторами, можна зменшити, якщо здійснити компенсацію реактивної потужності безпосередньо в мережі низької напруги.

Компенсація реактивної потужності електроустановок промислових підприємств проводиться за допомогою статичних конденсаторів, які включають паралельно споживачам електричної енергії /поперечна компенсація/.

Конденсаторні установки – це спеціальні ємності, які призначені для вироблення реактивної потужності. За своєю дією вони еквівалентні перезбудженому синхронному компенсатору і можуть працювати лише як генератори реактивної енергії. Зазвичай батареї конденсаторів вмикають в мережу трифазного струму по схемі трикутника. При відключенні конденсаторних установок необхідно, щоб накопичена в них енергія розряджалася на автоматично вмикаємий активний опір.

Величина якого повинна бути такою, щоб при відключенні не виникало перенапруг на затискачах конденсаторів.

Конденсаторні установки у порівнянні з іншими джерелами реактивної енергії мають такі переваги, як малі втрати активної потужності ( $0,0025 \div 0,005$  кВт/квар), простота експлуатації (через відсутність обертових частин), простота виконання монтажних робіт, для встановлення конденсаторних установок може бути використане будь-яке сухе приміщення.

До недоліків конденсаторних установок слід віднести залежність генеруємої енергії від напруги, чутливість до підвищення напруги живлення і недостатню стійкість, особливо при коротких замиканнях і перенапругах.

Захист конденсаторів здійснюється плавкими запобіжниками пофазно.

Розміщення конденсаторів в мережах напругою до 1000 В і вище повинно задовольнити умову найбільшого зниження втрат активної потужності від реактивних навантажень. При цьому розрізняють три основні схеми розміщення статичних конденсаторів для компенсації реактивних навантажень: індивідуальну, групову і централізовану /лист графічної частини/.

Індивідуальна компенсація заключається в розміщенні конденсаторів безпосередньо біля струмоприймачів /електродвигун, тощо/ і є найбільш ефективною, бо розвантаження без реактивних струмів проходить на всьому шляху струму від генераторів електростанцій до електроспоживача. Але при відключенні струмоприймача призупиняється дія компенсації, тому індивідуальну компенсацію використовують для струмоспоживачів, які довгий час працюють без відключень.

Групова компенсація характеризується приєднанням батареї конденсаторів до шин силових розподільчих пунктів або щитів. При цьому спосіб покращується використання конденсаторів, але не розвантажується від реактивних струмів розподільча силова мережа від силових пунктів і щитів до електроприймачів.

Централізована компенсація характеризується розміщенням батарей статичних конденсаторів на шинах трансформаторної підстанції з боку високої або низької напруги. При такому способі компенсації мережа в межах підприємства від

реактивних струмів не розвантажується. Компенсація реактивної потужності відбувається починаючи від ліній високої напруги, яка живить підстанцію і далі до генераторів електростанції.

Виходячи із вищезазначеного доцільно в умовах підприємства використати централізовану компенсацію реактивної потужності з розміщенням статичних конденсаторів на шинах понижуючої трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ з боку низької напруги, тобто в розподільчому щиту РЩ – 0,4 кВ.

## 2. РОЗРАХУНКОВО-ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

### 2.1 Вибір роду струму і напруги живлення

Вибір напруги для промислових і сільськогосподарських підприємств дуже обмежений: відповідно до шкали стандартних напруг в мережах низької напруги можуть використовуватись 127, 220, 380 і 660 В, в мережах високої напруги – 6, 10 і 20 кВ.

В мережах загального користування низької напруги повинна використовуватися як в нових мережах, так і при реконструкції старих мереж система трифазного струму напругою 380/220 В з глухо заземленою нейтраллю.

Переваги системи 380/220 В у порівнянні із системою 220/127 В в значній економії кольорового металу в провідниках мережі низької напруги і на числі трансформаторів, що в свою чергу дає економію кольорового металу на трансформаторах; загальна економія металу складає при 380/220 В приблизно 40% в порівнянні з системою 220/127 В.

Проти вибору системи 380/220 В часто висувають такі доводи: підвищена небезпека установки і великий розхід електричної енергії в лампах розжарювання.

Напруга 660 В має свою, визначену техніко-економічними розрахунками область використання. Ефективність використання напруги 660 В неоднакова для всіх галузей промисловості. Напруга 660 В в першу чергу рекомендована для підприємств з більш високою середньою одиничною потужністю споживачів електричної енергії. Тому основною напругою струмоприймачів за останні 70 років залишається система напругою 380/220 В не дивлячись на те, що за цей час пройшли корінні зміни в характері споживачів електричної енергії.

Напруга 10 кВ має переваги перед напругою 6 кВ, бо дає економію в витраті металу проводів, а по вартості спорудження мережі 10 кВ не набагато відрізняються від вартості мережі 6 кВ (при одних і тих перерізах проводів вартість самих кабелів 10 кВ вище вартості кабелів 6 кВ приблизно на 10%, а в повітряній мережі

різниці майже не має). Переріз проводів і кабелів при 10 кВ менший ніж при 6 кВ, практично приблизно в 1,5 рази при одній і тій же передачі потужності.

Враховуючи встановлену потужність споживачів електричної енергії і відстань їх від ЦРП енергосистеми, доцільно в центрі навантаження спорудити трансформаторний пункт з первинною напругою 10 кВ.

Вторинну напругу приймаємо 380/220 В для роботи приводних двигунів, освітлення та іншого електроустаткування.

Для стаціонарного місцевого освітлення агрегатів і поверхонь, а також для ручних переносних джерел світла використовуємо напругу 36 В.

## 2.2 Розрахунок електричних навантажень

Основним методом визначення електричних навантажень прийнятий метод упорядкованих діаграм. Цей метод дає можливість за номінальною потужністю і характеристиці споживачів, визначити розрахунковий максимум навантаження  $P_p$ , кВт за формулою (2.1) по [3., ф.(2.43), с.56], як:

$$P_p = K_m \cdot K_v \cdot P_{ном} = K_m \cdot P_{ср} , \quad (2.1)$$

де,  $K_m$  – коефіцієнт максимуму;

$K_v$  – коефіцієнт використання;

$P_{ср}$  – середньо активна потужність, кВт;

$P_{ном}$  – номінальна активна потужність споживача електричної енергії, кВт.

Номінальна потужність  $P_{ном}$  визначається, як сума номінальних потужностей окремих груп споживачів з однаковим коефіцієнтом використання. Середні активні  $P_{ср}$ , кВт і реактивні навантаження  $Q_{ср}$ , квар за найбільш завантажену зміну складають за формулами (2.2) і (2.3):

$$P_{ср} = K_v \cdot P_{ном} , \quad (2.2)$$

$$Q_{\text{ср}} = P_{\text{ср}} \cdot \tan \varphi, \quad (2.3)$$

де,  $\tan \varphi$  – відповідає розрахунковому коефіцієнту  $\cos \varphi$ .

Коефіцієнт максимуму активної потужності  $K_M$  визначається за середнім показником коефіцієнта використання  $K_B$  і ефективному (розрахунковому) числу струмоприймачів  $n_{\text{еф}}$ .

Реактивна максимальна розрахункова потужність  $Q_{\text{ср}}$ , квар визначається за формулою (2.4) по [3.,ф.(2.44),с.56] як:

$$Q_{\text{ср}} = K_M \cdot Q_{\text{ср}}, \quad (2.4)$$

Після визначення  $P_p$  і  $Q_p$  визначають повну розрахункову потужність  $S_p$  за формулою (2.5) по [3.,ф.(2.27),с.51], як:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \text{кВ} \cdot \text{А}. \quad (2.5)$$

Так, для групи споживачів електричної енергії, що підключені до ТП-ГРП ТОВ ПТРЗ:

- $2 \cdot 80 = 160$  кВт,  $2 \cdot 50 = 100$  кВт,  $K_B = 0,4$ ,  $\cos \varphi = 0,8$ ;
- $1 \cdot 40 = 40$  кВт,  $6 \cdot 15 = 90$  кВт,  $K_B = 0,6$ ,  $\cos \varphi = 0,8$ ;
- 14 двигунів різної потужності від 7 до 15 кВт, загальною потужністю 170 кВт,  $K_B = 0,2$  і  $\cos \varphi = 0,65$  визначаємо, що номінальна активна потужність становить:

$$\sum P_{\text{НОМ}} = 160 + 100 + 40 + 90 + 170 = 560 \text{ кВт}.$$

Ефективне число електроприймачів визначаємо за формулою (2.6) по [3.,ф.(2.38),с.56], як:

$$n_{\text{еф}} = \frac{2 \sum P_{\text{НОМ}}}{P_{\text{н.макс}}}, \text{ шт} \quad (2.6)$$

Тоді:

$$n_{\text{еф}} = \frac{2 \cdot 560}{80} = 14 \text{ шт.}$$

І за формулами (2.7) і (2.8) визначаємо середні активні та реактивні навантаження:

$$P_{\text{ср}} = 0,4 \cdot 260 + 0,6 \cdot 130 + 0,2 \cdot 170 = 216 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ср}} = 104 \cdot 0,7 + 78 \cdot 0,75 + 34 \cdot 1,2 = 177 \text{ квар.}$$

Середню величину коефіцієнта використання визначаємо за формулою (2.9) по [3.,ф.(2.28),с.52], як:

$$K_{\text{в.ср}} = \frac{P_{\text{ср}}}{\sum P_{\text{НОМ}}}; \quad (2.9)$$

Тоді:

$$K_{\text{в.ср}} = \frac{2 \cdot 560}{80} = 0,39.$$

За величинами  $n_{\text{еф}}=14$  і  $K_{\text{в.ср}}=0,39$  знаходимо по [3.,ф.(2.13),с.54] коефіцієнт максимуму,  $K_{\text{м}}=1,3$ .

Тоді за формулами (2.10),( 2.11) і (2.12) визначаємо розрахункові потужності:

$$P_{\text{р}} = 1,3 \cdot 216 = 283 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 1,3 \cdot 177 = 232 \text{ квар};$$

$$S_p = \sqrt{283^2 + 232^2} = 366 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Загальні розрахункові потужності на шинах низької сторони ТП-ГРП ТОВ ПТРЗ складають:  $\sum P_p = 558,8 \text{ кВт}$ ;  $\sum Q_p = 493,07 \text{ квар}$ ;  $\sum S_p = 740,35 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ .

Розрахунковий середньозважений коефіцієнт потужності визначаємо за формулою (2.13) по [3.,ф.(2.51),с.69]:

$$\cos \varphi_{\text{ср.зв}} = \frac{\sum P_p}{\sum S_p}; \quad (2.13)$$

Тоді:

$$\cos \varphi_{\text{ср.зв}} = \frac{558}{740,35} = 0,755.$$

Відповідно коефіцієнти зсуву фаз на низькій стороні ТП-ГРП ТОВ ПТРЗ становлять:  $\sin \varphi_{\text{ср.зв}} = 0,666$  і  $\text{tg} \varphi_{\text{ср.зв}} = 0,874$ .

### 2.3. Розрахунок потужності статичних конденсаторів

Враховуючи, що середньозважений коефіцієнт потужності складає  $\cos \varphi_{\text{ср.зв}} = 0,755$ , визначаємо потужність компенсуючого пристрою за формулою (2.14) по [6.,с.64]:

$$Q_k = \alpha \cdot (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2), \text{ квар} \quad (2.14)$$

де  $\alpha = 0,9$  – коефіцієнт, який враховує можливе підвищення коефіцієнта потужності методами, які не потребують розміщення компенсуючих пристроїв;

$P_p = 558,8 \text{ кВт}$  – розрахункова активна потужність;

$\text{tg } \varphi_1 = 0,874$  – тангенс кута зміщення фаз, відповідно середньозваженому коефіцієнту потужності ( $\cos \varphi_{\text{ср.зв}} = 0,755$ );

$\text{tg } \varphi_2 = 0,426$  – тангенс кута зміщення фаз, відповідно коефіцієнту потужності, який повинен бути після компенсації ( $\cos \varphi_2 = 0,92$ ).

Тоді:

$$Q_k = 0,9 \cdot 558,8 \cdot (0,874 - 0,426) = 225,3 \text{ квар.}$$

Приймаємо до розміщення три конденсаторні установки потужністю 75 квар кожна.

Визначаємо тепер розрахункову повну потужність на низькій стороні ТП-ГРП ТОВ ПТРЗ за формулою (2.15) по [3.,ф.(2-45),с.58]:

$$S_p = \sqrt{\sum P_p^2 + (\sum Q_p - Q_k)^2}, \text{кВ} \cdot \text{А} \quad (2.15)$$

Тоді:

$$S_p = \sqrt{\sum 558,8^2 + (\sum 493,07 - 225)^2} = 619,8 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Розрахунковий максимальний струм на низькій стороні ТП-ГРП ТОВ ПТРЗ за формулою (2.16) по [3.,ф.(2.46),с.58] складає:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{2 \text{ ном}}}, \text{А} \quad (2.16)$$

Тоді:

$$I_p = \frac{619,8}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 941,72 \text{ А.}$$

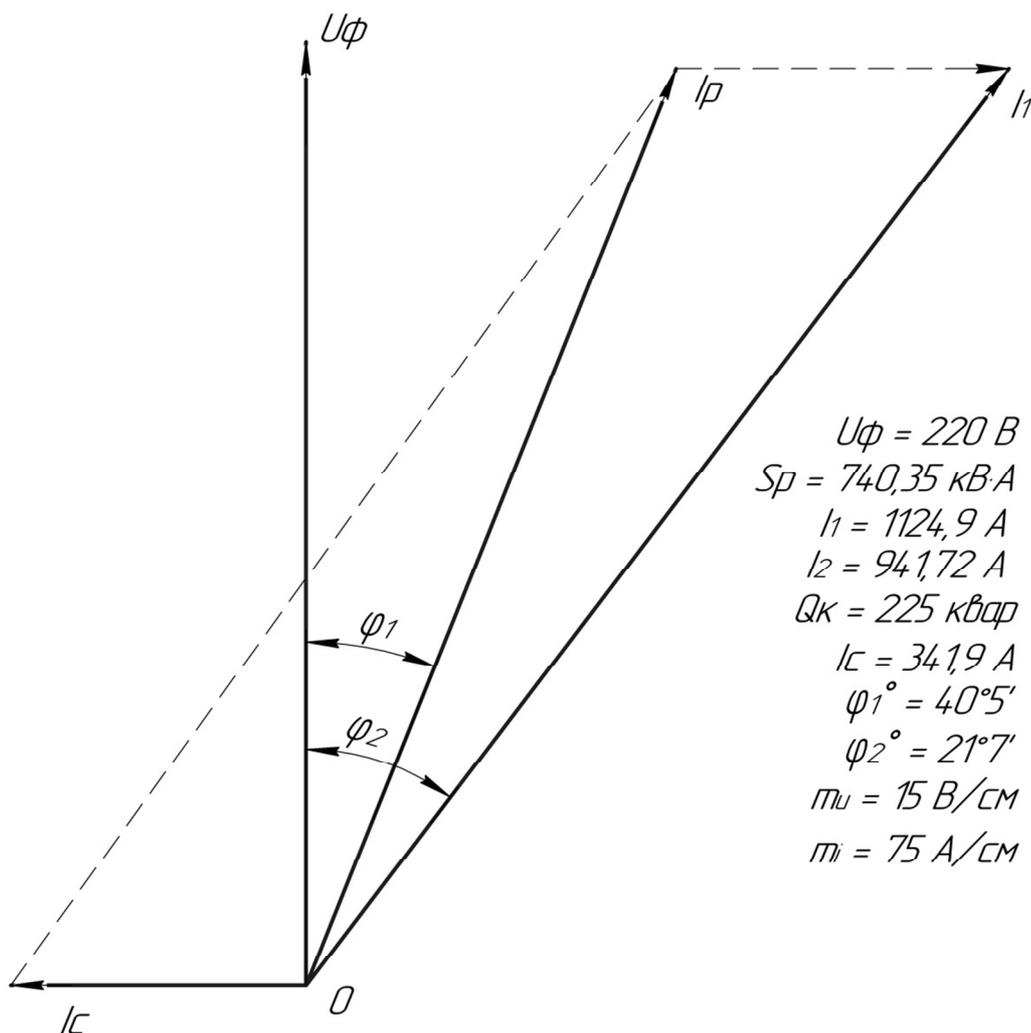


Рисунок 2.1. – Векторна діаграма електричної мережі з конденсаторною установкою

При підключенні конденсаторної установки паралельно із споживачем електричної енергії /рис. 2.1/, що має недостатньо високий коефіцієнт потужності, результуючий кут зсуву фаз  $\phi_2$ , як видно із векторної діаграми /рис 2.1./, буде менша кута зсуву фаз  $\phi_1$  струмоприймача і реактивна складова струму  $I_2$  в нерозгалуженому ланцюгу, подана геометричною сумою струмів конденсаторної установки  $I_c$  і реактивної складової струму  $I_1$  струмоприймача, також буде меншою, а коефіцієнт потужності буде вищий.

Таким чином приєднання конденсаторної установки паралельно споживачу електричної енергії підвищує його коефіцієнт потужності.

Застосування конденсаторних установок, не тільки дає можливість підвищити коефіцієнт потужності до необхідної величини і зменшити втрати електроенергії в елементах мережі електропостачання, а також, наряду з іншими заходами, є засобом регулювання напруги в різних точках мережі і підвищення якості електроенергії.

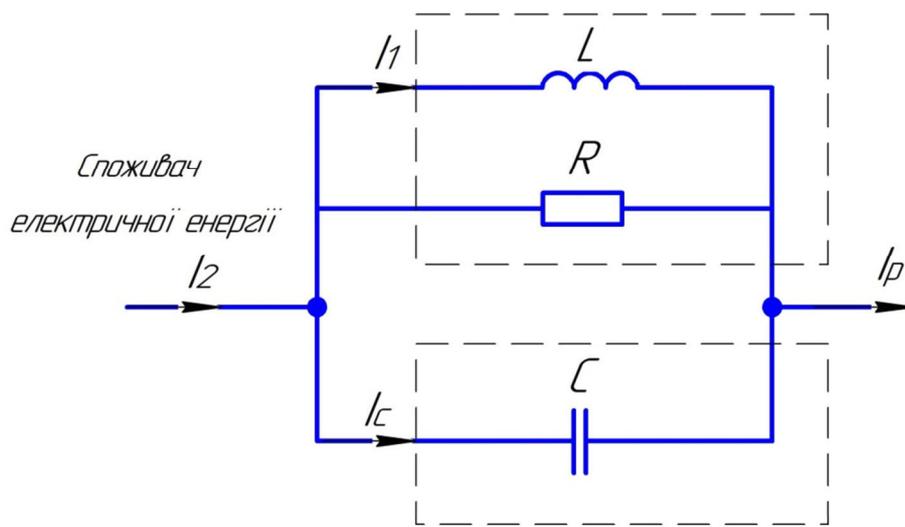


Рисунок 2.2. – Схема електричної мережі з конденсаторною батареєю.

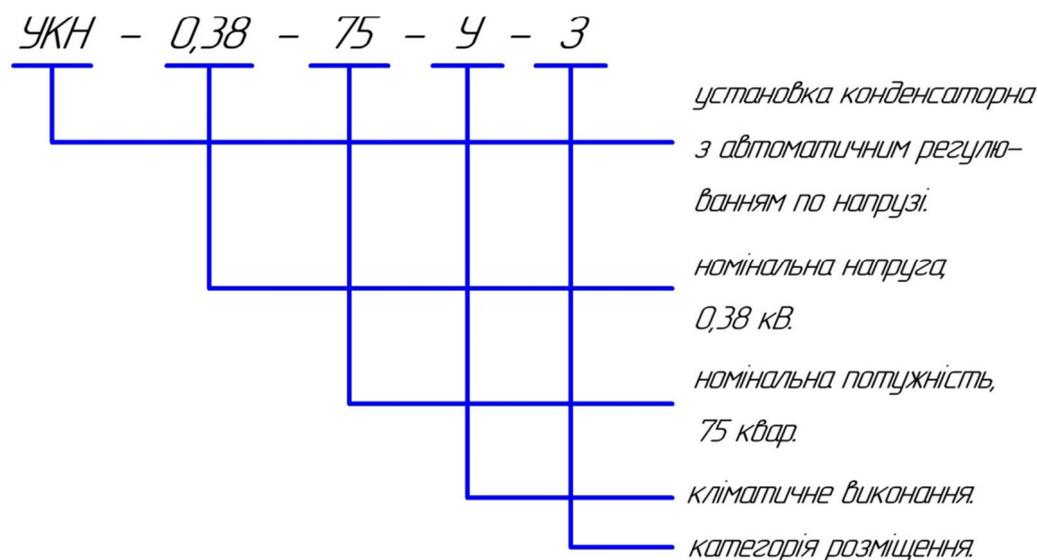
#### 2.4 Вибір типу конденсаторної установки

Враховуючи більш низькі питомі вартості конденсаторних установок і малі втрати в порівнянні із синхронними компенсаторами, а також можливість їх встановлення практично в будь-якій точці мережі і на будь-яку необхідну автоматично регулюючу потужність, слід враховувати, що конденсаторні установки знаходять широке впровадження як на діючих, так і нових промислових підприємствах.

При виборі потужності компенсуючих пристроїв в умовах впровадження автоматичного регулювання слід враховувати, що надмірне дроблення потужності комплектних конденсаторних установок (ККУ) приводить до значного збільшення необхідної апаратури керування, вимірювання тощо.

Заводами вітчизняного виробництва для напруги до 1000 В номенклатура ККУ становить в одиниці 75, 100, 150, 200, 250, 300 квар з апаратурою дистанційного керування.

Виходячи із  $Q_k=225,3$  квар приймаємо до розміщення для підвищення коефіцієнта потужності три конденсаторні установки УКН-0,38-75УЗ.



Установки УКН-0,38-75УЗ придатні для експлуатації всередині приміщення з не вибухонебезпечним середовищем, яке не містить агресивних парів і газів в концентраціях, що руйнують метали і ізоляцію і не насичені струмопровідним пилом, при температурі оточуючого повітря  $-40 \div +40$  °С на висоті над рівнем моря до 1000 м з відносною вологістю 80% при температурі 25 °С, в місцях, які не підлягають поштовхам, ударам і вібраціям. Конденсаторні установки випускаються у відповідності до ДСТУ і придатні для роботи при підвищенні напруги до 110% від  $U_{ном}=380$  В. На дверях шафи вказана фактична потужність установки, яка може відрізнятись від номінальної на величину від -5 до +10%. Допустимий максимальний струм досягає 130% номінальної величини за рахунок підвищення напруги і вищих гармонік.

## 2.5 Розрахунок величини розрядного опору

Один із недоліків статичних конденсаторів в тому, що в початковий момент після відключення конденсаторної батареї від мережі внаслідок залишкового електричного заряду напруга на її шинах може мати величину в межах амплітуди напруги мережі.

При повторному включенні незарядженої батареї в мережу струмом ввімкнення може значно перевищити допустимий струм включення не зарядженого конденсатора.

Для ліквідації цього явища, а також для забезпечення безпечності обслуговуючого персоналу конденсаторна батарея після відключення повинна бути автоматично розряджена через розрядний опір, який вмикається паралельно конденсаторам.

В якості розрядних опорів в установках до 1000 В використовуються: обмотки електричних двигунів при індивідуальній компенсації, лампи розжарювання при груповій або централізованій компенсації, а також спеціальні керамічні опори.

Розрядний опір повинен бути вибраний так, щоб при нормальній експлуатації конденсаторної батареї втрати в ньому не перевищували 1 Вт на 1 квар потужності батареї і щоб через 30с після відключення напруги було б не більше ніж 65 В.

Величину розрядного опору  $R_{\text{розр.}}$ , Ом можна визначити за формулою (2.17) із по [З.,ф.(3-31),с.131]:

$$R_{\text{розр.}} = 15 \cdot 10^6 \cdot \frac{U_{\phi}^2}{Q_k}; \quad (2.17)$$

де,  $U_{\phi}$  – фазна напруга мережі, кВ;

$Q_k$  – потужність батареї статичних конденсаторів, квар.

Для конденсаторної установки УКН-0,38-75УЗ

$$R_{\text{розр.}} = 15 \cdot 10^6 \cdot \frac{0,23^2}{75} = 10580 \text{ Ом.}$$

Розрядні опори з'єднуємо за схемою “трикутник”. В разі розриву кола одного із опорів опори які залишились будуть з'єднані за схемою відкритого “трикутника” і таким чином забезпечать розрядку конденсаторної батареї.

Для надійності розрядні опори підключають до шин конденсаторних батарей наглухо, без розміщення в колі відмикаючих апаратів та запобіжників. Для конденсаторної батареї напругою до 1000 В рекомендують в цілях економії електричної енергії підключати розрядні опори автоматично в момент відключення конденсаторів від мережі.

## 2.6 Принцип дії і конструкція конденсаторної установки

Для промислових підприємств енергетичної системи звертається увага на необхідність зменшення рівня відхилення напруги електричної мережі від оптимальної величини. Тому доцільно на промислових підприємствах впроваджувати конденсаторні батареї з автоматичним регулюванням реактивної потужності по напрузі.

Необхідно враховувати, що регулювання потужності тільки однієї конденсаторної батареї дає не значні результати в якості напруги, але регулювання потужності всіх або більшості конденсаторних батарей в зазначеній мережі напругою 380 В може дати значний ефект по регулюванню напруги це є ще один аргумент на користь широкого впровадження автоматичного регулювання потужності конденсаторних установок.

Але використання дорогих систем регулювання потужності конденсаторних установок до 1000 В і вище невеликої потужності, що встановлені на промислових підприємствах, не може бути економічно виправдано.

На листі графічної частини приведена електрична схема силових ланцюгів, електрична схема автоматичного регулювання потужності конденсаторної уста-

новки по напрузі та її габаритно-установчі розміри (УКН-0,38-75УЗ), де за пусковий орган прийнято одне реле мінімальної напруги типу РН-54/320.

Крім того, в електричній схемі використовується реле часу РМУГ, проміжне реле РПУ-0-561, трансформатори струму ТК-20-300/5А.

Установка забезпечена конденсаторами КМ-0,38. Це косинусні конденсатори, що пропитані мінеральним маслом, для внутрішнього встановлення.

Конденсаторні установки УКН-0,38-75УЗ можуть мати ввід зверху або ввід знизу, що робить її універсальною при монтажу і експлуатації.

В роботі передбачено підключення конденсаторних установок до шин низької напруги, розподільчих щитів через запобіжники і електромагнітні пускачі.

Розряд конденсаторних батарей здійснюється автоматично після кожного відключення на безпосередньо приєднанні омичні опори (лампи розжарювання).

При такій схемі розміщення конденсаторних батарей є задовільними умови найбільшого зниження втрат активної потужності від реактивних навантажень в мережі низької напруги 0,38 кВ.

## 2.7 Вибір силових трансформаторів

Виходячи із розрахункової потужності  $S_p = 619,8 \text{ кВ}\cdot\text{А}$  і категорії споживачів електричної енергії приймаємо два варіанти щодо встановлення силових трансформаторів на ТП-ГРП ТОВ ПТРЗ для техніко-економічного порівняння.

1<sup>й</sup> варіант: приймаємо два трансформатора потужністю по 400 кВ·А кожний, тоді  $S_p < 2 \cdot S_{н.тр}$ ;  $619,8 \text{ кВ}\cdot\text{А} < 2 \cdot 400 = 800 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ .

У випадку виходу із ладу одного із трансформаторів, другий зможе взяти на себе навантаження  $1,4 \cdot 400 = 560 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ , тобто 9,6% споживачів 3 категорії будуть відключені на період ліквідації аварії.

2<sup>й</sup> варіант: приймаємо три трансформатора потужністю по 250 кВ·А кожний, тоді  $S_p < 3 \cdot S_{н.тр} = 3 \cdot 250 = 750 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ . Уразі виходу із роботи одного із трансформаторів, два трансформатори, які залишилися в роботі зможуть забезпечити безперебійне електропостачання в після аварійному режимі, бо:

$$S_p = 619,8 \text{ кВ}\cdot\text{А} < 1,4 \cdot 2 \cdot S_{н.тр} = 1,4 \cdot 2 \cdot 250 = 700 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

### 2.7.1 Техніко-економічні розрахунки по першому варіанту

Коефіцієнт завантаження силових трансформаторів  $K_3$  визначаємо за формулою (2.18) по [3.,ф.(5.7),с.222] складає:

$$K_3 = \frac{S_p}{2 \cdot S_{н.тр}}, \quad (2.18)$$

Тоді:

$$K_3 = \frac{619,8}{2 \cdot 400} = 0,775.$$

Таблиця 2.1 – Технічні дані силових трансформаторів [2.,табл. 3.3.,с.120]

| Тип і номінальна потужність трансформатора кВ·А | Напруга обмоток силового трансформатора кВ |     | Втрати активної потужності кВт |                   | Напруга короткого замикання, $U_k$ % | Струм холостого ходу, $I_{х.х.}$ % | Втрати реактивної потужності, квар |                   | Заводська вартість силових трансформаторів, тис.грн. |
|---|--|-----|--------------------------------|-------------------|--------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|-------------------|--|
|   | ВН   | НН  | $\Delta P_{х.х.}$              | $\Delta P_{к.з.}$ |                                      |                                    | $\Delta Q_{х.х.}$                  | $\Delta Q_{к.з.}$ |  |
| ТМ-250  | 10   | 0,4 | 0,78                           | 3,7               | 4,5                                  | 2,3                                | 7,25                               | 10,6              | 69,30  |
| ТМ-400  | 10   | 0,4 | 0,62                           | 5,5               | 4,5                                  | 2,1                                | 8,4                                | 17,1              | 101,40   |

Приведені втрати в трансформаторах ТМ-400/10 кВ з врахуванням завантаження за формулою (2.19) по [15.,ф(4.10.),с.89]:

$$\Delta P_1 = 2[\Delta P_{х.х.} + K_{п} \cdot \Delta Q_{х.х.} + K_3^2(\Delta P_{к.з.} + K_{п} \cdot \Delta Q_{к.з.})], \quad (2.19)$$

де,  $K_{п}$  – коефіцієнт втрат.

Тоді:

$$\Delta P_1 = 2[0,62 + 0,05 \cdot 8,4 + 0,755^2(5,5 + 0,05 \cdot 17,1)] = 9,71 \text{ кВт.}$$

Річні втрати електроенергії  $\Delta W_1$  за  $T_i = 7000$  годин за формулою (2.20) по [15.,с.102] складає:

$$\Delta W_1 = \Delta P'_1 \cdot T_i, \text{ кВт} \quad (2.20)$$

Тоді:

$$\Delta W_1 = 9,71 \cdot 7000 = 67997,6, \text{ кВт} \cdot \text{г.}$$

Що при вартості 1 кВт-г - 2 грн складає:

$$C_1 = 67997,6 \cdot 2 = 135995,2 \text{ грн в рік.}$$

### 2.7.2 Техніко-економічний розрахунок по другому варіанту

Визначаємо приведені втрати в трансформаторах ТМ-250 за формулами (2.21) і (2.22):

$$K_3 = \frac{619,8}{3 \cdot 250} = 0,8264,$$

$$\Delta P_1 = 3[0,78 + 0,05 \cdot 7,25 + 0,8264^2(3,7 + 0,05 \cdot 10,6)] = 13,915 \text{ кВт.}$$

Річні втрати електроенергії за формулою (2.23) при  $T_i = 7000$  години складають:

$$\Delta W_1 = 13,915 \cdot 7000 = 97405 \text{ кВт} \cdot \text{г.},$$

Що при вартості 1 кВт – г – 2 грн складає:

$$C_1 = 97405 \cdot 2 = 194810 \text{ грн в рік.}$$

### 2.7.3. Техніко-економічне порівняння варіантів

Вищенаведені розрахунки показують, що:

$$K_2 = 3 \cdot 69,30 > K_1 = 2 \cdot 101,4$$

$$207900 \text{ грн} > 202800 \text{ грн}$$

$$C_2 = 194810 \text{ грн} > C_1 = 135995,2 \text{ грн}$$

Таким чином, приймаємо 1<sup>й</sup> варіант, тобто розміщуємо на трансформаторній підстанції 10/0,4 кВ ГРП два силових трансформатори ТМ-400/10 потужністю 400 кВ·А.

### 2.8 Розрахунок струмів короткого замикання

Для визначення струмів короткого замикання складаємо розрахункову схему, яка відповідає нормальному режиму роботи системи електропостачання, вважаємо, що всі джерела живлення включені паралельно. В розрахунковій схемі враховуємо опір трансформаторів, високовольтних повітряних і кабельних ліній. По розрахунковій схемі складаємо схему заміщення, в якій вказуємо опір джерел і споживачів, а також намічаємо точки для розрахунків струмів короткого замикання.

Розрахунок струмів короткого замикання ведемо у відносних одиницях.

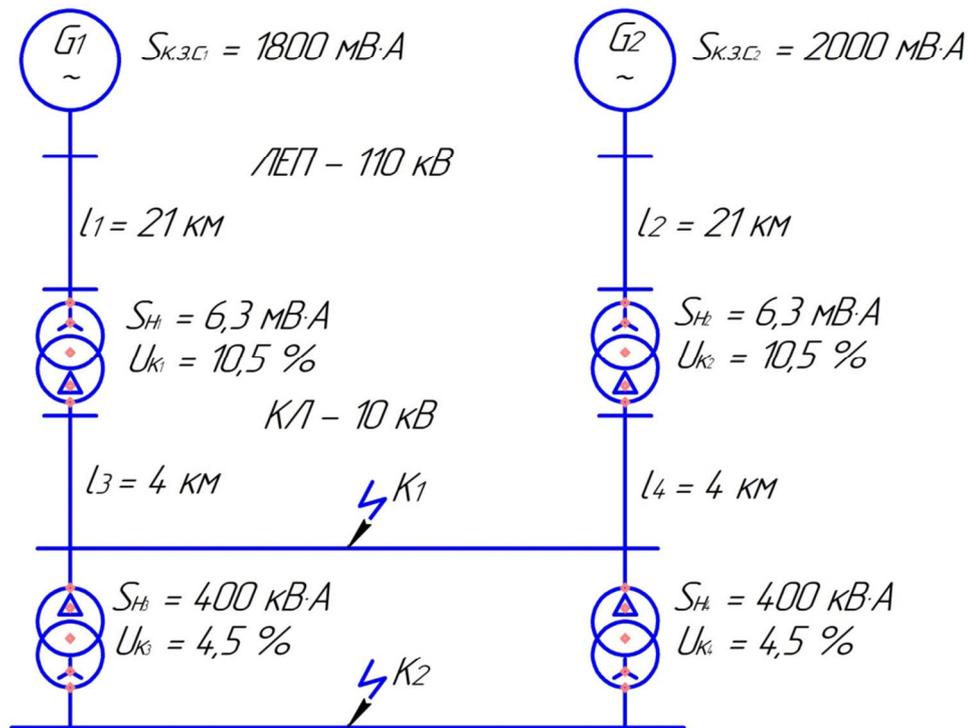


Рисунок 2.3. – Розрахункова схема

Складаємо схему заміщення для точок короткого замикання  $K_1$  і  $K_2$  і задаємо базисні умови для цих точок /рис 2.3/.

$$S_6 = 100 \text{ мВ} \cdot \text{А}; U_{61} = 10,5 \text{ кВ} \text{ і } U_{62} = 0,4 \text{ кВ}$$

Визначаємо величину базисних струмів  $I_6$ , кА за формулою (2.24) по [1.,ф(6.2) с.142]:

$$I_6 = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (2.24)$$

Тоді:

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА} \quad \text{і} \quad I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 144,3 \text{ кА}$$

Приводимо опори схеми заміщення до базисних умов.

Опори системи  $x_c$  визначаємо за формулою (2.25) по [1.,табл. 6.1., с.140]:

$$x_c = \frac{S_6}{S_{\text{к.з.с}}}, \text{ В. О.} \quad (2.25)$$

Тоді:

$$x_1 = \frac{100}{1800} = 0,056; \quad x_2 = \frac{100}{2000} = 0,05.$$

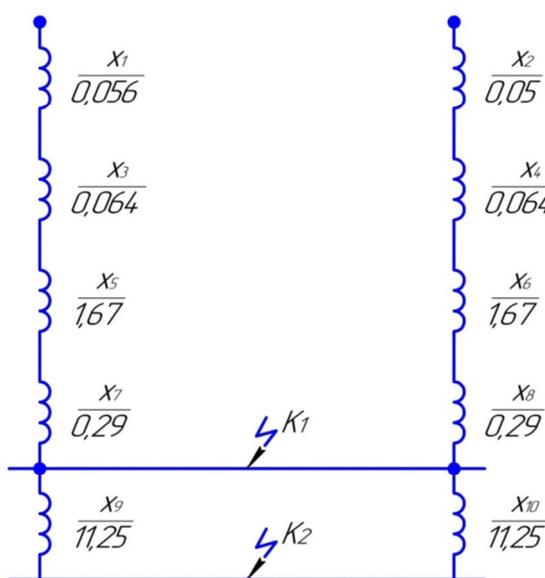


Рисунок 2.4. – Схема заміщення

Опір повітряної ЛЕП – 110 кВ і кабельної КЛ – 10 кВ  $x_{\text{л}}$  ліній визначаємо за формулою (2.26) по [1.,табл. 6.1., с.140]:

$$x_{\text{л}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср.н}}^2}, \quad (2.26)$$

де,  $x_0$  – індуктивний опір 1 км лінії, Ом/км;

$l$  – довжина лінії, км;

$U_{\text{ср.н}}$  – середня номінальна напруга лінії, кВ.

Тоді:

$$x_3 = x_4 = 0,4 \cdot 21 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,064 ;$$

$$x_7 = x_8 = 0,08 \cdot 4 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,29.$$

Опір силових трансформаторів  $x_{\text{тр}}$  визначаємо за формулою (2.27) по [1.,табл. 6.1., с.140]:

$$x_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{к}}\%}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{н.тр}}}, \quad (2.27)$$

Тоді:

$$x_5 = x_6 = \frac{15,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,67.$$

$$x_9 = x_{10} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{100}{0,4} = 11,25.$$

Згортаємо схему відносно точок короткого замикання:

$$x_{11} = x_1 + x_3 + x_5 + x_7, \quad (2.28)$$

$$x_{11} = 0,056 + 0,064 + 1,67 + 0,29 = 2,08.$$

$$x_{12} = x_2 + x_4 + x_6 + x_8, \quad (2.29)$$

$$x_{11} = 0,05 + 0,064 + 1,67 + 0,29 = 2,074.$$

$$x_{\text{рез } K_1} = x_{13} = \frac{x_{11} \cdot x_{12}}{x_{11} + x_{12}}, \quad (2.30)$$

$$x_{\text{рез } K_1} = x_{13} = \frac{2,08 \cdot 2,074}{2,08 + 2,074} = 1,038.$$

$$x_{14} = \frac{x_9 \cdot x_{10}}{x_9 + x_{10}}, \quad (2.31)$$

$$x_{14} = \frac{11,25 \cdot 11,25}{11,25 + 11,25} = 5,625.$$

$$x_{15} = x_{\text{рез } K_2} = x_{13} + x_{14}, \quad (2.32)$$

$$x_{15} = x_{\text{рез } K_2} = 1,038 + 5,625 = 6,66.$$

Згорнуті схеми приймуть вид, як показано на рис. 2.6 і рис. 2.7.

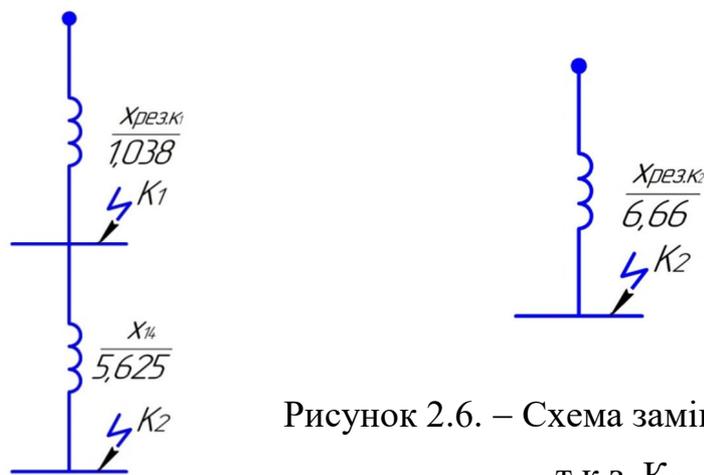


Рисунок 2.6. – Схема заміщення відносно т.к.з.  $K_2$

Рисунок 2.5. – Схема заміщення відносно точки к.з.  $K_1$

Струм короткого замикання в точках  $K_1$  і  $K_2$  визначаємо за формулою (2.33) по [1.,ф.(6.3),с.142]:

$$I_{\text{к.з.}} = \frac{I_6}{x_{\text{рез}}}, \text{кА} \quad (2.33)$$

Тоді:

$$I_{\text{к.з. К}_1} = \frac{5,5}{1,038} = 5,34 \text{ кА};$$

$$I_{\text{к.з. К}_2} = \frac{144,3}{6,66} = 21,7 \text{ кА}.$$

Потужність короткого замикання в точках  $K_1$  і  $K_2$  визначаємо за формулою (2.34) по [1.,ф.(6.2),с.142]:

$$S_{\text{к.з.}} = \frac{S_6}{x_{\text{рез}}}, \text{кВ} \cdot \text{А} \quad (2.34)$$

Тоді:

$$S_{\text{к.з. К}_1} = \frac{100}{1,038} = 96,34 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{\text{к.з. К}_2} = \frac{100}{6,66} = 15,0 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Ударний струм короткого замикання в точках  $K_1$  і  $K_2$  визначаємо за формулою (2.35) по [1.,ф.(6.4),с.142]:

$$i_{\text{уд}} = 2,55 \cdot I_{\text{кз}}, \text{кА} \quad (2.35)$$

Тоді:

$$i_{\text{уд К}_1} = 2,55 \cdot 5,34 = 13,62 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд К}_2} = 2,55 \cdot 21,7 = 55,34 \text{ кА}$$

Струми термічної стійкості для точки  $K_1$  визначаємо за формулою (2.36) по [3.,ф.(6.87),с.248]:

$$I_t = I_{к.з} \cdot \sqrt{\frac{t_\phi}{t}}, \text{ кА} \quad (2.36)$$

На стороні високої напруги 10 кВ будуть розміщені вакуумні вимикачі ВВ/TEL – 630/10 з часом відключення  $t_b = 0,12$  с і часом витримки релейного захисту  $t_{зах} = 0,5$  с.

За дійсний час протікання струму короткого замикання  $t_d$  приймаємо сумарний час дії захисту  $t_{зах}$  і апаратури відключення  $t_b$ , розраховуємо за формулою (2.37):

$$t_d = t_b + t_{зах}, \text{ с} \quad (2.37)$$

$$t_d = 0,12 + 0,5 = 0,62 \text{ с.}$$

Періодичну складову часу  $t_{п}$  струму короткого замикання визначаємо по кривим  $t_{п} = (t_d; \beta'')$  і  $\beta'' = 1$  із [3.,рис.6.12,с.244], яка становить  $t_{п} = 0,55$  с.

Приведений час  $t_{пр}$  визначається складовими часу періодичної  $t_{п} = 0,55$  с і аперіодичної  $t_a = 0,05$  с формуваннями струму короткого замикання.

$$t_{пр} = t_{п} + t_a, \text{ с} \quad (2.38)$$

$$t_{пр} = 0,55 + 0,05 = 0,6 \text{ с.}$$

Тоді:

$$I_{1с.к.з.К_1} = 5,34 \cdot \sqrt{0,6} = 4,14 \text{ кА ;}$$

$$I_{5\text{с.к.з.}K_1} = 5,34 \cdot \sqrt{\frac{0,6}{5}} = 1,85 \text{ кА};$$

$$I_{10\text{с.к.з.}K_1} = 5,34 \cdot \sqrt{\frac{0,6}{10}} = 1,34 \text{ кА.}$$

Розрахунок струмів термічної стійкості для точки короткого замикання  $K_2$  ведемо аналогічно і результати вносимо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 – Параметри короткого замикання

| Точки короткого замикання | Параметри короткого замикання |                        |                       |                          | Струми термічної стійкості |                      |                       |
|---------------------------|-------------------------------|------------------------|-----------------------|--------------------------|----------------------------|----------------------|-----------------------|
|                           | $x_{\text{рез}}$              | $I_{\text{к.з.}}$ , кА | $i_{\text{уд.}}$ , кА | $S_{\text{к.з.}}$ , МВ·А | $I_{1\text{с.к.з.}}$       | $I_{5\text{с.к.з.}}$ | $I_{10\text{с.к.з.}}$ |
| $K_1$                     | 1,038                         | 5,34                   | 13,62                 | 96,34                    | 4,14                       | 1,85                 | 1,3                   |
| $K_2$                     | 6,66                          | 21,7                   | 55,34                 | 15,0                     | 16,8                       | 7,52                 | 5,32                  |

## 2.9. Вибір електрообладнання трансформаторної підстанції

### 2.9.1 Вибір вимикача навантаження

Вимикачі навантаження ВНА – 10/630 в комплекті із запобіжниками – це високовольтний малопотужний апарат, призначений для відключення і включення кіл, які знаходяться під навантаженням.

Приймаємо умовно, що при відключенні одного із трансформаторів, другий може працювати із перевантаженням на 40%

$$I_{\text{макс1}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.тр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \text{ А} \quad (2.39)$$

$$I_{\text{макс}1} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 32,33 \text{ А.}$$

Вибір вимикача ведемо шляхом порівняння розрахункових і паспортних величин.

Таблиця 2.3 – Умови вибору вимикача [2.,табл.5.3.,с.252]

| Параметри порівняння                                  | Розрахункові дані                          | Паспортні дані                          |
|---|--|---|
| $I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}}$                 | $I_{\text{макс}} = 32,33 \text{ А}$        | $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$        |
| $U_{\text{роб.}} \leq U_{\text{ном}}$                 | $U_{\text{роб}} = 10 \text{ кВ}$           | $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$        |
| $I_{\text{к.з.}} \leq I_{\text{к.з. доп}}$            | $I_{\text{к.з.к1}} = 5,34 \text{ кА}$      | $I_{\text{к.з. доп}} = 14,5 \text{ кА}$ |
| $i_{\text{уд.розр}} \leq i_{\text{уд.доп}}$           | $i_{\text{уд.к1}} = 13,62 \text{ кА}$      | $i_{\text{уд.доп}} = 25 \text{ кА}$     |
| $I_{10\text{с.к.з.розр}} \leq I_{10\text{с.к.з.доп}}$ | $I_{10\text{с.к.з.розр}} = 1,3 \text{ кА}$ | $I_{10\text{с.к.з.доп}} = 6 \text{ кА}$ |

Порівнюючи розрахункові і паспортні дані вимикача, приймаємо до установки на ТП-ГРП вимикачі навантаження ВНА–10/630.

Для вводів і в якості шинного роз'єднувача приймаємо роз'єднувачі РВЗ – 10/630.

Розподільчу установку РУ–10 кВ трансформаторної підстанції комплектуємо комірками КВ 2001.

## 2.9.2 Вибір запобіжників

При виборі плавкої вставки запобіжника до ВНА–10/630 необхідно керуватись тим, що номінальний струм вставки  $I_{\text{в}}$  повинна рівнятися робочому струмові  $I_{\text{р}}$  або бути більшим за нього  $I_{\text{в}} \geq I_{\text{р}}$ . Виходячи із  $I_{\text{р1}} = I_{\text{макс}1} = 32,33 \text{ А}$  по [1.,табл.5.4.,с.254] приймаємо запобіжник ПК1-10-8/2-20У1 з номінальним струмом плавкої вставки,  $I_{\text{в}} = 32 \text{ А}$ .

## 2.9.3 Вибір електрообладнання трансформаторної підстанції на стороні 0,4 кВ

Виходячи із максимального робочого струму на стороні 0,4 кВ

$$I_{p2} = I_{\max 2} = \frac{1,4 \cdot S_{н.тр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном2}}, \text{ А} \quad (2.40)$$

$$I_{p2} = I_{\max 2} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 808,3 \text{ А.}$$

А також параметрів к.з. в точці  $K_2$  приймаємо до розміщення:

- автоматичні вимикачі для секційних вводів і роботи АВР типу АВМ-10С з  $I_{н.роз.} = 800 \text{ А}$ , а для відходячих ліній АВМ-4Н з  $I_{н.роз.} = 120; 150; 200 \text{ А}$  по [2.,табл.6.9.,с.374];

- трансформатори струму для секційних вводів і роботи АВР типу ТШ-10, а для відходячих ліній ТК-10 на номінальну напругу 0,5 кВ по [18].

#### 2.9.4 Вибір шин на стороні 10 кВ

Виходячи із розрахункового максимального струму на стороні 10 кВ,  $I_{p1} = 32,33 \text{ А}$  приймаємо шини ШАТ-15×3 мм<sup>2</sup> з допустимим струмом 165 А по [2.,табл.7.3.,с.395].

Перевіряємо вибрані шини на термічну стійкість струмам короткого замикання по формулі (2.41) із [3.,ф.(6.83).,с.245]:

$$S_{min} = I_{к.з.} \cdot \frac{\sqrt{t_{пр}}}{C}, \text{ мм}^2 \quad (2.41)$$

де  $C = 88$  – для алюмінієвих шин по [2.,с.245].

$$S_{min} = 5,34 \cdot 10^3 \cdot \frac{\sqrt{0,6}}{88} = 47,0 \text{ мм}^2$$

Вибрані шини не задовольняють умову вибору. Тому зупиняємось на шинах ШАТ-20×3 мм<sup>2</sup> з  $I_{доп} = 215 \text{ А}$ .

Перевіряємо вибрані шини на динамічну стійкість струмами короткого замикання.

Приймаємо, що відстань між шинами,  $a = 40$  см і між ізоляторами  $l = 60$  см.

Таким чином, сила діюча на шину середньої фази визначається за формулою (2.42) із [3.,ф.(6.72),.с.243]:

$$F = 0,17 \cdot i_{уд1}^2 \cdot \frac{l}{a}, \text{Н} \quad (2.42)$$

$$F = 0,17 \cdot 13,62^2 \cdot \frac{0,6}{0,4} = 47,3 \text{ Н.}$$

Згинаючий момент шини при короткому замиканні визначаємо за формулою (2.43) із [3.,ф.(6.73),.с.243]:

$$M = \frac{F \cdot l}{10}, \text{Н} \cdot \text{м} \quad (2.43)$$

$$M = \frac{47,3 \cdot 0,6}{10} = 2,83 \text{ Н} \cdot \text{м.}$$

Моменти опору шини визначаємо за формулою (2.44) із [3.,ф.(6.75),.с.243]:

$$W = \frac{b \cdot h}{6}, \text{м}^3 \quad (2.44)$$

$$W = \frac{0,02^2 \cdot 0,003}{6} = 1,2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Механічну напругу при короткому замиканні в шині визначаємо за формулою (2.45) із [3.,ф.(6.74),.с.243]:

$$G_{\text{розр}} = \frac{M}{W}, \text{ мПа} \quad (2.45)$$

$$G_{\text{розр}} = \frac{2,83}{1,2 \cdot 10^{-6}} = 2,35 \text{ мПа};$$

$$G_{\text{розр}} = 2,35 \text{ мПа} < G_{\text{доп}} = 68 \text{ мПа}.$$

Вибрані шини ШАТ-20×3 мм<sup>2</sup> задовольняють умови вибору.

Виходячи із максимального струмового навантаження на низькій стороні ТП-ГРП ТОВ ПТРЗ  $I_{p2} = 808,3 \text{ А}$  і параметрів короткого замикання в точці  $K_2$  приймаємо на стороні 0,4 кВ шини ШАТ-60×6 мм<sup>2</sup> з допустимим струмом  $I_{\text{доп}} = 870 \text{ А}$  по [2.,табл.7.3.,с.395].

## 2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вимірювальні трансформатори застосовують в установках змінного струму для живлення обмоток вимірювальних приладів, реле захисту та інших пристроїв і поділяються на трансформатори струму і трансформатори напруги.

### 2.10.1 Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму служать для перетворення змінного струму великої величини в первинній обмотці до величини 5 А у вторинній обмотці, в яку вмикають вимірювальні прилади і реле захисту.

Трансформатори струму вибираємо по номінальній напрузі, номінальному струму первинного ланцюга, класу точності, номінальної потужності ланцюга з урахуванням електродинамічної і термічної стійкості при протіканні наскрізних струмів короткого замикання.

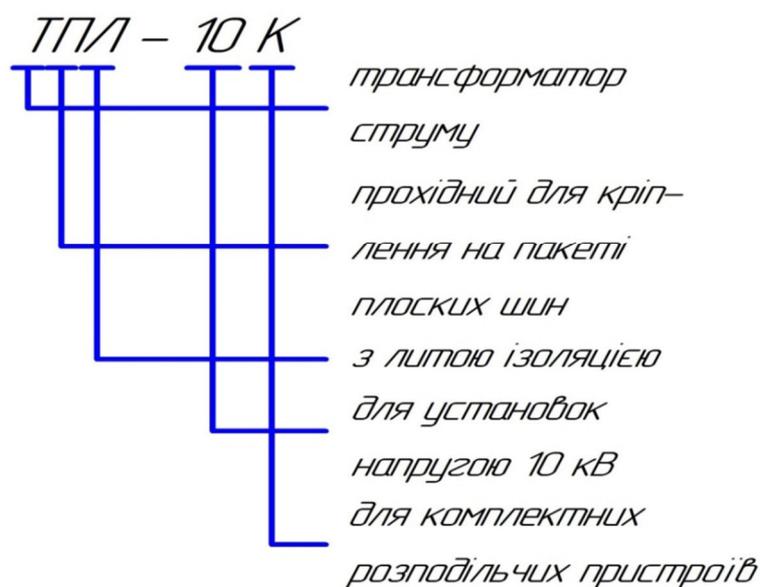
Вибір трансформаторів струму для сторони високої напруги 10 кВ (вводи і відходячі фідери) ГРП-ТП і для сторони низької напруги 0,4 кВ поданий у таблиці 2.4.

## 2.10.2 Вибір трансформаторів напруги

Трансформатори напруги служать для пониження високої напруги в первинній обмотці до 10 В у вторинній обмотці, що необхідно для живлення вимірювальних приладів, захисних пристроїв, ланцюгів автоматизації і сигналізації.

Таблиця 2.4. – Технічні дані трансформаторів струму [2.,табл.5.9.,с.294].

| Місце установки трансформатора | Тип трансформатора струму | Номинальна напруга | Номинальний первинний струм, А | Термічна стійкість, кратність $K_T$ , кА/с | Електродинамічна стійкість $K_D$ | Вторинне навантаження |     |
|--------------------------------|---------------------------|--------------------|--------------------------------|--|----------------------------------|-----------------------|-----|
|                                |                           |                    |                                |  |                                  | Клас точності 0,5     |     |
|                                |                           |                    |                                |  |                                  | Ом                    | В·А |
| Ввід $N_1$ і $N_2$             | ТПЛ-10К                   | 10                 | 600                            | 27/4                                       | 74,5                             | 0,6                   | 10  |
| Відходячі фідери               | ТПЛ-10                    | 10                 | 5÷400                          | 35/4                                       | 52                               | 0,6                   | 10  |



Трансформатори напруги вибираємо по номінальній напрузі, класу точності і вторинному навантаженню, використовуючи формули (2.46) і (2.47) по [21.,ф.(18.38),с.243 і ф (18.39),с.214]:

$$U_{т.н1} \geq U_{т.уст} \quad (2.46)$$

$$S_{т.н2} \geq S_2 \quad (2.47)$$

До трансформатора напруги підключаються котушки лічильників активної і реактивної енергії, а також вольтметри для контролю напруги ізоляції.

Складаємо таблицю 2.5 навантажень на кожен фазу.

Таблиця 2.5. – Навантаження трансформаторів напруги на кожен фазу [2.,табл.6.26.,с.386].

| Прилади                        | Тип    | Клас точності | Потужність живлення, Вт |        |        |
|--------------------------------|--------|---------------|-------------------------|--------|--------|
|                                |        |               | фаза А                  | фаза В | фаза С |
| 1.Вольтметр                    | Э378   | 1,5           | 10                      | 10     | 10     |
| 2.Лічильник активної енергії   | И-672М | 2,0           | 1,5                     | 1,5    | 1,5    |
| 3.Лічильник реактивної енергії | И-673М | 2,0           | 3,0                     | 3,0    | 3,0    |
| 4.Разом                        |        |               | 14,5                    | 14,5   | 14,5   |

На стороні 10 кВ вибираємо до установки трансформатори напруги НАМИ-10 з технічними даними внесеними в таблицю 2.6.

Таблиця 2.6. – Технічні дані трансформатора напруги [2.,табл.5.13.,с.336].

| Тип трансформатора напруги | Номінальна напруга |        | Номінальна потужність в класі точності, В·А. |     |     | Максимальна потужність, В·А |
|----------------------------|--------------------|--------|--|-----|-----|-----------------------------|
|                            | ВН, кВ             | НН, В  | 0,5  | 1,0 | 3   |                             |
| НАМИ-10                    | 10                 | 10/100 | 120  | 200 | 500 | 960                         |

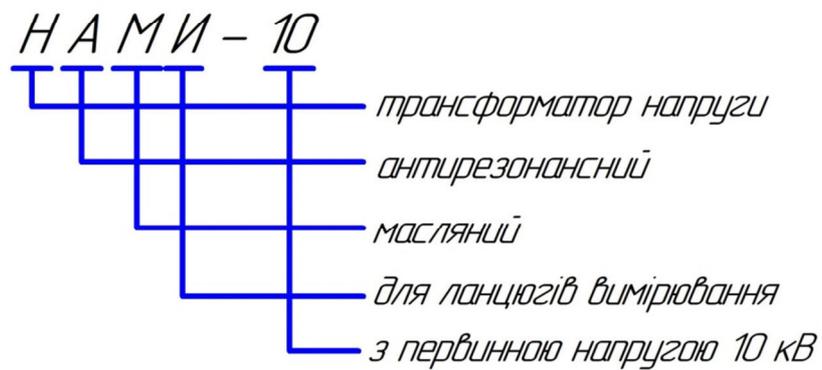
Перша умова вибору трансформатора напруги виконується, бо:

$$U_{\text{н.тр}} = 10 \text{ кВ} = U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$$

Перевіряємо вибраний трансформатор напруги за другою умовою:

$$S_p = 3 \cdot 14,5 < S_{\text{н.тр}} = 120 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Таким чином вибраний трансформатор напруги НАМИ-10 в класі точності 0,5.



### 3. ОРГАНІЗАЦІЙНО-ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

#### 3.1 Організація технічного догляду та поточного ремонту електрообладнання в умовах ТОВ ПТРЗ

Правильна організація експлуатації і ремонту електрообладнання скорочує простої машин і механізмів і зменшує витрати на ремонт. Щоб електрообладнання було в придатному до роботи стані, необхідно своєчасно виявити дефекти, оцінювати ступінь їх розвитку, усувати або обмежувати їх подальший розвиток.

Технічний догляд та ремонт електрообладнання повинні не тільки запобігати виходу електрообладнання з ладу, але й не допускати його роботи з пониженими техніко – експлуатаційними показниками.

Правильна технічна експлуатація електрообладнання передбачає:

1. щоденний технічний нагляд за роботою електрообладнання;
2. своєчасне проведення технічних доглядів;
3. своєчасне проведення поточних ремонтів у повному обсязі;
4. належний оперативний облік технічного стану електрообладнання;
5. облік несправностей, які усувають під час доглядів і поточних ремонтів.

Капітальний ремонт електрообладнання проводять у спеціалізованих цехах електроремонтних підприємств.

Технічні догляди складаються з комплексу технологічних операцій по огляду, очищенню, мащенню, найпростішому регулюванню і заміні деяких деталей електрообладнання без його розбирання та знімання з фундаменту або панелі.

До поточного ремонту належать всі операції, які проводяться при технічному догляді, а також розбирання електрообладнання, часткова заміна відпрацьованих або пошкоджених деталей, усунення несправностей та проведення післяремонтних випробувань і регулювань.

Як правило, технічні догляди та поточні ремонти проводять на місці встановлення електрообладнання.

Технічні догляди і поточний ремонт електрообладнання проводять електромонтери ТОВ ПТРЗ відповідно до графіків, затверджених головним інженером.

Роботи, пов'язані з технічним доглядом і поточним ремонтом електрообладнання, повинні виконувати електромонтери, що пройшли перевірку знань з техніки безпеки та мають кваліфікаційну групу не нижче третьої.

Контроль за своєчасним і високоякісним виконанням робіт покладається на особу, що відповідає за експлуатацію електрообладнання.

### **3.1.1 Діагностування електрообладнання при технічному обслуговуванні**

Періодичність та обсяги робіт при технічному обслуговуванні та ремонті електрообладнання встановлюються системою ПЗРЕО на основі статистичного аналізу причин і частоти відмов складових частин електротехнічного обладнання.

Діагностування, як технологічний процес визначення технічного стану обладнання (спрацювання його деталей, залишкового ресурсу та ін.), є засобом підвищення надійності його роботи та скорочення затрат праці на технічне обслуговування та ремонт. На основі аналізу технічного стану конкретного обладнання діагностування дає можливість визначити час проведення технічного обслуговування чи ремонту і обсяг робіт. Тобто діагностуванням встановлюють строк, при якому спрацювання окремих деталей досягне критичного значення, за яким настане відмова обладнання. Це дуже важливо, тому що вихід з ладу одного електричного двигуна чи апарата може призвести до поломки обладнання технологічних ліній.

При використанні діагностування, деякі роботи передбачені системою ПЗРЕО і зв'язані з частковим або повним розбиранням обладнання, не обов'язкові. При цьому строк проведення регламентних робіт визначають при діагностуванні, яке проводять, як правило, без розбирання електрообладнання.

Діагностування необхідно проводити разом з технічним обслуговуванням (в строки, визначені ПЗРЕО), а поточний ремонт – за результатами діагностування.

Деяке обладнання постійно діагностують, застосовуючи автоматичні діагностичні пристрої, наприклад, електрообладнання заглибних насосів.

В процесі роботи складові частини електрообладнання спрацьовуються до критичної величини, при якій настає відмова. Відмови бувають конструкційні, зумовлені помилками при проектуванні обладнання; технологічні, причинами яких є порушення технології при виготовленні обладнання; експлуатаційні, спричинені порушенням правил технічної експлуатації електрообладнання; відмови, зумовлені старінням конструкційних матеріалів.

Надійність роботи оцінюють за інтенсивністю відмов. Початок експлуатації електрообладнання (період спрацювання) характеризується порівняно високою інтенсивністю відмов, серед яких переважають технологічні. Основною причиною поломок після періоду припрацювання є експлуатаційні відмови. Інтенсивність відмов збільшується у два рази в кінці строку служби електрообладнання, що зумовлено відмовами спрацювання. Слід відмітити, що найчастіше причинами виходу з ладу електрообладнання є експлуатаційні відмови.

### **3.1.2 Технічне обслуговування та ремонт силових трансформаторів**

#### **3.1.2.1 Огляди трансформаторів**

Велике значення при правильній експлуатації силових трансформаторів є своєчасний огляд трансформатора і виявлення дефектів.

Огляд силових трансформаторів без їх відключення в розподільчих пунктах необхідно проводити не менше одного разу в 6 місяців.

Щоб попередити можливість нещасного випадку, оглядають силові трансформатори черговий персонал з порогу камер, стоячи перед бар'єром.

Позачергові огляди трансформаторів проводять, якщо різко змінилась температура зовнішнього повітря. А також при кожному відключенні трансформатора від захисту чи появи сигналу від газового реле.

При огляді силових трансформаторів перевіряють:

- стан під'їздів і підходів, збереженість і справність огороження, дверей, віконних і вентиляційних отворів, стан всього приміщення і відсутність течі через покрівлю;
- стан кожухів трансформаторів і відсутність течі масла через кришку, фланці і спускні крани;
- відповідність рівня масла в розширювачі температурній позначці і наявність масла в масло наповнених водах;
- стан масло збірних пристроїв;
- температуру масла в трансформаторі по термометру або манометричному термосигналізатору;
- стан ізоляторів і розрядників, запиленість і забрудненість їх поверхні;
- стан шинопроводів і кабелів, відсутність нагріву в контактах;
- справність освітлення, сигналізації в пробивних запобіжників;
- стан мережі заземлення і справність протипожежних пристроїв.

Несправності, які виявлені під час огляду трансформаторів, ліквідують при першій можливості, а у випадку аварії або нещасного випадку – негайно відключають. Силою трансформатори виводять із роботи, якщо:

- сильний нерівномірний шум і потрiскування всередині трансформатора;
- ненормальний і постійно зростаючий нагрів трансформатора при номінальному навантаженні;
- викид масла із розширювача;
- течі масла з пониженням його рівня в масломірному склі;
- різкій зміні кольору масла;
- сколи і тріщини на ізоляторах, слизькі розряди або сліди їх перекриття;
- наявність в маслі вугілля, води, великої кількості механічних домішок;
- квасну реакцію масла;
- пониження прибивної напруги і зниження температури спалаху масла більш чим на 5°C проти попередніх випробувань, а також пониження опору ізоляції більш чим на 50% ніж перше початкове значення або в порівнянні з заводськими даними.

### 3.1.2.2 Експлуатація трансформаторного масла

Особливе значення при експлуатації трансформатора є спостереження за станом масла. Масло в трансформаторі служить як для ізоляції, так і для охолодження обмоток, і від його стану залежить надійність роботи трансформатора.

Під час експлуатації трансформатора проходить старіння масла і воно втрачає свої початкові властивості.

Крім того погіршується властивості масла із-за старіння, спостерігається зміна його властивостей при ненормальних режимах роботи. Так, при місцевих нагрівах, пошкодженні ізоляції між стальними листами магнітопроводу, поганому контакті в перемикачі відгалужень або на виводах обмоток під кришкою трансформатора і при виткових замкненнях в обмотках проходить розклад масла.

Стандартом встановлені норми на стан трансформаторного масла як свіжого, яке не було у використанні, так і експлуатаційного.

В нормах визначені також терміни відбору проб масла із трансформаторів. Знання цих норм край необхідно для грамотного ведення експлуатації трансформаторів.

Трансформаторне масло потрібно піддавати лабораторним випробуванням в такі терміни:

- із трансформаторів напругою 10 кВ включно скороченому аналізу – не рідше одного разу в 3 роки;
- із герметизованих трансформаторів на електричну витривалість – один раз в 2 роки;
- після капітального ремонту трансформаторів – скороченому аналізу.

У випробування ізоляційного масла на електричну витривалість входить перевірка пробивної напруги і визначення наявності в маслі взвішеного вугілля і механічних домішок.

В об'єм скороченого аналізу ізоляційного масла входить:

- визначення температури складу;
- електричної витривалості;

- визначення кислотного числа;
- якісне визначення змісту взвішеного вугілля, механічних домішок і наявність води.

Щоб зменшити старіння масла і підтримати його ізоляційні властивості, масло в трансформаторах потужністю 100 кВ·А необхідно піддавати регенерації, тобто встановленню його властивостей за допомогою термосифонних фільтрів або абсорберів. По мірі погіршення показників якості масла його періодично очищують за допомогою фільтрпресів, сепараторів і абсорберів.

Старіння масла в трансформаторах проходить швидко при його перегріву. Строк служби масла в трансформаторах скорочується в 2 рази, якщо його температура підвищується на 10°C вище норми. В експлуатації трансформаторів гранична температура верхніх слоїв масла допускається до 95°C при температурі оточуючого повітря 35°C, тільки щоб термін придатності трансформаторного масла був достатньо довгий, температура верхніх слоїв не повинна перевищувати 85°C.

### **3.1.2.3 Сушіння силових трансформаторів**

Спосіб сушіння силових трансформаторів струмами нульової послідовності придатний для трансформаторів всіх потужностей /рис. 3.1./. Час сушіння значно менший ніж при інших способах. Затрати енергії на сушіння невеликі.

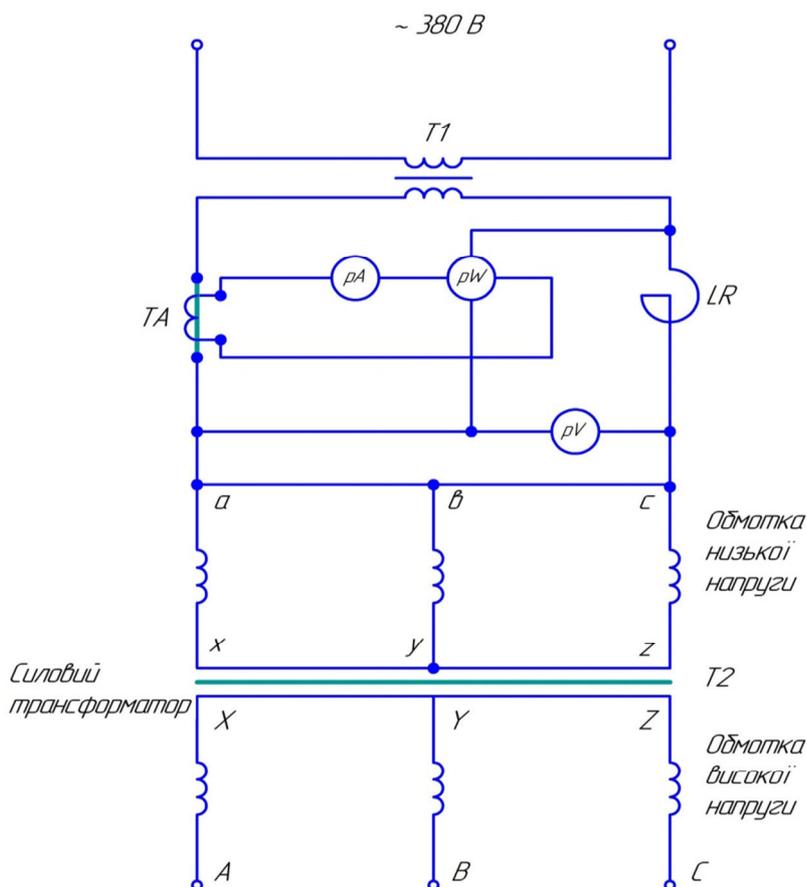


Рисунок 3.1. – Схема сушіння ізоляції силового трансформатора струму нульової послідовності.

Потужність, яка необхідна для сушіння  $P$ , кВт визначається за формулою (3.1) по [11., с. 36]:

$$P = 1 + \frac{S_H}{100}, \quad (3.1)$$

де,  $S_H = 400$  кВ·А – номінальна потужність силового трансформатора, кВ·А.

Тоді:

$$P = 1 + \frac{400}{100} = 500 \text{ кВт.}$$

Напругу сушіння  $U$ , В визначаємо за формулою (3.2) по [11., с. 36]:

$$U = \sqrt{\frac{P \cdot Z_0 \cdot 10^3}{3 \cdot \cos \varphi_0}}, \quad (3.2)$$

де  $\cos \varphi_0 = 0,2 \div 0,7$ , приймаємо  $\cos \varphi_0 = 0,6$ ;

$Z_0 = 0,05$  Ом, - опір нульової послідовності визначаємо за формулою (3.3) по [11., с. 36]:

$$Z_0 = (3 \div 3,5) \cdot \frac{U_K \cdot U_{\text{ф.н.н.}}}{I_{\text{ф.н.н.}} \cdot 100}, \quad (3.3)$$

де,  $U_{\text{ф.н.н.}} = 220$  В – фазна напруга на низькій стороні;

$I_{\text{ф.н.н.}}$  – фазний струм на стороні низької напруги, який визначається за формулою (3.4) по [3., с. 58]:

$$I_{\text{ф.н.н.}} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{H2}}, \quad (3.4)$$

Тоді:

$$I_{\text{ф.н.н.}} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380} = 608 \text{ A};$$

Тоді:

$$Z_0 = 3 \cdot \frac{4,5 \cdot 220}{608 \cdot 100} = 0,05 \text{ Ом};$$

Тоді:

$$U = \sqrt{\frac{5 \cdot 0,05 \cdot 10^3}{3 \cdot 0,6}} = 12 \text{ В}.$$

Фазна сила струму сушіння для трансформатора визначається за формулою (3.5) по [11., с. 36]:

$$I_0 = 10 + 0,35 \cdot S_H, \quad (3.5)$$

Тоді:

$$I_0 = 10 + 0,35 \cdot 400 = 150 \text{ A.}$$

Вимірювати опір ізоляції обмоток можна тільки при відключеному трансформаторі, бо у фазах обмотки високої і низької напруги наводиться Е.Р.С. значної величини від потоків нульової послідовності.

### **3.2 Експлуатація конденсаторної установки**

Обслуговування конденсаторних установок повинно вестися у відповідності до „Правил безпечної експлуатації електроустановок” введених в дію з 01.03.98р.

Під час експлуатації комплектних конденсаторних установок необхідно слідкувати за температурою, струмом і напругою, які не повинні перевищувати максимальних величин, гарантованих заводами-виробниками цих установок.

При налагодженні ККУ і пристроїв автоматичного керування необхідно також слідкувати за тим, щоб при неодноразових випробувальних включеннях конденсаторної батареї під напругою розрядні опори обов'язково були підключені до батареї і повторне включення батареї після її відключення проводилось не раніше чим через 3-5 хв. Після розряду батареї. В протилежному випадку включення в мережу незарядженої батареї може призвести до виходу із ладу вимикача або конденсаторів.

Експлуатацію конденсаторів призупиняють і установку відключають від мережі, якщо спостерігається: підвищення напруги на шинах живлення більше 110% від номінальної напруги конденсаторів; перевищення граничної температури конденсаторів; спучення стінок конденсаторів; нерівномірність навантаження

окремих фаз, перевищуюча 10%; збільшенні струму конденсаторної батареї понад 15% від номінальної величини. Тобто, обслуговування конденсаторної установки зводиться до спостереження за приладами, які характеризують її роботу (амперметри, вольтметри і термометри).

При експлуатації батареї конденсаторів періодично оглядають без їх відключення (через сіткову огорожу) в такі строки: при напрузі до 1000 В і потужності до 500 квар – не рідше одного разу в місяць.

Під час огляду конденсаторної установки перевіряють:

- справність огорожень і засувів, відсутність в приміщенні і на установці сторонніх предметів, пилу, сміття і тріщин на ізоляторах;
- температуру оточуючого повітря, яка не повинна перевищувати границі, допустимі для цього типу конденсаторів;
- відсутність видимих пошкоджень конденсаторів – спучення стінок корпусів, слідів витікання масла, або синтетичної рідини;
- величину струму і напруги і рівномірність навантаження фаз;
- справність кіл розрядного пристрою;
- справність всіх контактів, наявність і справність засобів захисту і блокування безпеки, наявність і якість захисних пристроїв і засобів гасіння пожежі (розрядні штанги, рукавиці, вогнегасники, ящик з піском та інше).

### **3.3 Ремонт електрообладнання конденсаторної установки**

Для зменшення ймовірності виходу батарей конденсаторів з ладу, крім оглядів проводять поточні ремонти з відключенням конденсаторної установки від мережі не частіше одного разу на рік. В склад поточних ремонтів конденсаторів входять: перевірка затягнення гайок в контактних з'єднаннях і цілісності запобіжників в колі розрядного пристрою; детальна очистка поверхні ізоляторів, баків конденсаторів, апаратури від пилу та інших забруднень; вимір ємності кожного конденсатора; перевірка конденсаторів мегомметром на відсутність замкнення між затискачами та корпусом; зовнішній огляд якості приєднання розгалужень до заземлюючого пристрою.

В разі необхідності дотику до конденсаторів при ремонті після їх відключення від джерела напруги треба провести розряд конденсаторів замкненням виводів між собою і на корпус (на землю) не залежно від автоматичних розрядних пристроїв. При постійно включених розрядних опорах конденсаторні батареї можна повторно вмикати тільки за деяким часом, достатнім для розряду батареї.

Нова конденсаторна установка перед першим включенням проходить попереднє випробування, до яких входить: вимірювання опору ізоляції мегомметром при напрузі 2500 В; вимірювання ємності конденсаторів; випробування підвищеною напругою змінним струмом частотою 50 Гц.

Величина напруги випробування приведена в таблиці 3.3.1.

Таблиця 3.3.1 – Величини напруги випробування конденсаторних установок

| Напруга випробування, кВ    | Номінальна напруга конденсаторів |
|-----------------------------|----------------------------------|
| Випробування між обкладками | 0,72 кВ                          |
| Випробування на корпус      | 2,1 кВ                           |

Час дії прикладеної випробувальної напруги 1 хв. Випробування змінним струмом може бути при відсутності необхідного джерела замінено випробуванням випрямленою напругою підвищеної величини.

По закінченню випробувань конденсаторної установки вона додатково випробовується триразовим підключенням на номінальну напругу. При цьому контролюються величини струмів всіх фаз. Струми в різних фазах не повинні відрізнятися один від одного більше ніж на 5%.

### 3.4 Підвищення надійності в роботі конденсаторної установки

Надійна робота конденсаторної установки забезпечується перш за все правильним їх вибором за потужністю, режимом роботи, виконанням, ступенем захисту від дії навколишнього середовища. Поряд з цим дуже важливо технічно гра-

можно розробити схему керування конденсаторною установкою, вибрати пускозахисну апаратуру, провідникові матеріали. Не менше значення має також дотримання діючих норм і правил при монтажі та експлуатації конденсаторної установки.

Заходи по підвищенню надійності роботи конденсаторної установки можна поділити на організаційні та технічні.

Організаційні передбачають організацію висококваліфікованого технічного обслуговування та ремонту електрообладнання конденсаторних установок.

Високого рівня надійності не можна досягти без діагностування.

До технічних належать встановлення пристроїв у схему керування та живлення конденсаторної установки, які слідкують за її технічним станом, постійно діагностують і відключають або не дозволяють вмикати її при загрозі аварійних режимів.

Перспективним напрямом в розвитку систем захисту конденсаторних установок є застосування електронних реле та мікропроцесорних пристроїв захисту. Вони надійно захищають конденсаторні установки від не нормальних режимів. Мікропроцесорні пристрої захисту мають малу енергоємність, широкі межі регулювання, можливість дистанційного управління. Крім захисту, вони можуть регулювати ступінь навантаження конденсаторної установки.

Підвищити стійкість контактних електричних апаратів, розміщених в закритій оболонці, можна також інгібіторами, які випаровуються при звичайній температурі протягом багатьох років, заповнюючи оболонку своїми парами, що мають антикорозійні властивості. При цьому значно сповільнюють швидкість корозії струмоведучих частин, елементів кріплення, електричних контактів. Лист картону просочують інгібітором і приклеюють на внутрішню поверхню оболонки апарата.

Забезпечити надійне виконання функцій захисних апаратів можна тільки при правильному їх виборі та проведенні висококваліфікованого налагодження та регулювання. Адже захисні характеристики апаратів під дією різних причин можуть змінюватись, тому потрібно регулярно перевіряти та регулювати уставки розчіплювачів.

Основними економічними показниками технічного обслуговування, діагностування і ремонту є початкові капітальні вкладення і річні економічні затрати на експлуатацію та ремонт обладнання конденсаторної установки.

Оптимальне рішення приймають при порівнянні кількох варіантів, які забезпечують однаковий ефект.

## ВИСНОВОК

У кваліфікаційній роботі бакалавра порушена одна із проблем підвищення коефіцієнта корисної дії роботи системи електропостачання і покращення якості постачаної споживачу електричної енергії шляхом підвищення коефіцієнта потужності в умовах ТОВ ПТРЗ.

Підвищення коефіцієнта потужності на 0,01 в масштабі країни дає можливість додаткового корисного відпуску електроенергії до 80 млн кВт·г рік.

Тому в проекті запропонована система електропостачання споживачів ТОВ ПТРЗ шляхом спорудження головної розподільчої підстанції з встановленням силових трансформаторів і компенсуючи пристроїв на стороні 0,4 кВ в центрі електричних навантажень підприємства.

Розглянуті питання природного і штучного підвищення коефіцієнта потужності на ділянці потужних споживачів, що розташовані поблизу головної розподільчої підстанції. За величинами розрахункових активної, реактивної і повної потужності ділянці визначений середньозважений коефіцієнт потужності.

З врахуванням величини середньозваженого коефіцієнта потужності, визначена потужність компенсуючого пристрою, відповідно до вимог, щодо компенсації реактивної енергії в системі розподільчих мереж промислових підприємств.

Вибрані конденсаторні установки УКН-0,38-75УЗ для компенсації реактивної потужності на вказаному об'єкті.

Крім того, в роботі проведений вибір силових трансформаторів на основі техніко-економічного розрахунку, які встановлені на ГРП.

Виконаний розрахунок струмів короткого замикання, вибране електротехнічне обладнання.

Запропонована система електропостачання в умовах ТОВ ПТРЗ буде надійною і економічною. Монтаж і ремонт електротехнічного обладнання буде проводитись в максимально короткі строки і при високій якості.

Експлуатація електротехнічного обладнання системи електропостачання споживачів ТОВ ПТРЗ буде зручною і безпечною.

### Список використаних джерел

1. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1987;
2. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. – М.: Энергия, 1989;
3. Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: Высшая школа, 1975;
4. Правила улаштування електроустановок. – К.: Індустрія, 2008;
5. Цигельман И.Е., Тульчин И.К. Электроснабжение, электрические сети и освещение. – М.: Высшая школа, 1970;
6. Васин В.М., Липкин Б.Ю. Дипломное проектирование для специальности электрооборудование промышленных предприятий и установок. – М.: Высшая школа, 1980;
7. Справочная книга для проектирования электрического освещения. – Л.: Энергия, 1976;
8. Жидецький В.Ц. Основи охорони праці. – Львів.: Афіша, 2002;
9. Охрана труда в электроустановках. /под.ру.проф. Б.А. Князевського – М.: Энергия, 1977;
10. Зюзин А.Ф., Вишток А.М., Поконов Н.З. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок. – М.: Высшая школа, 1971;
11. Коханівський С.П., Наливайко В.А. Технічне обслуговування і ремонт силового електрообладнання. – К.: Урожай, 1990;
12. Довідник з експлуатації електрообладнання /за ред. М.О Корченного. – К.: Урожай, 1986;
13. Киреев М.И., Коварский А.И. Монтаж, эксплуатация электрооборудования станций, подстанций и линий электропередачи. – М.: Высшая школа, 1974;

14. Шарамок І.І., Марченко О.С., Гоцуляк П.М. Довідник по монтажу і налагодженню електрообладнання в сільському господарстві.- К.: Урожай, 1987;
15. Федоров А.А., Ристхайн Э.М. Электроснабжение промышленных предприятий – М.: Энергия, 1981;
16. Боженко Л.І. Стандартизація, метрологія та кваліметрія у машинобудуванні – Львів.: Світ, 2003;
17. Найфельд М.Р. Заземление, защитные меры безопасности. – М.: Энергия, 1971;
18. Львов А.П. Справочник электромонтера. – К.: Высшая школа, 1980;
19. Астафьев В.Е, Борзунов А.П., Веретенников В.Т., Морозова М.Ф. Экономика, организация и планирование электротехнического производства. Изд. 2-е перераб. и доп.. Учебник для техникумов. – М.: Энергия, 1977.
20. Економіка підприємства. Підручник /за заг.ред. С.Ф. Покропивного. – Вид. 2-ге, перероб. та доп. – К.: КНЕУ, 2001
21. Каганов И.Л. Курсовое и дипломное проектирование. – М.: ВО “Агроиздат”, 1990.
22. Синягин Н.Н. Система планово-предупредительного ремонта промышленных предприятий.
23. Бойчик І.М. Економіка підприємства. Навчальний посібник.-К.: Атіка, 2007.- 528с.
24. Васильков В.Г. Організація виробництва: Навчальний посібник.- К.: КНЕУ, 2003.- 524с.
25. В.Е. Астафьев, А.П. Борзунов, В.Г. Веретенников. Экономика, организация и планирование Электрического производства.
26. Ремонтне господарство підприємства [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу:  
<https://studfiles.net/preview/2425795/page:39/>
27. Компенсація реактивної потужності [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу:  
<http://www.svaltera.ua/solutions/typical/energy/6718.php>

28. Експлуатація трансформаторного масла [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу:

<http://forca.com.ua/transformatori/praktika/ekspluatsiya-transformatornogo-masla.html>

29. Гасіння пожеж на енергетичних об'єктах під напругою [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу:

<http://oppb.com.ua/docs/gasinnya-pozhezh-na-energetichnih-objekтах-pid-naprugoyu>

# ДОДАТКИ

## Додаток А

### 1. THEORETICAL PART

#### 1.1 The concept of reactive power

Electricity is produced, distributed and consumed mainly in the form of alternating current. Direct current, which has its advantages and uses, is obtained through the conversion of alternating current into direct current.

The main consumers of electricity in industrial enterprises are inductive current collectors, the main forms of induction motors and transformers, which provide the greatest impact on high power factor. For the operation of these current collectors you need to create an alternating magnetic field, which requires a so-called magnetic or reactive current.

Therefore, in electrical networks of alternating current, in addition to the active power required to ensure the operation of current collectors, reactive power is transmitted through all networks. Coverage of which, along with active power, is carried out by power plant generators.

The presence of an alternating electromagnetic field in the conductors during the progression of alternating current creates additional resistances compared to direct current, when the circuits contain only active resistances. If additional supports are called reactive, they are used in the inductive form and capacity of conductors. As the frequency of inductive resistance increases, and there is a mine - decreases. In the real dimension, there are active, inductive and variable supports. For such a circuit law,  $O_m$  will take the form of formula (1.1) from [3., f.7.5, p.258]: (for sequential combination of active, inductive and smaller resistances):

$$I = \frac{U}{z} = \frac{U}{\sqrt{r^2 + (x_L - x_C)}}, \quad (1.1)$$

where  $z$  is the impedance;

$r$  is the active resistance,  $O_m$ ;

$(xL - xC)$  - reactive resistance.

The current in circuit  $I$  can be supplied in the form of two components: the active component of the current  $I_a$  due to the active resistance, and the reactive component of the current  $I_r$  due to the reactance. The formulas (1.2) and (1.3):

$$I_a = I \cdot \cos\varphi; \quad I_p = I \cdot \sin\varphi; \quad (1.2) \quad (1.3)$$

As shown in Figure 1, you can build triangles of voltages, resistances and capacities.

Active power, or the average value of power  $P$ ,  $W$  for the period (constant power component) is determined by formula (1.4) from [15., f.2-17, p.20]:

$$P = U \cdot I \cdot \cos\varphi, \quad (1.4)$$

Electric machines, devices and installations are also characterized by their full power  $S$ . This power corresponds to the largest value of active power that can be obtained at a given voltage and current at  $\cos\varphi = 1$ .

The ratio of active power to full is called the power factor  $\cos\varphi$  and is determined by formula (1.5) from [15., f.5.7, p.136]:

$$\frac{P}{S} = \frac{U \cdot I \cdot \cos\varphi}{U \cdot I} = \cos\varphi, \quad (1.5)$$

When calculating electrical circuits finds acceptance value by formula (1.6):

$$Q = U \cdot I \cdot \sin\varphi, \quad (1.6)$$

Which is called reactive power.

Active, reactive and full power are related by the ratio of formula (1.7) with [15., f.3.16, p.116]:

$$S^2 = P^2 + Q^2, \quad (1.7)$$

The value of the reactive power  $Q$ , kvar can be given in the form of formula (1.8):

$$Q = S \cdot \sqrt{1 - (\cos \varphi)^2}, \quad (1.8)$$

or determine by formula (1.9):

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (1.9)$$

The value of  $\operatorname{tg} \varphi$  is called the reactive power factor. It characterizes the ratio of active and reactive load in any network.

It should be borne in mind that the demand of the power system for reactive power decreases with increasing voltage level and increases with decreasing voltage. This has a particularly sharp effect on short-term voltage drops in the power system - in accidents, when the reduction of reactive power regenerated by capacitors, negatively affects the reliability of power supply.

Low power factor at the same active power leads to an increase in current and, consequently, to an increase in voltage loss, which causes voltage deviations from the nominal value in the power supply system and worsens the mode of operation of current collectors. In networks with a significant inductive load and a power factor of  $0.4 \div 0.5$ , the voltage drop can reach  $20 \div 30\%$  of the nominal value. But the voltage in the mains to which the current collectors are connected can be increased by connecting a compensator to it blowing device.

Thus, the low power factor is a negative factor for both the energy system and the industrial enterprise. Therefore, it is necessary to strive to increase the power factor in industrial enterprises by introducing compensating devices that generate reactive power, as close as possible to electricity consumers who need reactive power / Fig. 1.1 /.

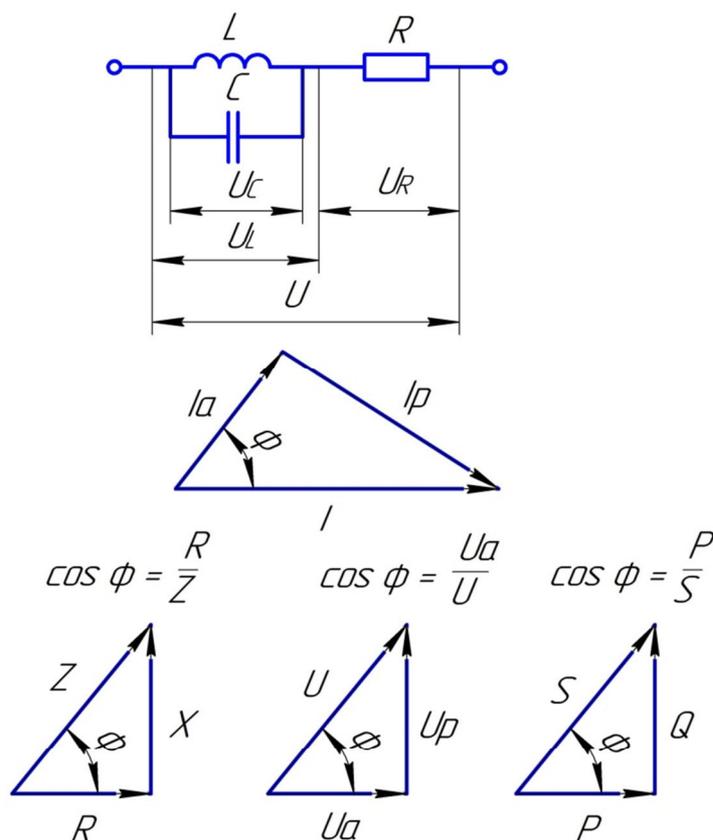


Figure 1.1. - Triangles of parameters of an electric circuit with L, R i C.

## 1.2 Factors affecting the balance of reactive power

In power supply systems have the advantage of inductance, which are due to:

- the principle of action of conversion of electric energy into mechanical;
- the principle of transformation;
- purposeful use of inductive resistance (for example, reactors to reduce short-circuit currents),
- conductors (cables, air conductors).

As a result, the current lags behind the phase relative to the voltage.

Only at active component of power there is a directed transfer of electric energy and conversion of useful power. In contrast to the active power required to create a magnetic field, the reactive component is necessary, but energetically undesirable fluctuations of energy with double frequency between source and consumer.

The bandwidth of the wires is significantly reduced in the case of a small power factor  $\cos \varphi$ . This reduces the required transmission of active power (low efficiency of the transmission), because the voltage losses in the network change, which significantly depend on the power factor.

The basic relationships between the power factor and other network parameters are shown in the graphic part of the qualification work.

Among a number of factors, the value of the power factor is significantly influenced by:

- poorly loaded induction motors, incorrect voltage selection in the power range of medium and low voltage motors;
- use of motors and other electrical equipment with poor power factor.

Deterioration of the power factor occurs due to poor loading of engines, idle reactors, transformers and rectifiers, as well as other electrical equipment, because in these cases the consumption of reactive energy increases.

The consequences of the deterioration of the power factor are:

- reduction of active power generation by generators and higher full load of synchronous motors;
- increasing the voltage drop between the source and the consumer;
- reduction of the transmitted active power through transformers and conductors, which reduces their capacity for active loading; because the limit heating load depends on  $\cos \varphi$ ;
- increase in power losses in the network in relation to the transmitted active power.

### **1.3 Determination of power factor**

Determination of the power factor is carried out using a phase meter. In its absence, the power factor is determined in one of the following ways:

Two three-phase wattmeters or one wattmeter with a switch are measured at the appropriate time P; Q; determine  $tg \varphi = \frac{Q}{P}$ , and then find the appropriate value in the tables  $\cos \varphi$ ;

Measured with two wattmeters  $P_1$ ;  $P_2$ ; determined by the formula (1.10):

$$tg \varphi_i = \frac{(P_2 - P_1)}{[\sqrt{3} \cdot (P_2 + P_1)]}, \quad (1.10)$$

where  $P_1$  i  $P_2$  – indicators of a wattmeter according to phases A and C;

Ammeter, voltmeter and three-phase wattmeter measure current, voltage and active power.

Determine the power factors  $\cos \varphi_i$  according to the formula (1.11) from [15.,c.118]:

$$\cos \varphi_i = \frac{P_i}{(\sqrt{3} \cdot U \cdot I)}, \quad (1.11)$$

where I, U, P – respectively, the current values of current, voltage and power, which are simultaneously determined by the readings of the devices.

In practice, the conventional weighted average value of the power factor is widely used  $\cos \varphi_{CB}$  per day, week, month, quarter or year. Value  $\cos \varphi_{CB}$  determined by the readings of active meters  $W_a$  and reactive  $W_p$  energy for a certain period of time for existing enterprises and are calculated by formulas (1.12) and (1.13) from [15., f.3.21, p.119]:

$$tg \varphi_{c3} = \frac{W_p}{W_a}, \quad (1.12)$$

$$\cos \varphi_{\text{сз}} = \sqrt{1 - \left(\frac{W_p}{W_a}\right)^2}. \quad (1.13)$$

When designing, usually, the weighted average power factor is found by determining the calculated force loads by the method of the maximum factor.

The basis for determining such loads from the group of current collectors, taking into account the maximum coefficient, is the method of ordered diagrams, which makes it possible in terms of rated power and characteristics of current collectors determine the estimated maximum load:

$$\text{- АКТИВНОГО} \quad P_{\text{МАКС}} = K_{\text{МАКС}} \cdot K_B \cdot P_{\text{НОМ}}, \quad (1.14)$$

where  $K_{\text{МАКС}}$  – maximum coefficient;

$K_B$  – utilization factor;

$P_{\text{НОМ}}$  – rated power of the group of current collectors, A.

$$\text{- reactive} \quad Q_{\text{МАКС}} = 1,1 \cdot Q_{\text{СМ}}, \quad (1.15)$$

At  $n_{\text{еф}} \leq 10$ , or  $Q_{\text{МАКС}} = Q_{\text{СМ}}$  at  $n_{\text{еф}} > 10$ ,

where  $Q_{\text{СМ}}$  – daily reactive power in the busiest shift, kvar;

$n_{\text{еф}}$  – effective number of current collectors, pcs.

$$\text{- full} \quad S_{\text{МАКС}} = K_{\text{МАКС}} \cdot K_B \cdot P_{\text{НОМ}}, \quad (1.16)$$

After determining the active and full load find the weighted average power factor according to the formula (1.17) from [15., f.3.18, p.118]:

$$\cos \varphi_{\text{ср.зв}} = \frac{P_{\text{МАКС}}}{S_{\text{МАКС}}}. \quad (1.17)$$

The most favorable power factor of electrical installations is determined from the conditions of achieving the greatest annual energy savings due to reduced electricity losses from reactive loads of the power line or the use of increased network capacity (lines and transformers) due to reactive load compensation.

#### **1.4 Sources of reactive power at the enterprise**

In industrial electrical installations under normal operating conditions, most consumers are dominated by active and inductive resistance, and a significant capacity is characterized by a small number of current collectors. Therefore, the consumption of reactive power by industrial enterprises in natural conditions is large and is close in magnitude to the consumption of active power. The weighted average natural  $\cos \varphi$  at many enterprises has a value of  $0.8 \div 0.7$  and below.

To compensate for the reactive power consumed in the networks of industrial enterprises, its sources (generators) are used. Sources of reactive power at industrial enterprises are power plant generators, synchronous compensators, synchronous motors, capacitor banks, thyristor compensators.

The most common sources of reactive power in industrial enterprises are synchronous motors and batteries of transverse capacitors. Synchronous motors are the drives of mechanisms and machines and can at the same time be used as reactive power sources.

This is their main advantage over other sources of reactive power, which are installed specifically to compensate for reactive power. Capacitor batteries are the most widely used as a source of reactive power in industrial enterprises.

#### **1.5 Characteristics of electricity consumers**

The consumers of electricity at the facility are mainly asynchronous motors. For normal operation, induction motors require both active and reactive energy produced by

synchronous generators. Active and reactive energy are transmitted through the three-phase alternating current power supply system from power plants to current collectors.

Reactive power consumed by the enterprise is distributed between certain types of current collectors as follows: 65-70% is accounted for by induction motors, 20-25% by transformers and about 10% by overhead electrical networks and other consumers (fluorescent lamps, reactors, inductive devices, etc).

Therefore, an acute problem is the reduction in reactive energy consumption, or its compensation at the facility by placing compensating devices.

In general, the electricity supply to the facility's electricity consumers must be reliable, uninterrupted and economical. According to the reliability of electricity supply, the industrial facility belongs to the consumers of the 2nd category.

According to the requirements of the Rules of arrangement of electrical installations, category 2 electricity consumers must be supplied with electricity from two independent power sources, as power outages can lead to underproduction and disruption of the technological process, disrupt this technological process, or lead to an emergency.

Thus, a 10 / 0.4 kV step-down substation with two power transformers will be built on the territory of the enterprise, the capacity of which will be determined on the basis of technical and economic calculation, based on the calculated capacity of enterprises on the side of 0.4 kV with the provision of compensating devices.

## **1.6 Ways to increase the power factor at the facility**

Improving the power factor in an industrial enterprise can be achieved only with the right combination of different ways to increase it, each of which must be technically and economically justified. Measures to increase the power factor can be divided into the following groups:

- introduction of compensating devices and installations. Measures to reduce the consumption of reactive power by current collectors should be

considered in the first place, because their implementation usually does not require significant capital expenditures. These include:

- streamlining of the technological process, which leads to the improvement of energy equipment mode;
- replacement of lightly loaded asynchronous motors with motors of lower power;
- voltage reduction at the terminals of electric motors that systematically operate with low load;
- limitation of idling of electric motors;
- introduction of synchronous motors instead of asynchronous ones of the same power in cases if it is possible under the conditions of technological process;
- improving the quality of repair of electric motors;
- replacement and rearrangement of light-loaded power transformers.

Consider the effectiveness of these measures.

### 1.6.1 Replacing low-load engines with lower power engines

The magnitude of the reactive power consumption of the AM depends on the load factor and the nominal power factor of the engines. At rated load and rated voltage, the AM consumes reactive power  $Q_H$ , quart by the formula (1.18) on [15., f.5.7, p.136]:

$$Q_H = \frac{P_H}{\eta_{\text{дв.н}}} \cdot \tan \varphi_H, \quad (1.18)$$

where  $\eta_{\text{дв.н}}$  – Coefficient of performance engine at full load.

Reactive power consumed by the engine from the mains at idle,  $Q_{\text{x.x.}}$ , kvar can be found by expression (1.19) on [15.,f.5.8.,p.136]:

$$Q_{\text{x.x.}} = \sqrt{3} \cdot U_H \cdot I_{\text{x.x.}} = \cos \varphi, \quad (1.19)$$

where  $I_{x.x.}$  – idling current of an induction motor, A.

For engines with a nominal power factor  $\cos \varphi_n = 0.91 \div 0.93$ , the reactive power of idling is about 60% of the reactive power at nominal engine load. For engines with  $\cos \varphi_H = 0.77 \div 0.79$  it reaches 70%.

Increased reactive power consumption at full engine load compared to idle consumption  $\Delta Q_H$  is as follows from the formula (1.20) on [15.,f.5-9,p.136]:

$$\Delta Q_H = Q_H - Q_{x.x.} = \frac{P_H}{\eta_{д,н}} \tan \varphi_H - \sqrt{3} \cdot U_H \cdot I_{x.x.}, \quad (1.20)$$

When loading an induction motor, less than the nominal, the increase in reactive power consumption compared to idling is proportional to the square of the engine load factor  $\Delta Q$  is as follows from the formula (1.21) on [15.,f.5-10,p.137]:

$$\Delta Q = K_3^2 \cdot Q_H, \quad (1.21)$$

where  $K_3 = P/P_H$  – engine load factor.

Thus, the reactive power consumed by the engine at an arbitrary load  $Q$ , kvar is according to the formula (1.22) from [15.,f.5.11,p.137]:

$$Q = Q_{x.x.} + \Delta Q_H \cdot K_3^2, \quad (1.22)$$

Power factor of an induction motor at arbitrary load  $\cos \varphi$  determined by the formula (1.23) from [15.,f.5.12,p.137]:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left( \frac{Q_{x.x.} + \Delta Q_H \cdot K_3^2}{P_H \cdot K_3} \right)^2}}. \quad (1.23)$$

That is, the engine power factor decreases with decreasing load.

For example, if for a particular engine at 100% load  $\cos \varphi_n = 0.8$ , then at 50%  $\cos \varphi_{0.5} = 0.65$ , at 30%  $\cos \varphi_{0.3} = 0.51$ . It follows that the replacement of systematically low-load motors with lower-power motors increases the power factor of the electrical installation.

Studies have shown that with an average engine load of up to 45% of the nominal value of its power, its replacement by lower power is always appropriate and verification by calculations is not required. When loading AM more than 70% of the rated power, it can be assumed that its replacement is not appropriate. When loading AM in the range from 45 to 70%, the feasibility of their replacement must be confirmed by a sufficient reduction of the total loss of active power in the electrical system and induction motor.

It should be noted that for the industrial enterprises to consider questions of replacement of AM of smaller capacity, it is expedient only for AM which are not built in the mechanism. Replacing low-load engines built into the mechanism is so expensive and complicated that it is almost impractical.

### **1.6.2 Voltage reduction in low-load motors**

If it is impossible to replace low-load AM, it is necessary to check the integrity of the voltage reduction. Reducing the voltage at the terminals of the AM to a certain minimum allowable value  $U_{min}$  leads to a decrease in its consumption of reactive power (due to a decrease in the magnetizing current) and an increase in the power factor. At the same time reducing the loss of active power and, accordingly, increases the efficiency of the engine. In practice, use the following methods to reduce the voltage in lightly loaded induction motors:

- switching the stator winding from triangle to star;
- sectioning of stator windings;
- voltage reduction in factory networks by connecting branches of step-down transformers.

Switching the stator winding from triangle to star is recommended for motors with voltage up to 1000V, systematically loaded less than 35 ÷ 40% of rated capacity. When switching from  $\Delta$  to  $*$ , the maximum torque is reduced by 3 times, so it is necessary to check the stability of the engine. The maximum load factor is approximately equal to:

$$K_{3.г.} = \frac{K_{m.m.}}{4,5}. \quad (1.24)$$

where,  $K_{m.m.}$  – the multiplicity of the maximum torque on the motor shaft relative to the nominal.

If the motors are made with parallel branches in the stator winding, the partitioning is done simply by soldering the front connections of the winding.

It is more difficult to switch the stator winding of the motor to another connection scheme if it is made of a single wire. In such conditions switching of sections of a winding is possible only at capital repairs of motors. Switching the branches of the step-down transformer to reduce the operating voltage of induction motors is also a normal operation, if the transformer does not supply other current collectors at the same time, which does not allow voltage drop at their terminals.

### **1.6.3 Restriction of idling of running induction motors**

The operation of most induction motors is characterized by the fact that in the intervals between loads, they rotate at idle. For some consumers, the idling time of engines reaches 50 ÷ 65% of the total operating time. If the idling intervals are large enough, it is advisable to disconnect the engine from the mains at this time. The consumption of active and especially reactive energy will be significantly reduced. In the case of idling limiters, savings calculations are made according to the graphs of active and reactive power consumed by induction motors.

#### **1.6.4 Improving the quality of repair of induction motors**

When performing engine repairs, it is necessary to take into account and strictly adhere to the nominal data of the engines. Otherwise, engines with increased reactive power consumption, large uneven load of individual phases, increased no-load current, significant deviation from factory winding data and other serious shortcomings can be released from repair. All this creates an increase in energy loss and impairs the natural capacity of the enterprise.

#### **1.6.5 Replacement and rearrangement of power transformers**

An effective result in increasing the natural power factor of an industrial enterprise can be achieved by streamlining the operation of transformers, which is carried out by replacing and regrouping them, as well as by turning off some transformers during low loads. If these measures reduce the consumption of reactive power and reduce the loss of active power, then their implementation is definitely appropriate.

#### **1.6.6 Increasing the power factor in lighting networks with discharge lamps**

Discharge lamps are significant consumers of reactive power. Discharge lamps have a falling volt-ampere characteristic. Therefore, the gas discharge lamps are switched on in series with the ballast resistance. The ignition voltage of a fluorescent lamp is usually 2 times the operating voltage of the lamp and  $\cos \varphi$  for fluorescent lamps with a choke is 0.5.

For DRL lamps with a choke, the power factor is 0.57 and the reactive power consumed by lighting installations with DRL lamps, without taking into account the compensation, is very high.

Starting control equipment (PRA) for gas discharge lamps with capacitors as ballast resistance has less durability, because the capacitors have a shorter service life than inductors.

Built-in capacitors for individual compensation of reactive power are used in some types of ballasts for discharge lamps, increase the power factor to  $0.92 \div 0.95$ .

Produced ballasts are designed to turn on and adjust one or two gas-discharge lamps. Therefore, at enterprises for lighting electrical installations with gas-discharge lamps, group compensation of reactive power is used. For DRL lamps, the power of group capacitor batteries is selected at the rate of 1.1 kvar per 1 kW of installed power, for fluorescent lamps  $1.2 \div 1.3$  kvar per 1 kW with the calculation of increasing the power factor to 0.95. The electrical industry produces complete condenser units (CCU) of the UK-0.38 type, with a capacity of 36, 54, 72, 108 and 144 kvar, mounted in metal cabinets, especially for lighting installations, while a more economical solution is achieved.

Increasing the power factor of electrical installations is an important task, because low  $\cos \varphi$  leads to overconsumption of metal for the construction of electrical networks, increased electricity losses, underutilization and reduced efficiency of primary motors and generators of power plants and transformers of electrical substations.

### **1.7 Justification of the choice of the type of reactive power compensation**

As already noted in paragraph 1.5 of the calculation and technical part to the networks with a voltage of 380/220 In «PTRZ» connected most of the consumers of reactive power. The load power factor of which does not exceed 0.8. Networks «PTRZ» voltage of 380 V is significantly distant from the power supply, so the transfer of reactive energy to the low voltage network requires increasing the cross section of power lines, increasing the power of power transformers and is accompanied by losses of active and reactive energy. The costs due to these factors can be reduced by compensating the reactive power directly in the low voltage network.

Compensation of reactive power of electrical installations of industrial enterprises is carried out by means of static capacitors which include in parallel to consumers of electric energy / cross compensation /.

Capacitor installations are special tanks designed to generate reactive power. In their action, they are equivalent to an overexcited synchronous compensator and can

only operate as reactive energy generators. Usually capacitor banks are connected to a three-phase mains according to the triangle scheme. When disconnecting the capacitor units, it is necessary that the energy accumulated in them is discharged to the automatically switched on active resistance. The value of which must be such that when disconnected there is no overvoltage on the capacitor terminals.

Capacitor systems in comparison with other sources of reactive energy have such advantages as small losses of active power ( $0,0025 \div 0,005$  kW / kvar), simplicity of operation (due to lack of rotating parts), simplicity of performance of installation works, for installation of condenser installations can be used. any dry room.

The disadvantages of capacitor installations include the dependence of the generated energy on voltage, sensitivity to rising supply voltage and insufficient stability, especially in short circuits and overvoltages.

Capacitors are protected by fuses in phases.

Placement of capacitors in networks with voltage up to 1000 V and above should satisfy the condition of the greatest reduction of losses of active power from reactive loadings. There are three main schemes of placement of static capacitors to compensate for reactive loads: individual, group and centralized / sheet graphic part /.

Individual compensation is the placement of capacitors directly near the current collectors / electric motor, etc./ and is the most effective, because unloading without reactive currents takes place all the way from the power generators to the power consumer. But when the current collector is disconnected, the effect of compensation is suspended, so individual compensation is used for current consumers who work for a long time without disconnection.

Group compensation is characterized by the connection of a capacitor bank to the busbars of power distribution points or shields. This method improves-

The use of capacitors, but not discharged from reactive currents distribution network from power points and shields to electrical receivers.

Centralized compensation is characterized by the placement of batteries of static capacitors on the busbars of the transformer substation from the high or low voltage. With this method of compensation, the network within the enterprise from reactive

currents are not discharged. Reactive power compensation occurs from the high voltage lines that supply the substation and further to the generators of the power plant.

Based on the above, it is advisable in the enterprise to use centralized reactive power compensation with the placement of static capacitors on the buses of the step-down transformer substation 10 / 0.4 kV from the low voltage, ie in the switchboard - 0.4 kV.

## Додаток Б

### 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

#### 4.1 Склад ремонтного господарства промислового підприємства

Призначення ремонтного господарства підприємства – своєчасне й у повному обсязі задоволення потреб виробничих підрозділів підприємства в технічному обслуговуванні та ремонті устаткування з мінімальними витратами. Виробничі підрозділи підприємства, що беруть участь у випуску продукції, використовують різноманітне технологічне устаткування. У процесі експлуатації устаткування піддається фізичному зношуванню, через що знижуються його точність, продуктивність й інші характеристики. Це може стати причиною зниження якості продукції, погіршення техніко-експлуатаційних характеристик устаткування та техніко-економічних показників виробництва. Для компенсації зношування та підтримки устаткування в працездатному стані на необхідному рівні необхідно вчасно замінити частини, що зносилися, устаткування, відновлювати їхні первісні властивості й розміри, проводити регулювання і настроювання окремих агрегатів, виконувати інші види робіт з технічного обслуговування й ремонту устаткування. Оскільки на підприємстві багато різноманітного технологічного устаткування, виникає потреба в систематичному виконанні великого обсягу ремонтно-профілактичних робіт чинностями спеціалізованих підрозділів. Такі спеціалізовані підрозділи на підприємстві поєднуються в єдине ремонтне господарство.

До складу ремонтного господарства підприємства входять загальнозаводські й цехові ремонтні підрозділи, що забезпечують ремонт й обслуговування технологічного устаткування: *ремонтно-механічний цех*, безпосередньо підлеглий головному механікові підприємства, і *цехові ремонтні бази*, що перебувають у веденні механіків цехів. До загальнозаводського ремонтного господарства ставляться також мастильне й емульсійне господарство, склади устаткування й запчастин. Координацію діяльності по технічному обслуговуванню й ремонту устаткування на підприємстві виконує *відділ головного механіка*. До складу ремонтного господарства великих промислових підприємств можуть також входити ремонт-

но-будівельний цех, що виконує ремонт будинків і споруджень на території підприємства, підлеглий відділу капітального будівництва, *електроремонтний цех*, що виконує ремонт енергоустаткування й підлеглий головному енергетикові. Основні функції ремонтного господарства:

- паспортизація й атестація устаткування;
- розробка технологічних процесів ремонту і їхнього оснащення;
- організація та планування технічного обслуговування і ремонту устаткування, робота ремонтного персоналу;
- виконання робіт з технічного обслуговування й ремонту, модернізації устаткування.

Ремонтне господарство підприємства виконує технічне обслуговування та ремонт устаткування. Ціль технічного обслуговування та ремонту устаткування є підтримка його в постійній працездатності. Досягнення цієї мети найбільш економічним способом припускає мінімізацію загальних витрат внаслідок виходу з ладу устаткування й на підтримку його в робочому стані. У технічному обслуговуванні можливі два різних підходи: реагування на факт поломки й запобігання факту поломки. Коли за умовами виробництва допустимо кожної з них, рішення приймається на основі критерію мінімуму загальних витрат: з одного боку, витрат від простоїв під час аварійних (непланових) ремонтів й їхньої вартості, з іншого боку – витрат від простоїв під час профілактичних (планових) ремонтів й їхньої вартості, на одних технічно обґрунтованих довготермінових тимчасових інтервалах (звичайно порівнянних з терміном служби устаткування).

У більшості випадків зупинка виробництва через відмову устаткування не припустиме або вкрай не бажана. Тому у виробництві переважає профілактичний підхід, націлений на запобігання фактів відмови устаткування внаслідок технічних несправностей. На практиці часто виявляється технічно неможливо й економічно не доцільно забезпечити повну безвідмовність роботи устаткування за ра-

хунок заходів профілактичного характеру, тому вони доповнюються мірами, що передбачаються на випадок відмови (аварійного виходу з ладу). При високій організації системи профілактичного обслуговування ймовірність відмови устаткування різко скорочується, можливі дрібні несправності можуть усуватися в поточному порядку. При цьому забезпечується баланс між витратами на профілактику відмов і втратами внаслідок відмов. Практичною реалізацією такого підходу є система технічного обслуговування і ремонту устаткування.

*Система технічного обслуговування і ремонту устаткування* – це сукупність запланованих організаційних і технічних заходів щодо догляду, нагляду за устаткуванням, його обслуговуванню й ремонту. Ціль цих заходів - запобігання прогресивно наростаючого зношування, попередження аварій і підтримка устаткування в постійній готовності до роботи. Система ТОР припускає проведення профілактичних заходів щодо технічного обслуговування і планового ремонту устаткування через певне число годин його роботи, при цьому чергування та періодичність заходів визначаються особливостями устаткування й умовами його експлуатації.

Система ТОР включає технічне обслуговування і плановий ремонт устаткування. *Технічне обслуговування* – це комплекс операцій по підтримці працездатності устаткування при використанні його по призначенню, при зберіганні й транспортуванні. Технічне обслуговування включає поточне міжремонтне обслуговування і періодичні профілактичні ремонтні операції. *Поточне міжремонтне обслуговування* укладається в повсякденному спостереженні за станом устаткування й дотриманні правил його експлуатації, своєчасному регулюванні механізмів і усуненні виникаючих дрібних несправностей. Ці роботи виконуються основними робітниками й черговим ремонтним персоналом (слюсарями, мастильниками, електриками), зазвичай, без простою устаткування.

## **4.2 Побудова структури ремонтного циклу електрообладнання**

**Структура ремонтного циклу** – визначає послідовність виконання різних видів

ремонту і робіт по технічному обслуговуванню у межах одного ремонтного циклу.

**Ремонтний цикл** – тривалість роботи, що виражається у роках календарного часу між двома плановими капітальними ремонтами. А для нового обладнання – тривалість роботи від введення в експлуатацію до першого капітального ремонту.

**Міжремонтний період** – тривалість роботи обладнання і мереж, виражена у місяцях календарного часу між двома поточними ремонтами. А для нового обладнання – від введення в експлуатацію до першого поточного ремонту.

Розрахунок економічної частини виконуємо на базі даних розрахунково-технічної частини.

Все обладнання групуємо згідно нормативів системи ТОРЕО і заносимо до таблиці 4.1

Таблиця 4.1 – Вихідні дані для розрахунку

| Найменування обладнання                   | Р, кВт , інші величини | Кількість, шт. |
|---|------------------------|----------------|
| 1.Силові трансформатори                   | 400                    | 2              |
| 2.Трансформатори напруги                  | 960                    | 2              |
| 3.Трансформатори струму                   | 600-800                | 18             |
| 4.Компенсуючі пристрої                    | 75                     | 3              |
| 5.Високовольтні вакумні вимикачі          | 630                    | 7              |
| 6.Високовольтні роз'єднувачі              | 630                    | 16             |
| 7.Високовольтні запобіжники               | 630                    | 12             |
| 8.Високовольтні розрядники                | 630                    | 6              |
| 9.Вимикачі навантаження                   | 630                    | 2              |
| 10.Низьковольтні автоматичні вимикачі     | -                      | 8              |
| 11.Низьковольтні рубильники               | -                      | 10             |
| 12.Високовольтні шини                     | 215                    | 2              |
| 13.Низьковольтні шини                     | 870                    | 2              |
| 14.Апарати керування вуличним освітленням | -                      | 1              |
| 15.Заземлюючий контур                     | -                      | 1              |

Згідно з нормативними даними визначаємо періодичність ремонтів для електрообладнання, вказаного у таблиці 4.1 Нормативні дані будуть вважатися базовими варіантом (Б) розрахунку. Проектний варіант (П) вибираємо самостійно. Його сутність полягає у збільшенні тривалості ремонтного циклу завдяки покращенню системи технічних оглядів і покращенню умов утримання і експлуатації обладнання.

Періодичність ремонтів (базовий та проектний варіанти) зводимо до таблиці 4.2.

Одразу після таблиці надаються посилання на нормативні документи чи літературу, з яких було отримано дані.

Таблиця 4.2 - Періодичність ремонтів

| Найменування обладнання               | Тривалість ремонтного циклу, роки |    | Тривалість міжремонтного періоду, міс. |    |
|---------------------------------------|-----------------------------------|----|--|----|
|                                       | Б                                 | П  | Б                                      | П  |
| 1.Силові трансформатори               | 12                                | 15 | 36                                     | 36 |
| 2.Трансформатори напруги              | 3                                 | 5  | 12                                     | 12 |
| 3.Трансформатори струму               | 3                                 | 5  | 12                                     | 12 |
| 4.Компенсуючі пристрої                | 6                                 | 7  | 12                                     | 12 |
| 5.Високовольтні вакуумні вимикачі     | 6                                 | 7  | 12                                     | 12 |
| 6.Високовольтні роз'єднувачі          | 4                                 | 5  | 12                                     | 12 |
| 7.Високовольтні запобіжники           | 6                                 | 8  | 12                                     | 12 |
| 8.Високовольтні розрядники            | 6                                 | 8  | 12                                     | 12 |
| 9.Вимикачі навантаження               | 3                                 | 5  | 12                                     | 12 |
| 10.Низьковольтні автоматичні вимикачі | 6                                 | 8  | 12                                     | 12 |
| 11.Низьковольтні рубильники           | 6                                 | 8  | 12                                     | 12 |
| 12.Високовольтні шини                 | 15                                | 18 | 36                                     | 36 |

Продовження таблиці 4.2

|   |    |    |    |    |
|---|----|----|----|----|
| 13.Низьковольтні шини                     | 15 | 18 | 36 | 36 |
| 14.Апарати керування вуличним освітленням | 10 | 12 | 12 | 12 |
| 15.Заземлюючий контур                     | 15 | 17 | -  | -  |

/22,с.91, табл. 4-1 /, /22, с. 106, табл. 5-2/ /22, с. 174, табл. 11-1/

На основі наведених у таблиці 4.2 даних складаємо структуру міжремонтного циклу та розраховуємо коефіцієнти циклічності окремо для базового і для проектного варіантів.

### Базовий варіант

1) Будуємо структуру міжремонтного циклу для силових трансформаторів:

П1-П2-П3-К1

( тобто 1 раз на 36 місяців виконується поточний ремонт (П1,П2,П3....), а на 6-й рік експлуатації виконується капітальний ремонт (К1).

**Коефіцієнти циклічності** за видами ремонту визначаємо за формулою:

$$K_{ц} = \frac{n}{T}, \quad (4.1)$$

де  $n$  – кількість ремонтів відповідного виду в циклі;

$T$  – тривалість ремонтного циклу , роки.

Коефіцієнт циклічності поточних ремонтів:

$$K_{ц.п.} = \frac{3}{12} = 0,25 \text{ або } 25\%,$$

Коефіцієнт циклічності капітальних ремонтів:

$$K_{ц.к.} = \frac{1}{12} = 0,08 \text{ або } 8\%.$$

2) Будуємо структуру міжремонтного циклу для трансформаторів напруги:

П1-П2-К1

(тобто 1 раз на 12 місяців – поточний ремонт ; через 3 років – капітальний )

Коефіцієнт циклічності для трансформаторів напруги:

$$K_{ц.п.} = \frac{2}{3} = 0,66,$$

Коефіцієнт циклічності для трансформаторів напруги:

$$K_{ц.к.} = \frac{1}{3} = 0,33.$$

3) Будуємо структуру міжремонтного циклу для трансформаторів струму:

П1-П2-К1

Коефіцієнт циклічності для трансформаторів струму:

$$K_{ц.п.} = \frac{2}{3} = 0,66,$$

Коефіцієнт циклічності для трансформаторів струму:

$$K_{ц.к.} = \frac{1}{3} = 0,33.$$

Коефіцієнти циклічності базового варіанту для обладнання, яке залишилося розраховуємо за аналогією та заносимо результати в таблицю 4.3

Проектний варіант

1) Будуємо структуру міжремонтного циклу для силових трансформаторів:

П1-П2-П3-П4-К1

Коефіцієнт циклічності для силових трансформаторів:

$$K_{\text{ц.п.}} = \frac{4}{15} = 0,26,$$

Коефіцієнт циклічності для силових трансформаторів:

$$K_{\text{ц.к.}} = \frac{1}{15} = 0,06.$$

2) Будуємо структуру міжремонтного циклу для трансформаторів напруги:

П1-П2-П3-П4-К1

Коефіцієнт циклічності для трансформаторів напруги:

$$K_{\text{ц.п.}} = \frac{4}{5} = 0,8,$$

Коефіцієнт циклічності для трансформаторів напруги:

$$K_{\text{ц.к.}} = \frac{1}{5} = 0,2.$$

3) Будуємо структуру міжремонтного циклу для трансформаторів струму:

П1-П2-П3-П4-К1

Коефіцієнт циклічності для трансформаторів струму:

$$K_{ц.п.} = \frac{4}{5} = 0,8,$$

Коефіцієнт циклічності для трансформаторів струму:

$$K_{ц.к.} = \frac{1}{5} = 0,2.$$

Коефіцієнти циклічності проектного варіанту для обладнання, яке залишилося розраховуємо за аналогією та заносимо результати в таблицю 4.3.

Таблиця 4.3 – Структура міжремонтних циклів і періодів

| Найменування обладнання               | Кількість ремонтних циклів |   |             |   | Коефіцієнти циклічності |      |             |      |
|---------------------------------------|----------------------------|---|-------------|---|-------------------------|------|-------------|------|
|                                       | Поточний                   |   | Капітальний |   | Поточний                |      | Капітальний |      |
|                                       | Б                          | П | Б           | П | Б                       | П    | Б           | П    |
| 1.Силові трансформатори               | 3                          | 4 | 1           | 1 | 0,25                    | 0,26 | 0,08        | 0,06 |
| 2.Трансформатори напруги              | 2                          | 4 | 1           | 1 | 0,66                    | 0,8  | 0,33        | 0,2  |
| 3.Трансформатори струму               | 2                          | 4 | 1           | 1 | 0,66                    | 0,8  | 0,33        | 0,2  |
| 4.Компенсуючі пристрої                | 5                          | 6 | 1           | 1 | 0,83                    | 0,85 | 0,16        | 0,14 |
| 5.Високовольтні вакуумні вимикачі     | 5                          | 6 | 1           | 1 | 0,83                    | 0,85 | 0,16        | 0,14 |
| 6.Високовольтні роз'єднувачі          | 3                          | 4 | 1           | 1 | 0,75                    | 0,8  | 0,25        | 0,2  |
| 7.Високовольтні запобіжники           | 5                          | 7 | 1           | 1 | 0,83                    | 0,87 | 0,16        | 0,12 |
| 8.Високовольтні розрядники            | 5                          | 7 | 1           | 1 | 0,83                    | 0,87 | 0,16        | 0,12 |
| 9.Вимикачі навантаження               | 2                          | 4 | 1           | 1 | 0,66                    | 0,8  | 0,33        | 0,2  |
| 10.Низьковольтні автоматичні вимикачі | 5                          | 7 | 1           | 1 | 0,83                    | 0,87 | 0,16        | 0,12 |

Продовження таблиці 4.3

|   |   |    |   |   |      |      |      |       |
|---|---|----|---|---|------|------|------|-------|
| 11.Низьковольт-ні рубильники              | 5 | 7  | 1 | 1 | 0,83 | 0,87 | 0,16 | 0,12  |
| 12.Високовольт-ні шини                    | 4 | 5  | 1 | 1 | 0,26 | 0,27 | 0,06 | 0,05  |
| 13.Низьковольт-ні шини                    | 4 | 5  | 1 | 1 | 0,26 | 0,27 | 0,06 | 0,05  |
| 14.Апарати керування вуличним освітленням | 9 | 11 | 1 | 1 | 0,9  | 0,91 | 0,1  | 0,083 |
| 15.Заземлюючі-й контур                    | - | -  | 1 | 1 | -    | -    | 0,06 | 0,05  |

### 4.3 Визначення трудомісткості ремонтів

*Трудомісткість ремонту* показує витрати праці для проведення того чи іншого виду ремонту, оглядів, перевірок, випробовувань, для здійснення технічного обслуговування кожної одиниці обладнання, кожної ділянки мереж.

Норми трудомісткості для різних видів ремонту визначаємо за допомогою нормативних документів та літератури.

Отриманні дані зводимо до таблиці 4.4. Одразу після таблиці надаються посилання на літературу, з якої було отримано дані.

Таблиця 4.4 – Норми трудомісткості ремонту.

| Найменування обладнання                | Потужність, кВт,<br>інші величини | Трудомісткість одиниці<br>обладнання, люд. - год. |     |
|--|-----------------------------------|---|-----|
|  |                                   | П   | К   |
| 1.Силові трансформатори                | 400                               | 45  | 220 |
| 2.Трансформатори напруги               | 960                               | 10  | 32  |
| 3.Трансформатори струму                | 600-800                           | 7   | 23  |
| 4.Компенсуючі пристрої                 | 75                                | 10  | 30  |
| 5.Високовольтні вакуумні вимикачі      | 630                               | 9   | 25  |
| 6.Високовольтні роз'єднувачі           | 630                               | 6   | 20  |
| 7.Високовольтні запобіжники            | 630                               | 2   | 4   |
| 8.Високовольтні розрядники             | 630                               | 2   | 4   |
| 9.Вимикачі навантаження                | 630                               | 4   | 12  |
| 10.Низьковольт-ні автоматичні вимикачі | 800                               | 11  | 30  |
| 11.Низьковольт-ні рубильники           | 800                               | 1,4   | 4   |
| 12.Високовольт-ні шини                 | 215                               | 4   | 14  |

Продовження таблиці 4.4

|  |     |   |    |
|--|-----|---|----|
| 13. Низьковольт-ні шини                    | 870 | 5 | 18 |
| 14. Апарати керування вуличним освітленням | -   | 8 | 25 |
| 15. Заземлюючий контур                     | -   | - | 50 |

/22, с. 92, табл. 4-2 /, /22, с. 106, табл. 5-3/, /22, с. 139, табл. 7-2/, /22, с. 174, табл. 11-2/

На основі отриманих норм трудомісткості розраховуємо сумарну трудомісткість по базовому і проектному варіантах. Розрахунки проводимо у вигляді таблиць 4.5 і 4.6

Таблиця 4.5 – Сумарна трудомісткість (базовий варіант)

| Найменування обладнання            | Р, кВт. ; інші величини | Кількість, шт. | Трудомісткість одиниць обладнання |     | Загальна трудомісткість |     | Коефіцієнт циклічності |      | Трудо-місткість за рік |        | Всього трудомісткість |
|------------------------------------|-------------------------|----------------|-----------------------------------|-----|-------------------------|-----|------------------------|------|------------------------|--------|-----------------------|
|                                    |                         |                | П                                 | К   | П                       | К   | П                      | К    | П                      | К      |                       |
| 1. Силові трансформатори           | 400                     | 2              | 45                                | 220 | 90                      | 440 | 0,25                   | 0,08 | 22,5                   | 35,2   | 57,7                  |
| 2. Трансформатори напруги          | 960                     | 2              | 10                                | 32  | 20                      | 64  | 0,66                   | 0,33 | 13,2                   | 21,12  | 34,32                 |
| 3. Трансформатори струму           | 630-800                 | 18             | 7                                 | 23  | 126                     | 414 | 0,66                   | 0,33 | 83,16                  | 136,62 | 219,78                |
| 4. Компенсуючі пристрої            | 75                      | 3              | 10                                | 30  | 30                      | 90  | 0,83                   | 0,16 | 24,9                   | 14,4   | 39,3                  |
| 5. Високовольтні вакуумні вимикачі | 630                     | 7              | 9                                 | 25  | 63                      | 175 | 0,83                   | 0,16 | 52,29                  | 28     | 80,29                 |
| 6. Високовольтні роз'єднувачі      | 630                     | 16             | 6                                 | 20  | 96                      | 320 | 0,75                   | 0,25 | 72                     | 80     | 152                   |
| 7. Високовольтні запобіжники       | 630                     | 12             | 2                                 | 4   | 24                      | 48  | 0,83                   | 0,16 | 19,92                  | 7,68   | 27,6                  |
| 8. Високовольтні розрядники        | 630                     | 6              | 2                                 | 4   | 12                      | 24  | 0,83                   | 0,16 | 9,96                   | 3,84   | 13,8                  |
| 9. Вимикачі навантаження           | 630                     | 2              | 4                                 | 12  | 8                       | 24  | 0,66                   | 0,33 | 5,28                   | 7,92   | 13,2                  |

Продовження таблиці 4.5

|  |     |    |     |    |    |     |      |      |            |            |        |
|--|-----|----|-----|----|----|-----|------|------|------------|------------|--------|
| 10.Низьково<br>льтні<br>автоматичні<br>вимикачі    | 800 | 8  | 11  | 30 | 88 | 240 | 0,83 | 0,16 | 73,04      | 38,4       | 111,44 |
| 11.Низьково<br>льтні<br>рубильники                 | 800 | 10 | 1,4 | 4  | 14 | 40  | 0,83 | 0,16 | 11,62      | 6,4        | 18,02  |
| 12.Високово<br>льтні шини                          | 215 | 2  | 4   | 14 | 8  | 28  | 0,26 | 0,06 | 2,08       | 1,68       | 3,76   |
| 13.Низьково<br>льтні шини                          | 870 | 2  | 5   | 18 | 10 | 36  | 0,26 | 0,06 | 2,6        | 2,16       | 4,76   |
| 14.Апарати<br>керування<br>вуличним<br>освітленням | -   | 1  | 8   | 25 | 8  | 25  | 0,9  | 0,1  | 7,2        | 2,5        | 9,7    |
| 15.Заземлю<br>ючий контур                          | -   | 1  | -   | 50 | -  | 50  | -    | 0,06 | -          | 3          | 3      |
| Всього   | -   | -  | -   | -  | -  | -   | -    | -    | 399,7<br>5 | 388,9<br>2 | 788,67 |

Методика розрахунку даних для заповнення таблиці:

Загальна трудомісткість:

$$T_{\text{заг.}} = T_i \cdot n, \quad (4.2)$$

де  $T_i$  – трудомісткість на одиницю обладнання, люд. – год.;

$n$  – кількість обладнання  $i$ -того виду, шт.

Трудомісткість за рік:

$$T_{\text{рік.}} = T_{\text{заг.}} \cdot K_{\text{ц}}, \quad (4.3)$$

Всього трудомісткість:

$$T = T_{\text{п}} \cdot T_{\text{к}}, \quad (4.4)$$

$T_{\text{п}}$ ,  $T_{\text{к}}$  – відповідно трудомісткість поточного і капітального ремонтів люд. – год

Аналогічно складаємо і заповнюємо таблицю 4.6 (проектний варіант).

Таблиця 4.6 – Сумарна трудомісткість (проектний варіант)

| Найменування обладнання               | Р, кВт. ; інші величини | Кількість, шт. | Трудомісткість одиниць обладнання |     | Загальна трудомісткість |     | Коефіцієнт циклічності |      | Трудо-місткість за рік |      | Всього трудомісткість |
|---------------------------------------|-------------------------|----------------|-----------------------------------|-----|-------------------------|-----|------------------------|------|------------------------|------|-----------------------|
|                                       |                         |                | П                                 | К   | П                       | К   | П                      | К    | П                      | К    |                       |
| 1.Силові трансформатори               | 400                     | 2              | 45                                | 220 | 90                      | 440 | 0,26                   | 0,06 | 23,4                   | 26,4 | 49,8                  |
| 2.Трансформатори напруги              | 960                     | 2              | 10                                | 32  | 20                      | 64  | 0,8                    | 0,2  | 16                     | 12,8 | 28,8                  |
| 3.Трансформатори струму               | 630-800                 | 18             | 7                                 | 23  | 126                     | 414 | 0,8                    | 0,2  | 100,8                  | 82,8 | 183,6                 |
| 4.Компенсуючі пристрої                | 75                      | 3              | 10                                | 30  | 30                      | 90  | 0,85                   | 0,14 | 25,5                   | 12,6 | 38,1                  |
| 5.Високовольтні вакуумні вимикачі     | 630                     | 7              | 9                                 | 25  | 63                      | 175 | 0,85                   | 0,14 | 53,55                  | 24,5 | 78,05                 |
| 6.Високовольтні роз'єднувачі          | 630                     | 16             | 6                                 | 20  | 96                      | 320 | 0,8                    | 0,2  | 76,8                   | 64   | 140,8                 |
| 7.Високовольтні запобіжники           | 630                     | 12             | 2                                 | 4   | 24                      | 48  | 0,87                   | 0,12 | 20,88                  | 5,76 | 26,64                 |
| 8.Високовольтні розрядники            | 630                     | 6              | 2                                 | 4   | 12                      | 24  | 0,87                   | 0,12 | 10,44                  | 2,88 | 13,32                 |
| 9.Вимикачі навантаження               | 630                     | 2              | 4                                 | 12  | 8                       | 24  | 0,8                    | 0,2  | 6,4                    | 4,8  | 11,2                  |
| 10.Низьковольтні автоматичні вимикачі | 800                     | 8              | 11                                | 30  | 88                      | 240 | 0,87                   | 0,12 | 76,56                  | 28,8 | 105,36                |
| 11.Низьковольтні рубильники           | 800                     | 10             | 1,4                               | 4   | 14                      | 40  | 0,87                   | 0,12 | 12,18                  | 4,8  | 16,98                 |
| 12.Високовольтні шини                 | 215                     | 2              | 4                                 | 14  | 8                       | 28  | 0,27                   | 0,05 | 2,16                   | 1,4  | 3,56                  |
| 13.Низьковольтні шини                 | 870                     | 2              | 5                                 | 18  | 10                      | 36  | 0,27                   | 0,05 | 2,7                    | 1,8  | 4,5                   |

Продовження таблиці 4.6

|   |   |   |   |    |   |    |      |           |            |             |             |
|---|---|---|---|----|---|----|------|-----------|------------|-------------|-------------|
| 14.Апарати керування вуличним освітленням | - | 1 | 8 | 25 | 8 | 25 | 0,91 | 0,08<br>3 | 7,28       | 2,075       | 9,355       |
| 15.Заземлюючий контур                     | - | 1 | - | 50 | - | 50 | -    | 0,05      | -          | 2,5         | 2,5         |
| Всього                                    | - | - | - | -  | - | -  | -    | -         | 434,6<br>5 | 277,9<br>15 | 712,56<br>5 |

#### 4.4 Розрахунок собівартості ремонтів за базовим та проектним варіантами

Розрахунок собівартості ремонтних робіт виконуємо по двом видам ремонтів і двом варіантам (базовому і проектному) і включають такі витрати :

- 1)Пряма заробітна плата;
- 2) Преміальні та інші доплати;
- 3) Основна заробітна плата;
- 4) Додаткова заробітна плата ;
- 5) Єдиний соціальний внесок;
- 6) Витрати на матеріали;
- 7)Витрати на утримання та експлуатацію устаткування;
- 8)Цехові витрати ;
- 9)Загальнозаводські витрати;

1) Визначаємо пряму заробітну плату:

$$З = C_{IV} \cdot T_i, \quad (4.5)$$

де,  $C_{IV}$  – годинна тарифна ставка робітника (37,5 грн);

$T_i$  – трудомісткість відповідного виду ремонту, люд.-год.

$$З_{Б.П} = 37,5 \cdot 399,75 = 14990,62 \text{ грн.};$$

$$З_{Б.К} = 37,5 \cdot 388,92 = 14584,5 \text{ грн.};$$

$$З_{П.П} = 37,5 \cdot 434,65 = 16299,37 \text{ грн.};$$

$$З_{П.К} = 37,5 \cdot 277,915 = 10421,81 \text{ грн.}$$

2) Визначаємо преміальні та інші доплати:

$$З_{\text{допл.}} = 0,6 \cdot З, \tag{4.6}$$

$$З_{\text{допл.Б.П}} = 0,6 \cdot 14990,62 = 8994,37 \text{ грн.};$$

$$З_{\text{допл.Б.К}} = 0,6 \cdot 14584,5 = 8750,7 \text{ грн.};$$

$$З_{\text{допл.П.П}} = 0,6 \cdot 16299,37 = 9779,62 \text{ грн.};$$

$$З_{\text{допл.П.К}} = 0,6 \cdot 10421,81 = 6253 \text{ грн.}$$

3) Визначаємо основну заробітну плату:

$$З_{\text{осн}} = З + З_{\text{допл.}} \tag{4.7}$$

$$З_{\text{осн.Б.П}} = 14990,62 + 8994,37 = 23984,99 \text{ грн.};$$

$$З_{\text{осн.Б.К}} = 14584,5 + 8750,7 = 23335,2 \text{ грн.};$$

$$Z_{\text{осн.П.П}} = 16299,37 + 9779,62 = 26078,99 \text{ грн.};$$

$$Z_{\text{осн.П.К}} = 10421,81 + 6253 = 16674,81 \text{ грн.}$$

4) Визначаємо додаткову заробітну плату:

$$Z_{\text{дод.}} = Z_{\text{осн.}} \cdot 0,1, \quad (4.8)$$

$$Z_{\text{дод.Б.П}} = 23984,99 \cdot 0,1 = 2398,49 \text{ грн.};$$

$$Z_{\text{дод.Б.К}} = 23335,2 \cdot 0,1 = 2333,52 \text{ грн.};$$

$$Z_{\text{дод.П.П}} = 26078,99 \cdot 0,1 = 2607,89 \text{ грн.};$$

$$Z_{\text{дод.П.К}} = 16674,81 \cdot 0,1 = 1667,48 \text{ грн.}$$

5) Визначаємо єдиний соціальний внесок:

$$\text{ЄСВ} = (Z_{\text{осн.}} + Z_{\text{дод.}}) \cdot \% \text{ЄСВ}, \quad (4.9)$$

де, % ЄСВ – відсоток відрахувань на єдиний соціальний внесок (встановлюється у законодавчому порядку і на даний момент становить 22%)

$$\text{ЄСВ}_{\text{Б.П}} = (23984,99 + 2398,49) \cdot 0,22 = 5804,36 \text{ грн.};$$

$$\text{ЄСВ}_{\text{Б.К}} = (23335,2 + 2333,52) \cdot 0,22 = 5647,11 \text{ грн.};$$

$$\text{ЄСВ}_{\text{П.П}} = (26078,99 + 2607,89) \cdot 0,22 = 6311,11 \text{ грн.};$$

$$\text{ЄСВ}_{\text{П.К}} = (16674,81 + 1667,48) \cdot 0,22 = 4035,30 \text{ грн.}$$

6) Вартість матеріалів для виконання ремонтних робіт приймаємо у відсотках (П) до прямої заробітної плати:

- для поточного ремонту – 75%
- для капітального ремонту – 110%

$$M = 3 \cdot П, \quad (4.10)$$

$$M_{\text{Б.П}} = 14990,62 \cdot 0,75 = 11242,96 \text{ грн.};$$

$$M_{\text{Б.К}} = 14584,5 \cdot 1,1 = 16042,95 \text{ грн.};$$

$$M_{\text{П.П}} = 16299,37 \cdot 0,75 = 12224,52 \text{ грн.};$$

$$M_{\text{П.К}} = 10421,81 \cdot 1,1 = 11463,99 \text{ грн.}$$

7) Витрати на утримання та експлуатацію устаткування ( $P_e$ ) складають 617% від основної заробітної плати:

$$P_e = 3_{\text{осн.}} \cdot 6,17, \quad (4.11)$$

$$P_{e\text{Б.П}} = 23984,99 \cdot 6,17 = 147987,38 \text{ грн.};$$

$$P_{e\text{Б.К}} = 23335,2 \cdot 6,17 = 143978,18 \text{ грн.};$$

$$P_{e\text{П.П}} = 26078,99 \cdot 6,17 = 160907,36 \text{ грн.};$$

$$P_{e\text{П.К}} = 16674,81 \cdot 6,17 = 102883,57 \text{ грн.}$$

8) Цехові витрати (Ц) становлять 108% від суми основної заробітної плати і витрат на утримання і експлуатацію устаткування:

$$\mathbf{Ц = (З_{осн.} + P_e) \cdot 1,08,} \quad (4.12)$$

$$\mathbf{Ц_{Б.П} = (23984,99 + 147987,38) \cdot 1,08 = 185730,15 \text{ грн.};}$$

$$\mathbf{Ц_{Б.К} = (23335,2 + 143978,18) \cdot 1,08 = 180698,45 \text{ грн.};}$$

$$\mathbf{Ц_{П.П} = (26078,99 + 160907,36) \cdot 1,08 = 201945,25 \text{ грн.};}$$

$$\mathbf{Ц_{П.К} = (16674,81 + 102883,57) \cdot 1,08 = 129123 \text{ грн.}}$$

9) Загальнозаводські витрати (В<sub>з</sub>) складають 514% від суми основної заробітної плати і витрат на утримання і експлуатацію устаткування:

$$\mathbf{В_з = (З_{осн.} + P_e) \cdot 5,14,} \quad (4.13)$$

$$\mathbf{В_{з\ Б.П} = (23984,99 + 147987,38) \cdot 5,14 = 883937,98 \text{ грн.};}$$

$$\mathbf{В_{з\ Б.К} = (23335,2 + 143978,18) \cdot 5,14 = 859990,77 \text{ грн.};}$$

$$\mathbf{В_{з\ П.П} = (26078,99 + 160907,36) \cdot 5,14 = 961109,83 \text{ грн.};}$$

$$\mathbf{В_{з\ П.К} = (16674,81 + 102883,57) \cdot 5,14 = 614530 \text{ грн.}}$$

Результати розрахунків заносимо у таблиці 4.7 і 4.8 (базовий і проектний варіант)

Таблиця 4.7 – Витрати на планові ремонти (базовий варіант)

| Стаття витрат                                    | Поточний ремонт |            | Капітальний ремонт |            |
|--|-----------------|------------|--------------------|------------|
|  | Норматив, %     | Сума,грн.  | Норматив, %        | Сума,грн.  |
| Основна заробітна плата                          | -               | 23984,99   | -                  | 23335,2    |
| Додаткова заробітна плата                        | 10              | 2398,49    | 10                 | 2333,52    |
| Єдиний соціальний внесок                         | 22              | 5804,36    | 22                 | 5647,11    |
| Матеріали  | 75              | 11242,96   | 110                | 16042,95   |
| Витрати на утримання і експлуатацію устаткування | 617             | 147987,38  | 617                | 143978,18  |
| Цехові витрати                                   | 108             | 185730,15  | 108                | 180698,45  |
| Загальнозаводські витрати                        | 514             | 883937,98  | 514                | 859990,77  |
| Повна вартість                                   | -               | 1261086,31 | -                  | 1232026,18 |

Таблиця 4.8 – Витрати на планові ремонти (проектний варіант)

| Стаття витрат                                    | Поточний ремонт |            | Капітальний ремонт |           |
|--|-----------------|------------|--------------------|-----------|
|  | Норматив, %     | Сума,грн.  | Норматив, %        | Сума,грн. |
| Основна заробітна плата                          | -               | 26078,99   | -                  | 16674,81  |
| Додаткова заробітна плата                        | 10              | 2607,89    | 10                 | 1667,48   |
| Єдиний соціальний внесок                         | 22              | 6311,11    | 22                 | 4035,30   |
| Матеріали  | 75              | 12224,52   | 110                | 11463,99  |
| Витрати на утримання і експлуатацію устаткування | 617             | 160907,36  | 617                | 102883,57 |
| Цехові витрати                                   | 108             | 201945,25  | 108                | 129123    |
| Загальнозаводські витрати                        | 514             | 961109,83  | 514                | 614530    |
| Повна вартість                                   | -               | 1371184,95 | -                  | 880378,15 |

#### 4.5 ТЕП і висновки

На основі отриманих даних складаємо підсумкову таблицю для порівняння базового і проектного варіантів:

Таблиця 4.9 – Техніко-економічні показники

| Показники                      | Одиниці виміру | Величини показників |            |
|--------------------------------|----------------|---------------------|------------|
|                                |                | Базовий             | Проектний  |
| 1 Річний обсяг ремонтних робіт | люд.-год.      | 788,67              | 712,565    |
| Поточний ремонт                | люд.-год.      | 399,75              | 434,65     |
| Капітальний ремонт             | люд.-год.      | 388,92              | 277,915    |
| 2 Вартість ремонтних робіт     | грн.           | 2493112,49          | 2251563,1  |
| Поточний ремонт                | грн.           | 1261086,31          | 1371184,95 |
| Капітальний ремонт             | грн.           | 1232026,18          | 880378,15  |
| 3 Вартість однієї нормо-години | грн.           | 3161,16             | 3159,8     |
| Поточний ремонт                | грн.           | 3154,69             | 3154,69    |
| Капітальний ремонт             | грн.           | 3167,81             | 3167,80    |

Висновки:

Порівнюючи отримані дані можемо визначити економію (Е) за формулою:

$$E = V_B - V_P, \quad (4.14)$$

де  $V_B, V_P$  – вартості ремонтних робіт базового і проектного варіантів.

$$E = 2493112,49 - 2251563,1 = 241549,39 \text{ грн}$$

Сутність розрахунків економічної частини кваліфікаційної роботи полягає у тому, що мною було запропоновано проектний варіант проведення технічного обслуговування і ремонтів електричного обладнання, в яких було збільшено кількість років до капітального ремонту обладнання, через покращення умов експлуатації обладнання і відповідно, завдання полягало в отриманні економії, як результат цього рішення. Оскільки, економія проектного варіанту складає 241549,39 грн., обираємо проектний варіант.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
«ПОЛТАВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА ІМЕНІ ЮРІЯ КОНДРАТЮКА»

Кафедра «Автоматики електроніки та телекомунікацій»

**Кваліфікаційна робота бакалавра на тему:**

**«МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ  
СПОЖИВАЧІВ ТОВ «ПІТРЗ»**

**Виконав:**

Студент групи 201 пМЕ

Матвієнко Олександр Сергійович

**Керівник:**

к.т.н.,

Захарченко Руслан Володимирович

Полтава - 2021

# Технічні дані силових трансформаторів

| Тип і номінальна потужність трансформатора<br><u>кВ·А</u> | Напруга обмоток силового трансформатора<br>кВ |     | Втрати активної потужності<br>кВт |                   | Напруга короткого замикання,<br>$U_k$ , % | Струм холостого ходу,<br>$I_{х.х.}$ , % | Втрати реактивної потужності,<br>квар |                   | Заводська вартість силових трансформаторів,<br><u>тис.грн.</u> |
|---|---|-----|-----------------------------------|-------------------|---|---|---------------------------------------|-------------------|--|
|   | ВН  | НН  | $\Delta P_{х.х.}$                 | $\Delta P_{к.з.}$ |   |   | $\Delta Q_{х.х.}$                     | $\Delta Q_{к.з.}$ |  |
| ТМ-250  | 10  | 0,4 | 0,78                              | 3,7               | 4,5                                       | 2,3                                     | 7,25                                  | 10,6              | 69,30  |
| ТМ-400  | 10  | 0,4 | 0,62                              | 5,5               | 4,5                                       | 2,1                                     | 8,4                                   | 17,1              | 101,40   |

Розрахункова потужність  $S_p = 619,8$  кВ·А

Річні втрати електроенергії в трансформаторах ТМ-400/10 кВ

$$C_1 = 67997,6 \cdot 2 = 135995,2 \text{ грн в рік}$$

Вартість силових трансформаторів ТМ-400/10 кВ

202800 грн

Річні втрати електроенергії в трансформаторах ТМ-250/10 кВ

$$C_2 = 97405 \cdot 2 = 194810 \text{ грн в рік.}$$

Вартість силових трансформаторів ТМ-250/10 кВ

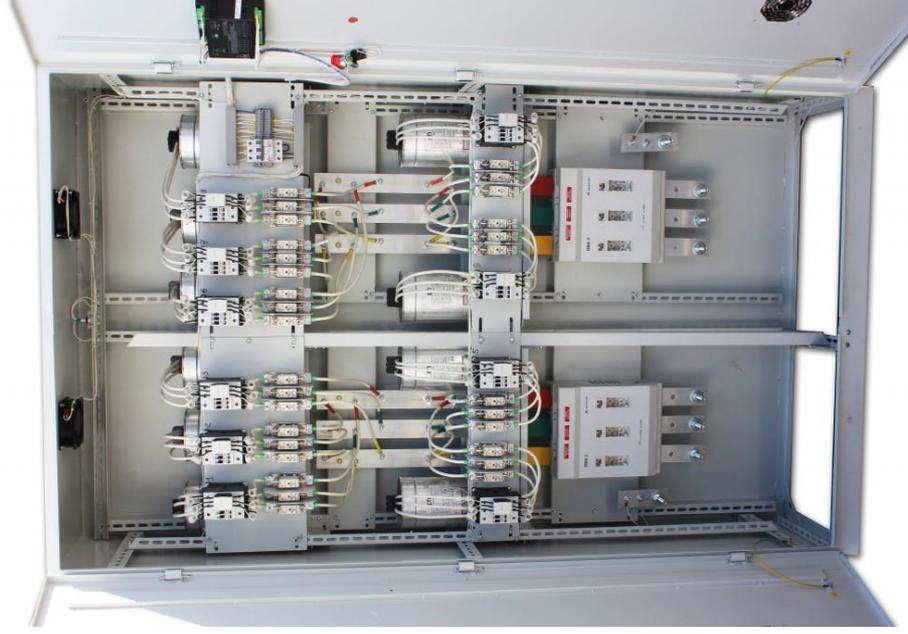
207900 грн

<

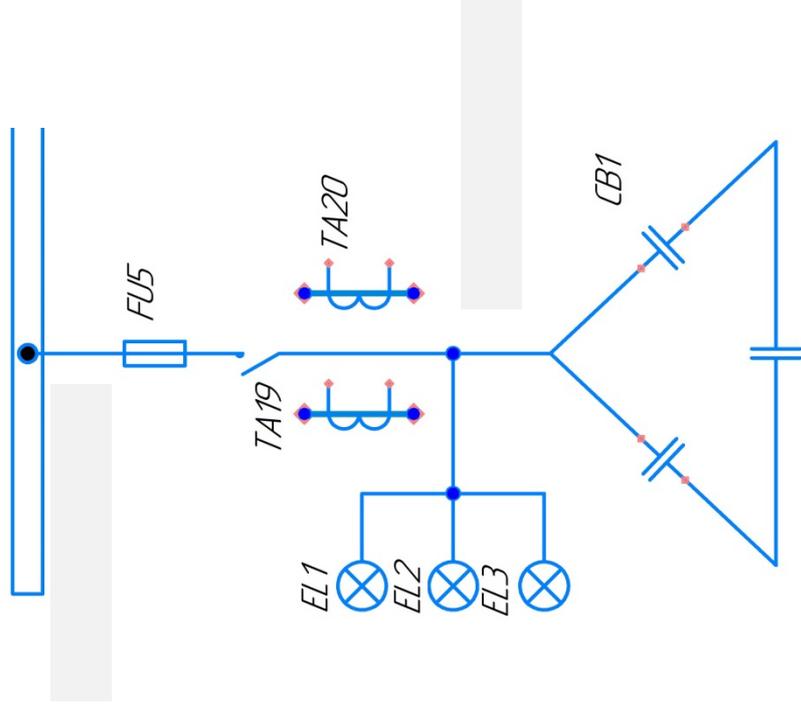


# Конденсаторна установка УКН-0,4-75-УЗ

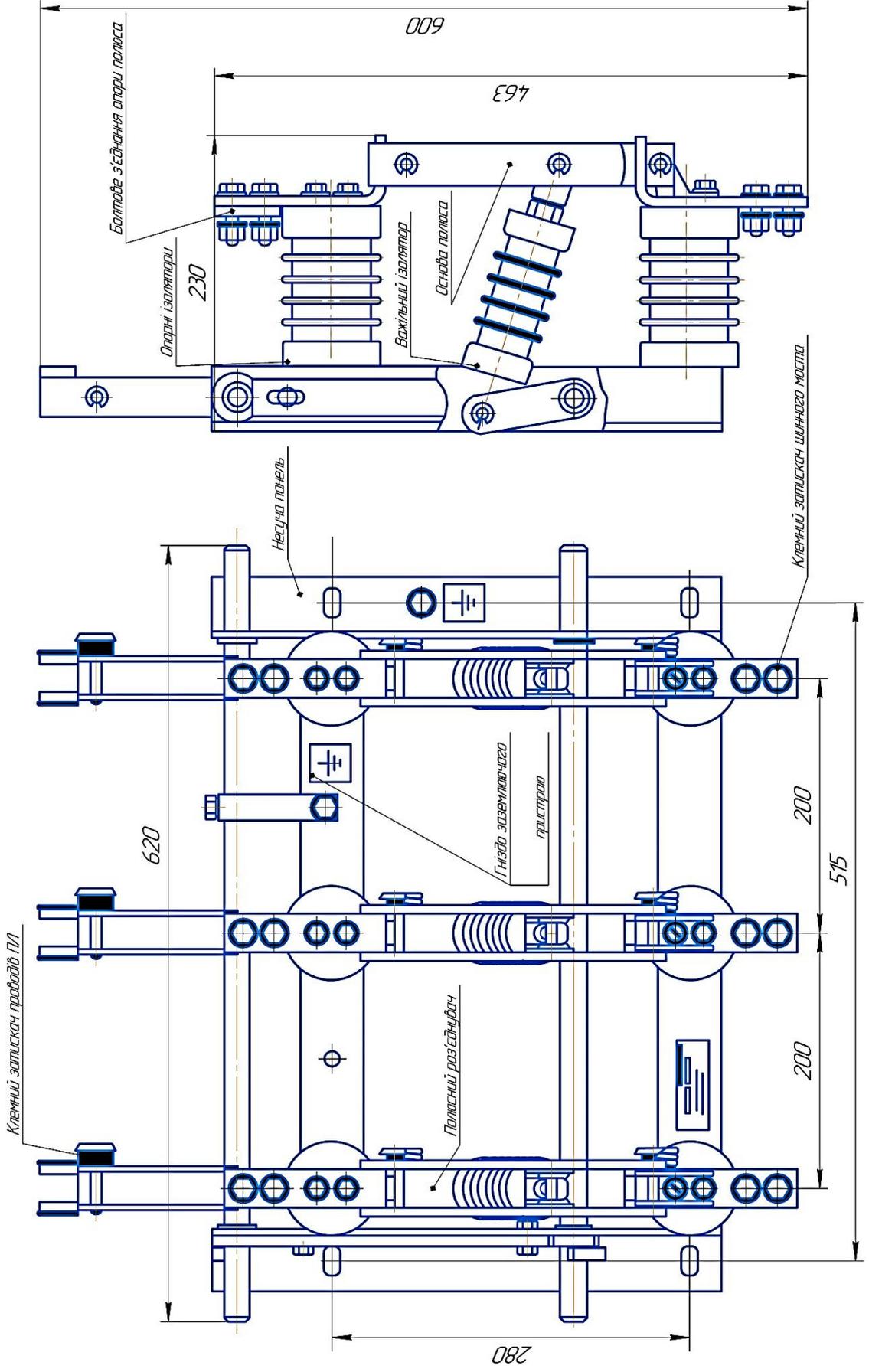
Сos φ до модернізації  
0,75



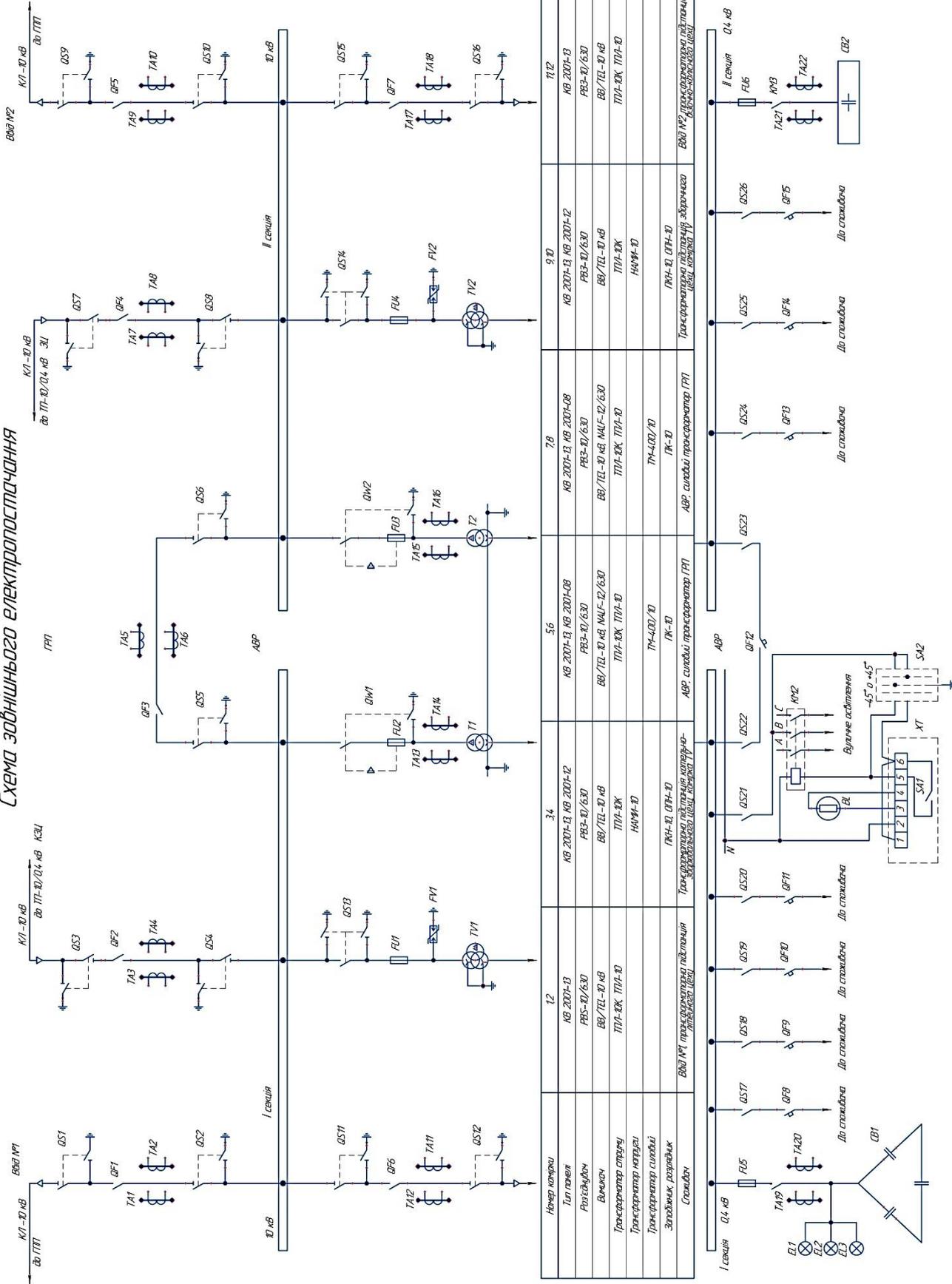
Сos φ після модернізації  
0,92



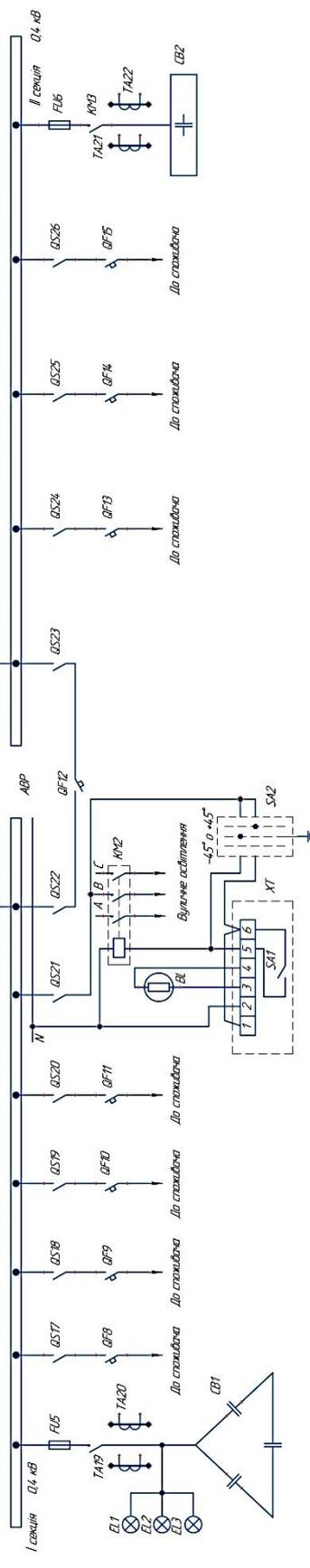
*Роз'єднувач РВЗ-10/630 габаритні, встановчі та приєднувальні розміри*



ТОВ ПТРС  
Схема зовнішнього електропостачання



|                        |  |  |                             |                             |                             |   |
|------------------------|--|--|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|---|
| Номер напару           | 12   | 34   | 56                          | 78                          | 910                         | 1112  |
| Тип панелі             | КВ 2001-Б  | КВ 2001-Б, КВ 2001-І2                                      | КВ 2001-Б, КВ 2001-08       | КВ 2001-Б, КВ 2001-08       | КВ 2001-Б, КВ 2001-І2       | КВ 2001-Б   |
| Розташування           | ПБ3-10/630   | ПБ3-10/630   | ПБ3-10/630                  | ПБ3-10/630                  | ПБ3-10/630                  | ПБ3-10/630  |
| Вимикач                | ВВ/7ЕЛ-10 кВ   | ВВ/7ЕЛ-10 кВ   | ВВ/7ЕЛ-10 кВ, ВАУ-12/630    | ВВ/7ЕЛ-10 кВ, ВАУ-12/630    | ВВ/7ЕЛ-10 кВ                | ВВ/7ЕЛ-10 кВ  |
| Трансформатор струму   | ТТ04-ВК, ТТ04-10   | ТТ04-ВК  | ТТ04-ВК, ТТ04-10            | ТТ04-ВК, ТТ04-10            | ТТ04-ВК, ТТ04-10            | ТТ04-ВК, ТТ04-10                                    |
| Трансформатор напруги  | Н4М4-10  | Н4М4-10  | ТМ-400/10                   | ТМ-400/10                   | Н4М4-10                     | Н4М4-10   |
| Трансформатор силбиль  | ПМ4-10, ПМ4-10   | ПМ4-10, ПМ4-10   | ПК-10                       | ПК-10                       | ПМ4-10, ПМ4-10              | ПМ4-10, ПМ4-10                                      |
| Зовнішній розподільник | ВВ01 ПР2   | ВВ01 ПР2   | ВВ01 ПР2                    | ВВ01 ПР2                    | ВВ01 ПР2                    | ВВ01 ПР2  |
| Споживач               | ВВ01 ПР2, трансформатор підстанції, лінійні трансформатори | ВВ01 ПР2, трансформатор підстанції, лінійні трансформатори | ВВ01 ПР2, трансформатор ПР1 | ВВ01 ПР2, трансформатор ПР1 | ВВ01 ПР2, трансформатор ПР1 | ВВ01 ПР2, трансформатор ПР1, лінійні трансформатори |



# Техніко-економічні показники

| Показники                      | Одиниці виміру | Величини показників |            |
|--------------------------------|----------------|---------------------|------------|
|                                |                | Базовий             | Проектний  |
| 1 Річний обсяг ремонтних робіт | люд.-год.      | 788,67              | 712,565    |
| Поточний ремонт                | люд.-год.      | 399,75              | 434,65     |
| Капітальний ремонт             | люд.-год.      | 388,92              | 277,915    |
| 2 Вартість ремонтних робіт     | грн.           | 2493112,49          | 2251563,1  |
| Поточний ремонт                | грн.           | 1261086,31          | 1371184,95 |
| Капітальний ремонт             | грн.           | 1232026,18          | 880378,15  |
| 3 Вартість однієї нормо-години | грн.           | 3161,16             | 3159,8     |
| Поточний ремонт                | грн.           | 3154,69             | 3154,69    |
| Капітальний ремонт             | грн.           | 3167,81             | 3167,80    |

Економія проектного варіанту складає 241549,39 грн