

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

**Інститут (факультет) ННІТІ ім. академіка Гулого І.С.
Кафедра енергоменеджменту та електропостачання**

«До захисту в ЕК»
Директор інституту(декан факультету)
_____ Сергій БЛАЖЕНКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

« » _____ 2024 p.

«До захисту допущено»
Завідувач кафедри
_____ **Сергій БАЛЮТА**
(підпис) (ім'я та прізвище)

« » 2024p.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ БАКАЛАВРА**

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код та назва спеціальності)
освітньо-професійної програми «Електротехніка та інформаційні технології»

на тему: Розробка системи електропостачання цукрового заводу потужністю 7 тис. тон переробки буряка на добу. Підвищення надійності енергосистем для недопущення блекаутів за допомогою сучасних інформаційних технологій

Виконав: здобувач__4 курсу, групи ЕЛ4-З

Яцук Ян Вітольдович _____
(прізвище, ім'я, по батькові повністю) _____ (підпис)

Керівник Мащенко Олег Анатолійович _____
(прізвище, ім'я та по батькові повністю) _____ (підпис)

Консультанти Сірик А.О.
(ім'я та прізвище)

(підпис)

(ім'я та прізвище)

(підпис)

Рецензент _____ (ім'я та прізвище) _____ (підпис)

Я як здобувач(ка) Національного університету харчових технологій розумію і підтримую політику університету з академічної доброчесності. Я не надавав(-ла) і не одержував(-ла) недозволеної допомоги під час підготовки цієї роботи. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Здобувач _____
(підпис)

Київ – 2024 р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут (факультет) **ІНІТІ ім. академіка Гулого І.С.**

Кафедра **енергоменеджменту та електропостачання**

Освітній ступінь **Бакалавр**

Спеціальність **141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»**
(код і назва)

Освітньо-професійна програма **«Електротехніка та інформаційні технології»**
(назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри Сергій БАЛЮТА

“ ” 2024 року

З А В Д А Н Н Я

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Яцук Ян Вітольдович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи **Розробка системи електропостачання цукрового заводу потужністю 7 тис. тон переробки буряка на добу**
керівник роботи Мащенко Олег Анатолійович,

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від “14_” 04. 2024 року № 233- кс

2. Строк подання здобувачем роботи 30 травня 2024 р.

3. Вихідні дані до роботи Генеральний план підприємства, планова

потужність підприємства, кількість і потужність існуючих
електроспоживачів, дані для розрахунку заземлення.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)
Вибір головної понижувальної підстанції, розрахунок потужності цехових підстанцій, розрахунок струмоведучих елементів, вибір вимикачів та роз'єднувачів, розрахунок струмів КЗ, розгляд питань з охорони праці, розгляд спецпитання .

5. Перелік графічного матеріалу

1. Генеральний план з картограмою навантажень.
2. Схема електропостачання заводу.
3. Схема електропостачання окремого цеху.
4. Схема освітлення окремого цеху.
5. Схема захисту генератора

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
ОП	доцент Сірик А.О.		

7. Дата видачі завдання__15 квітня 2024 р._____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання і умов проектування	15.04.2024	
2	Визначення електричних навантажень.	17.04.2024	
3	Розрахунок картограми навантажень.	18.04.2024	
4	Вибір джерела живлення.	20.04.2024	
5	Розрахунок цехових підстанцій.	22.04.2024	
6	Розрахунки мереж електропостачання.	24.04.2024	
7	Розрахунок струмів КЗ.	27.04.2024	
8	Розрахунок мережі окремого цеху.	02.05.2024	
9	Розрахунок компенсації реактивної потужності.	03.05.2024	
10	Вибір апаратури мережі 10 кВ.	05.05.2024	
11	Розрахунок освітлення окремого цеху.	08.05.2024	
12	Розрахунок релейного захисту генератора.	10.05.2024	
13	Розробка питання охорони праці.	16.05.2024	
14	Розробка індивідуального завдання.	25.05.2024	
14	Здача роботи на перевірку.	28.05.2024	

Здобувач

_____ (підпис)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Яцук Я. В.

(прізвище та ініціали)

Мащенко О. А.

(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

Вступ.....	2
Характеристика підприємства.....	4
1. Розрахунок електричних навантажень підприємства.....	10
2. Картограма навантажень.....	18
3. Вибір джерела живлення.....	21
4. Вибір параметрів цехових підстанцій.....	24
5. Розрахунок мереж електропостачання.....	26
6. Розрахунок короткого замикання.....	40
7. Розрахунок продуктового відділення.....	52
8. Компенсація реактивної потужності.....	62
9. Вибір апаратури мереж 10 кВ.....	64
10. Розрахунок освітлення.....	74
11. Релейний захист генератора 12 МВт.....	78
12. Охорона праці на підприємстві.....	82
13. Рогляд спецпитання.....	99
14. Додаток.....	
15. Література.....	

					ДП 2024 141								
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата									
Розробив		Яцук Я. В.			Зміст			Літ.		Арк.		Аркушів	
Перевірів		Мащенко О. А.								1		123	
Н. Контр.								ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого, ЕЛ-4-3					
Затвердив		Балюта С.М											

Вступ

Цукор бурякового походження широко використовується у різних сферах промисловості, окрім виробництва їжі та напоїв (алкогольних та безалкогольних), цукор застосовується: як стабілізатор, наповнювач та підсолоджувач у фармацевтиці; є інгредієнтом у скрабах, ексфоліантах, очищувачах для тіла та обличчя; є ключовим елементом у виробництві етанолу та біопалива; хімічні процеси для вироблення деяких типів пластику, розчинювачів та смол використовують цукор як каталізатор або інгредієнт.

Дивлячись на інформацію відносно останнього десятиліття, виробництво цукру в Україні повільно падало через стагнацію у розвитку даної сфери промисловості, викликану в основному нерентабельністю через застарілі технології виробутку та обробки сировини.

У період 2021-2022 було вироблено 1,45 млн т. продукту на 33 підприємствах. У період 2022-2023 виробництво впало на 9% до 1,33 млн т. продукту виробленого на 23 підприємствах. Перехідних залишок становив близько 500 тис. т. На період 2023 року було прогнозовано роботу 30 бурякопереробних підприємств.

У статистичних матеріалах зазначено «Достатні перехідні залишки — це двомісячний рівень споживання, виходить що нам потрібно 160 тис. т перехідних залишків на 1 вересня 2023 року. Враховуючи це, ми можемо спокійно експортувати цукор, не створюючи при цьому дефіциту всередині країни».

					ДП 2024 141					
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Вступ					
Розробив	Яцук Я. В.									
Перевірів	МашенкоО. А.									
Н. Контр.										
Затвердив	Балюта С.М				ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого, ЕЛ-4-3					
					Літ.		Арк.		Аркушів	
							2		123	

Тож власні потреби повністю задовільняються локальним виробництвом та навіть наявний значний експортний потенціал. Але через застарілі технології більшість сировини не відповідає зарубіжним стандартам, тому можливості експорту значно скорочені.

Основним шляхом розвитку цукрового виробництва в плані підвищення його рентабельності є використання нових технологій, процесів та техніки, модернізація вже існуючих виробничих потужностей та загальна координація у сфері між виробниками сировини та переробними підприємствами.

					ДП 2024 141	Арк.
						3
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Характеристика підприємства. Склад виробництва.

Технологічна схема виробництва.

Цукровий завод виробничою потужністю 7000 тон переробки цукрового буряку на добу характеризується:

- Потужністю: 7 тис. тон переробки сировини на добу;
- Асортимент продукції: цукор-пісок;
- Будівля загального призначення.

Забезпечення сировиною і паливно-енергетичним ресурсом.

- Сировина – цукровий буряк із посівних бурякових господарств;
- Паливо – загальний тип палива – мазут;
- Електроенергія: під час виробництва, від власної ТЕЦ; під час невикористання періоду, повністю від зовнішньої енергосистеми;
- Тепло: від власної ТЕЦ;
- Вода: питне водопостачання від артезіанських свердловин;
- Каналізація: виробничі та господарські стічні води очищуються на полях фільтрації, природна біологічна очистка.

Етапи основного виробництва

Основне виробництво складається із технологічних ділянок:

- 1) Мийне відділення – призначене для очистки буряку від сторонніх предметів (солома, каміння, гичка) і для видалення прилиплому бруду, землі та пилу;

					ДП 2024 141				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Характеристика підприємства	Літ.	Арк.	Аркушів	
Розробив	Яцук Я. В.								
Перевірив	Мащенко О. А.						4	123	
						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого, ЕЛ-4-3			
Н. Контр.									
Затвердив	Балюта С.М								

- 2) Відділення переробки буряку – для виділення цукру з буряку, складається з дільниці різання буряка у стружку, підготовки живильної води для дифузійного процесу, дифузійної установки;
- 3) Відділення очистки цукру – призначене для очистки соку способом сатурації газом вуглецю та вапнякової дефекації, фільтрації та згущення соку;
- 4) Продуктове відділення – призначене для варіння продуктів у вакуум-апаратах, кристалізації та фугівці центрифугами;
- 5) Відділення сушки – призначене для висушення вихідного продукту, його пакування та транспортування на склади.

Допоміжні та обслуговуючі відділення

- 1) ТЕЦ – призначене для вироблення технологічної пари та електроенергії;
- 2) Вапняна піч із вапно-гасильним відділенням – використовується для приготування вапняного молока густиною $\approx 1,19 \text{ г/см}^3$ та вуглецевого газу, які застосовуються для очищення цукрових соків;
- 3) Компресорна станція – призначена для забезпечення споживачів ТЕЦ та технологічних процесів стисненим повітрям.

Допоміжні виробництва

На території підприємства передбачені механічні майстерні для ремонту обладнання підприємства, підсобних та обслуговуючих ділянок.

Підприємство обладнане складами різного призначення для використовуваної сировини, вторинних та кінцевих кінцевих продуктів.

Додатково наявне обладнання для механізації вантажно-розвантажувальних, транспортних та складських робіт.

					ДП 2024 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		5

Технологічна схема виробництва

Після очистки буряка від каміння, піску та бадилля, на станції яка встановлена на естакаді, буряк гідротранспортером поступає в мийне відділення на валиковий водовідокремлювач. Конструкція механізованої бурякомийної системи гарантує відмінне відмивання буряка при одночасному видаленні каміння, піску та бадилля. Хвостики уловлюються хвостико-уловлювачем, звідки транспортується підйомником в мийку хвостиків. Уловлені відходи з бурякомийки направляються в бункери, із котрих вивантажуються у вантажні автомашини та вивозяться на відвал.

Буряк з бурякомийки поступає на валковий водовідокремлювач, а потім на стрічковий транспортер, який обладнаний електромагнітним сепаратором та вагами, і далі в бункер перед бурякорізками. Бурякорізки використовуються центробіжні, шістнадцятирамні. Отримана бурячна стружка поступає на стрічковий транспортер, який обладнаний стрічковими вагами.

Процес дифузії відбувається в одному дифузійному апараті типу ДДС продуктивністю 2500 т/добу.

Запропонована схема очистки соку робить можливим застосування декількох способів роботи, причому шляхом відповідного переключення можна пристосувати технологічний процес до різної якості цукрових буряків. Дозування кількості вапна, яке призначено для дефекації, як попередньої, так і кінцевої, відбувається за допомогою автоматичного дозатора вапна, який дозує вапняне молоко в залежності від кількості соку. Попередня дефекація виконується у вертикальному протиточному попередньому дефекаторі.

Сатуратори працюють при високому рівні соку за допомогою гребінчастих розподільників сатураційного газу. Тут знаходяться два сатуратори: протиточний та прямоточний.

					ДП 2024 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		6

Сік після першої сатурації подається на брудозгущувачі та вакуум - фільтри. Контрольна фільтрація соку першої сатурації, фільтрація соків другої сатурації, сульфітованого соку та сиропу виконується на патронних фільтрах. Видалення дефекаційного бруду із вмістом сухих речовин 43% виконується спеціальними насосами.

Випарна станція – чотирьохкорпусна з концентратором.

Передбачається трьох продуктова схема з афінацією жовтого цукру третього продукту.

Утфель першого продукту уварюється з густого сиропу, а утфель другого продукту з білої та зеленої патоки першого продукту. Утфель третього продукту уварюється з білої та зеленої патоки другого продукту та афінаційного відтоку.

Фугівка утфелей першого та другого продуктів виконується «нагаряче» на автоматизованих швидкохідних центрифугах із програмним керуванням.

Кристалізація утфеля третього продукту – безперервна в утфелемішалках із дисковою поверхнею охолодження.

Фугівка утфеля третього продукту виконується після підігріву в останній утфелемішалці на автоматизованих швидкохідних центрифугах із програмним керуванням.

Жовтий цукор третього продукту піддається афінації зеленою патокою першого продукту.

Жовтий цукор другого продукту та жовтий цукор афінаційної маси клеруються фільтрованим сульфітованим соком до густини 650 БР.

Отриманий білий цукор направляється на сушку.

Вологість цукру після сушки не перевищує 0,03% при температурі 250 °С.

					ДП 2024 141	Арк.
						7
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Потреби цукрового заводу у технологічній парі задовольняється спорудженою при заводі ТЕЦ з встановленими турбінами з двома генераторами потужністю 6 МВт та 12 МВт. Турбогенератор підключений до розподільчої установки 10 кВ.

Цукровий завод характеризується наступними періодами роботи:

- 1) виробничий період тривалістю 100 діб (робота в 3 зміни);
- 2) невиробничий період (опалювальний) тривалістю 100 діб;
- 3) невиробничий літній період тривалістю 165 діб.

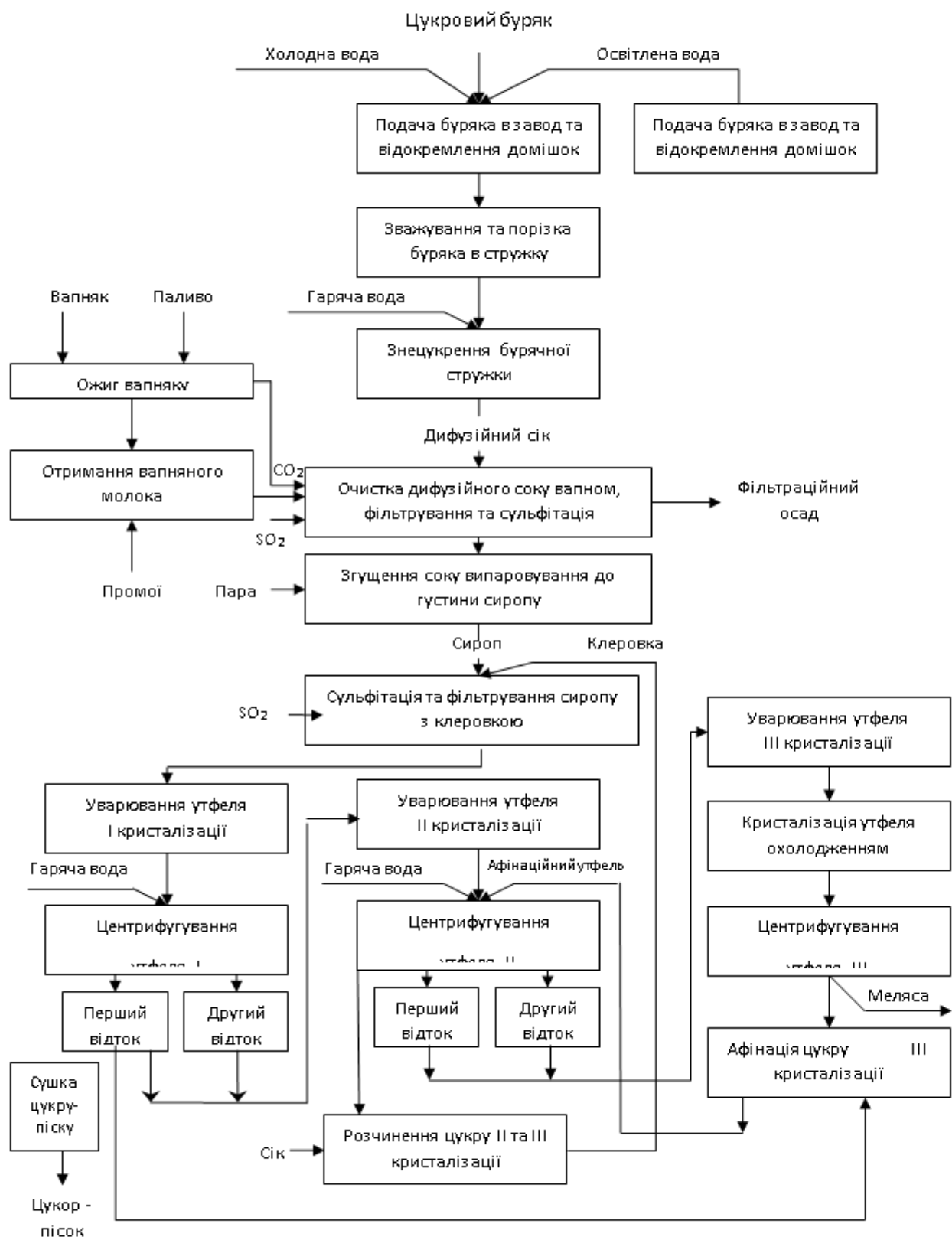
Цеха заводу споживають пару і електричну енергію на протязі однієї зміни, а влітку потреби котельної водопостачання, біологічна очистка, житловий блок є споживачами електроенергії на протязі доби.

За ступенем надійності електропостачання всі споживачі електроенергії підприємства поділяються на три категорії:

- 1) споживачі 1-ї категорії (пожежні насоси, власні потреби ТЕЦ);
- 2) споживачі 2-ї категорії (основні споживачі заводу);
- 3) споживачі 3-ї категорії (ремонтно-механічний цех, склади).

Основними споживачами електроенергії є трифазні асинхронні двигуни напругою 380 В з короткозамкненим ротором у закритому обдуваемому виконанні серії 4А.

					ДП 2024 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8



1. Розрахунок електричних навантажень підприємства

Першим етапом проектування є визначення електричних навантажень. Їх величини – це вихідні дані, на яких базується вирішення комплексу технічних та економічних питань, які виникають при проектуванні систем електропостачання. За цими даними визначаються та вибираються елементи системи електропостачання та розраховуються втрати потужності. Правильність оцінки прямо впливає на капітальні витрати побудови та обслуговування СЕП, надійність її роботи, можливість та частоту поломок, загальний термін експлуатації СЕП та терміни експлуатації окремих елементів СЕП.

У випадку помилкового заниження розрахункової потужності на етапі проектування, після введення СЕП у експлуатацію, надмірні струми призведуть до нагріву усіх елементів СЕП, пришвидшать процеси старіння ізоляції, або можуть навіть призвести до її пробоя і короткого замикання. Загальний термін служби СЕП та її елементів буде знижено та аварійні виходи з ладу будуть виникати частіше.

Натомість при помилковому завищенні розрахункової потужності, ми отримаємо завищенні витрати на побудову та обслуговування, і хоча надійність системи зросте її повний потенціал наврядчи буде реалізований через просте старіння обладнання, навіть якщо воно використовується в номінальних межах.

Оскільки потужності електроприймачів підприємства відомі, найкращим варіантом у плані точності розрахунків буде метод коефіцієнту максимуму.

Для даного методу усі наявні електроприймачі за винятком тих, які працюють у короткочасному режимі та резервних поділяються на дві групи:

					ДП 2024 141			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розрахунок електричних навантажень підприємства	Літ.	Арк.	Аркушів
Розробив	Яцук Я. В.							
Перевірив	Мащенко О. А.						10	123
						ННПТ ім. акад. І.С.Гулого, ЕЛ-4-3		
Н. Контр.								
Затвердив	Балюта С.М							

- 1) споживачі, які працюють за постійним графіком навантаження;
- 2) споживачі, що працюють за змінним графіком навантаження.

Через незначний час роботи приймачів короткочасного та резервного режимів роботи, їх дані при розрахунках не використовуються.

Для вказаних груп споживачів подальші розрахунки проводяться окремо. Порядок розрахунку розрахункової потужності для зазначених підгруп споживачів наведено нижче.

1.1. Визначення розрахункової потужності групи споживачів, із постійним графіком навантаження

Сума номінальних активних потужностей групи споживачів :

$$P_{номс} = \sum P_{номі},$$

де $P_{ном}$ – номінальна потужність і-го споживача групи.

Середня активна та реактивна потужність групи за максимально завантаженою зміну:

$$P_{см} = \sum (P_{ном} * K_{ві});$$

$$Q_{см} = P_{см} * tg\phi_{ном},$$

де $K_{ві}$ – коефіцієнт використання і-го споживача.

Розрахункові потужності групи:

$$P_p = P_{см};$$

$$Q_p = Q_{см}.$$

1.2 Визначення розрахункової потужності групи із змінним графіком навантаження

Сумарна номінальна активна та реактивна потужність групи:

$$P_{номс} = \sum P_{номі};$$

$$Q_{ном} = P_{ном} * tg\phi_{ном}$$

де $P_{номі} \sim$ - номінальна потужність і-того споживача групи, $tg\phi_{ном} \sim$ - тангенс кута коефіцієнта потужності.

Середня активна та реактивна потужності групи за максимально завантаженою зміну:

$$P_{см} = \sum (P_{ном} * K_{ві});$$

$$Q_{см} = P_{см} * tg\phi_{ном}.$$

Розрахунковий коефіцієнт m :

$$m = \frac{P_{номмакс}}{P_{номмін}}.$$

Ефективна кількість споживачів групи :

$$n = \frac{2 * \sum P_{номі}}{P_{номмакс}}.$$

Якщо $m > 3$ і $K_{в.гр} > 0,3$, то коефіцієнт максимуму визначається за функцією $K_m = f(n_e; K_{в.гр})$.

Розрахункова активна реактивна потужність:

$$P_p = K_m * P_{см};$$

якщо $p_e > 10$, то

$$Q_p = Q_{см};$$

якщо $p_e \leq 10$, то

$$Q_p = 1.1 * Q_{см}.$$

Для визначення розрахункової потужності цеху необхідно порахувати потужність освітлювальних установок даного цеху .

1.3. Визначення розрахункової потужності освітлювальних установок

Потужність освітлювальних установок розраховується за питомою потужністю :

$$P_{ро} = p_o * S,$$

де P_o - питома потужність освітлювальних установок ; S - площа цеха.

1.4. Розрахункова потужність та струм цеху

Розрахункова потужність цеха

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{ро})^2 + (Q_p + Q_{ро})^2}.$$

$$I_p = \frac{S_p}{(\sqrt{3} * 0.38)}.$$

Розглянемо визначення розрахункової потужності групи споживачів на прикладі сокоочисного цеху.

1.5. Визначення розрахункової потужності сокоочисного цеха

Початковими даними для розрахунку є:

1) кількість електроприймачів цеху:

$$n = 80$$

					ДП 2024 141	Арк.
						13
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2) сумарна номінальна потужність усіх приймачів електроенергії

$$P_{\Sigma \text{ном}} = \sum P_{\text{ном}} = 1350 \text{ кВт};$$

3) максимальна та мінімальна потужності з поміж усіх приймачів цеху:

$$P_{\text{ном. макс}} = 90 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{ном. мін}} = 0.6 \text{ кВт};$$

4) для даного цеху, приймаємо груповий коефіцієнт використання та коефіцієнт потужності відповідно:

$$K_B = 0.65;$$

$$\cos \varphi = 0.7.$$

Приймаємо, що усі приймачі сокоочисного цеху працюють зі змінним графіком навантаження.

Середня активна та реактивна потужності групи за максимально завантаженою зміну:

$$P_{\text{см}} \sim = K_B \cdot P_{\Sigma \text{ном}} \sim;$$

$$P_{\text{см}} \sim = 0.65 \cdot 1350 = 877.5 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{см}} \sim = P_{\text{см}} \sim \cdot \operatorname{tg} \varphi;$$

$$Q_{\text{см}} \sim = 877.5 \cdot 1.02 = 895.05 \text{ квар.}$$

Розрахунковий коефіцієнт m:

$$m = \frac{P_{\text{ном. макс}}}{P_{\text{ном. мін}}}$$

$$m = \frac{90}{0.6} = 150.$$

					ДП 2024 141	Арк.
						14
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Ефективна кількість споживачів

$$n_{\text{в}} = \frac{2 * P_{\Sigma \text{ном}}}{P_{\text{ном. макс}}}$$

$$n_{\text{в}} = \frac{2 * 1350}{90} = 30.$$

Оскільки $m = 150 > 3$ і $k_{\text{в}} = 0,65 > 0,2$, то визначимо коефіцієнт максимуму як функцію $k_{\text{м}} = f(n_{\text{е}}; k_{\text{в}})$:

$$k_{\text{м}} = 1.12.$$

Активна та реактивна розрахункові потужності:

$$P_{\text{р}} \sim = k_{\text{м}} \cdot P_{\text{см}} \sim;$$

$$P_{\text{р}} \sim = 1.12 \cdot 877.5 = 982.8 \text{ кВт};$$

оскільки $n_{\text{е}} = 30 > 10$, приймаємо

$$Q_{\text{р}} \sim = Q_{\text{см}} \sim = 895.05 \text{ квар.}$$

Розрахунки для інших цехів проводяться аналогічно і наведені у додатку у таблиці 1.

1.6 Визначення розрахункової потужності споживачів з постійним графіком навантаження

Споживачі високої напруги вважаються споживачами із постійним графіком навантаження.

Розрахунки проводимо згідно алгоритму, який наведено на початку даного розділу на прикладі сокоочисного цеху в якому знаходиться вакуум-насос який приводяться в дію двигуном потужністю 220 кВт:

коефіцієнт використання $k_{\text{в}} = 0,8$;

					ДП 2024 141	Арк.
						15
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

коефіцієнт потужності $\cos \varphi = 0,81$.

Сумарна номінальна активна потужність групи:

$$P_{\Sigma \text{ном}} = 220 * 1 = 220 \text{ кВт.}$$

Середня активна та реактивна потужність групи за максимально завантаженою зміну :

$$P_{\text{см}} = P_{\Sigma \text{ном}} \cdot K_{\text{в}};$$

$$P_{\text{см}} = 220 \cdot 0.8 = 176 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \cdot \text{tg} \varphi;$$

$$Q_{\text{см}} = 176 \cdot 0.724 = 127.424 \text{ квар.}$$

Розрахункова активна і реактивна потужності групи:

$$P_{\text{рв.с.}} = P_{\text{см}} = 176 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{рв.с.}} = Q_{\text{см}} = 127.424 \text{ квар.}$$

Розрахунки для інших споживачів проводяться аналогічно і наведені у додатку у таблиці 2.

1.7 Визначення розрахункової потужності освітлювальних установок

Згідно генплану площа сокоочисного цеху складає:

$$S = 2800 \text{ м}^2.$$

Активну розрахункову потужність освітлювальних установок за методом питомої потужності :

$$P_{\text{ро}} = p_{\text{о}} * S * K_{\text{в}};$$

$$P_{\text{ро}} = 0.004 * 2800 * 0.85 = 9.52 \text{ кВт.}$$

					ДП 2024 141	Арк.
						16
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Сучасні освітлювальні установки використовують переважно світлодіодні лампи для зменшення втрат енергії та зменшення небезпек відносно їх обслуговування та роботи. Дані лампи працюють з коефіцієнтом потужності $\cos\varphi \geq 0,9$. Реактивна складова розрахункової потужності сокоочисного цеху дорівнює:

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg} \varphi;$$

$$Q_{po} = 9.52 \cdot 0.484 = 4.6 \text{ квар.}$$

Для інших цехів і відділень, розрахункову потужність освітлювальних установок визначаємо аналогічно. Результати розрахунків наведені в додатку в таблиці 3.

Розрахункові активна та реактивна потужності споживачів 0,4 кВ враховуючи освітлювальні установки складає :

$$P_{p0,4} = P_{p\sim} + P_{po};$$

$$P_{p0,4} = 6372.21 + 107.802 = 6480 \text{ кВт};$$

$$Q_{p0,4} = Q_{p\sim} + Q_{po};$$

$$Q_{p0,4} = 4909.55 + 52.18 = 4961.73 \text{ квар.}$$

Розрахункова потужність підприємства

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$$

$$S_p = \sqrt{8991.512^2 + 6754.501^2} = 11245.91 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

					ДП 2024 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

2. Побудова картограми навантажень підприємства

Картограма навантажень будується для генплану заводу і являє собою розміщені по генплану круги, площі яких, в масштабі $m \cdot \pi \cdot r^2$, дорівнюють навантаженню цехів підприємства. Для кожного цеху створено свій круг, центр якого відповідає центру електричних навантажень даного цеху.

У даному випадку для спрощення процесу побудови картограми приймається, що навантаження рівномірно розподілене по всій площі цеху.

Використовуючи картограму можна спланувати розташування ГПП та цехових підстанцій ближче до центрів навантажень, що дозволяє наблизити напругу до центрів споживання електроенергії та значно скоротити протяжність високо- та низьковольтної мереж напруги, що зменшить витрати на провідникові матеріали та електричні втрати напруги у розподільчій мережі.

Картограма навантажень дозволяє також безпосередньо показати розподілення електричних навантажень на території підприємства.

Картограма навантажень буде побудована лише для споживачів активної потужності за таким алгоритмом:

- 1) будується базовий круг для найбільш завантаженого цеху таким чином щоб коло, утворене кругом, не торкалося меж інших цехів. В нашому випадку таким цехом є продуктовий. Оскільки цехів із споживачами високої напруги небагато, то їх на першому етапі доцільно не враховувати. Такий крок покращить зовнішній вигляд картограми.
- 2) знаходиться радіус базового круга. В нашому випадку радіус круга продуктового цеху дорівнює 40,18 мм.

					ДП 2024 141						
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Побудова картограми навантажень підприємства	Літ.		Арк.	Аркушів		
Розробив	Яцук Я. В.							18	123		
Перевірив	Мащенко О. А.										
						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого, ЕЛ-4-3					
Н. Контр.											
Затвердив	Балюта С.М										

- 3) відповідно до радіуса базового круга обчислюється масштабом площа кругів. В нашому випадку масштаб дорівнює 1/4.
- 4) відповідно до отриманого масштабу площ кругів розраховуємо для інших цехів відповідні радіуси кругів. Для прикладу визначаємо радіус круга для сокоочисного цеху:

$$r = \sqrt{\frac{P_{\text{сок}}}{\pi * m}}$$

$$r = \sqrt{\frac{1158.8}{3.14 * 1/4}} = \approx 38.5 \text{ мм}$$

- 5) визначимо кут навантаження освітлювальних установок. Для сокоочисного цеху:

$$\alpha_{\text{осв}} = \frac{P_{\text{осв}}}{P_p} * 360$$

$$\alpha_{\text{осв}} = \frac{9.52}{1158.8} * 360 = 2.96^\circ$$

- 6) визначимо кут навантаження споживачів вищої напруги для тих цехів, де вони є за формулою:

$$\alpha_{\text{В. Н.}} = \frac{P_{\text{В. Н.}}}{P_p} * 360$$

Для інших цехів виконуючи лише етапи пунктів 4, 5 та 6 (де це потрібно) даного алгоритму визначаємо радіуси кругів та кутів навантаження освітлювальних установок. Результати по визначенню характеристик картограми навантаження наведені в таблиці 4.

Центр електричних навантажень підприємства символізує центр споживання електроенергії. За допомогою центра електричних навантажень є змога розміщувати підстанцію на території підприємства без важких розрахунків.

На основі виміряних координат центрів електричних навантажень визначимо центр електричних навантажень всього підприємства за формулами:

$$X_0 = \frac{\sum P_{pi} \cdot x}{\sum P_{pi}};$$

$$Y_0 = \frac{\sum P_{pi} \cdot y}{\sum P_{pi}}.$$

де x_i, y_i – координати відповідного центра навантажень для i – того цеха.

Для даного підприємства:

$$\begin{aligned} x_0 = & (62,9 \cdot 425 + 166,3 \cdot 335 + 323,7 \cdot 295 + 376,7 \cdot 260 + 906,9 \cdot 260 + 1050,4 \cdot 250 + 1355,8 \\ & \cdot 185 + 1704,3 \cdot 185 + 276,6 \cdot 185 + 68,04 \cdot 185 + 196,4 \cdot 185 + 1213,2 \cdot 360 \\ & + 534,9 \cdot 185 + 447,6 \cdot 195 + 131,5 \cdot 315 + 184,3 \cdot 325 + 119,5 \cdot 185 + 99,9 \cdot 370 \\ & + 50,96 \cdot 135 + 952,9 \cdot 260 + 1,38 \cdot 250) / (62,9 + 166,3 + 323,7 + 376,7 + 906,9 \\ & + 1050,4 + 1355,8 + 1704,3 + 276,6 + 68,04 + 196,4 + 1213,2 + 534,9 + 447,6 \\ & + 131,5 + 184,3 + 119,5 + 99,9 + 50,96 + 952,9 + 1,38) = 240 \text{ мм.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} y_0 = & (62,9 \cdot 195 + 166,3 \cdot 235 + 323,7 \cdot 235 + 376,7 \cdot 235 + 906,9 \cdot 270 + 1050,4 \cdot 220 + 1355,8 \\ & \cdot 240 + 1704,3 \cdot 290 + 276,6 \cdot 320 + 68,04 \cdot 370 + 196,4 \cdot 460 + 1213,2 \cdot 435 \\ & + 534,9 \cdot 30 + 447,6 \cdot 100 + 131,5 \cdot 395 + 184,3 \cdot 455 + 119,5 \cdot 190 + 99,9 \cdot 40 \\ & + 50,96 \cdot 270 + 952,9 \cdot 330 + 1,38 \cdot 130) / (62,9 + 166,3 + 323,7 + 376,7 + 906,9 \\ & + 1050,4 + 1355,8 + 1704,3 + 276,6 + 68,04 + 196,4 + 1213,2 + 534,9 + 447,6 \\ & + 131,5 + 184,3 + 119,5 + 99,9 + 50,96 + 952,9 + 1,38) = 270 \text{ мм.} \end{aligned}$$

					ДП 2024 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

3. Вибір джерела живлення заводу

Планова виробнича потужність підприємства – обробка 7000 тонн цукрового буряку на добу або близько 292 тонн на годину. Для технологічного процесу встановлено 2 котли з продуктивністю 150 т пари на годину. Загальна продуктивність:

$$A = 2 * 150 = 300 \text{ т пари/г}$$

Витрата пари на технологічні потреби при коефіцієнту використання $d=40\%$ для 292 т/годину.

$$\Delta = 0.4 * 292 = 116.8 \text{ т пари/г.}$$

Встановлюємо турбіни і турбогенератор. Потужність турбогенератора (ТГ) або вироблення електроенергії за годину:

$$W = \frac{\Delta}{K} = \frac{116.8}{7} = 16.68 \text{ МВт/г,}$$

де K – коефіцієнт переведення 1 т пари в 1 МВт.

За даними розрахунками при виборі ТГ із потужністю 12 МВт/г та ТГ із потужністю 6 МВт/г, $\cos \phi_{ном} = 0.8$, то завантаження турбіни сягне близько 93 %.

Для турбін необхідна пара з тиском 3.5 МПа та температурою 550°C.

Вибір силових трансформаторів згідно параметрів електросистеми та роботи під час:

					ДП 2024 141							
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Вибір джерела живлення				Літ.	Арк.	Аркушів	
Розробив	Яцук Я. В.											
Перевірив	Машенко О. А.									21	123	
									ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого, ЕЛ-4-3			
Н. Контр.												
Затвердив	Балюта С.М											

а) виробничого періоду (електроенергія виробляється ТГ)

$$S_{EC}^n = \sqrt{(P_{TG} - P_{cm}(z - \delta y))^2 + (Q_{TG} - Q_{cm}(z - \delta y))^2}$$

$$S_{EC}^n = \sqrt{(16.68 - 8.9915)^2 + (6.7545 - 6.7545)^2} = 7.688 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

б) аварійного відключення ТГ 12 МВт (електроенергія постачається від ТГ 6 МВт та зовнішньої ЕС)

$$S_{EC}^n = \sqrt{(P_{TG} - P_p(z - \delta y) * \alpha_{ав})^2 + (Q_{TG} - Q_p(z - \delta y) * \alpha_{ав})^2}$$

$$S_{EC}^n = \sqrt{(6 - 8.9915 * 0.75)^2 + (4.5 - 6.7545 * 0.75)^2} = 0.934 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

де $Q_{TG} = 6 * 0.75 = 4.5 \text{ МВар}$;

в) невикористаного періоду (електроенергія закуповується від зовнішньої електросистеми, ТГ відключений)

$$S_{EC}^n = \sqrt{(P_p)^2 + (Q_p - Q_{ку})^2}$$

$$S_{EC}^n = \sqrt{(8.9915 * 0.15)^2 + (0.15 * 6.7545 - 0.305)^2} = 1.349 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

де P та Q - номінальні активна та реактивна потужності ТГ;

$Q_{ку} = 0.045 * 6.7545 = 0.305 \text{ МВар}$ - потужність ку для компенсації потужності в невикористаний період, що залишається в роботі в невикористаному періоді.

Згідно розрахунків вище, найтяжчий режим роботи, тобто найбільша $S_{ес}$, що передається через ТР ГПП - варіант а, виробничий період.

Вибираємо два трансформатори типу ТМН 6300/35.

Паспортні дані ТМН-6300/35 :

U_{ВН} = 35 кВ;

U_{кз} = 7,5 %;

P_{хх} = 7 кВт;

U_{НН} = 10,5(6,3) кВ;

I_{хх} = 0,8 %;

P_{кз} = 46,5 кВт.

Загальна потужність ГПП = 6.3 * 2 = 12.6 МВ * А

У випадку аварійного відключення одного з трансформаторів другий може бути перевантажений на не більше 40%.

					ДП 2024 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

Допустима потужність на один трансформатор:

$$S = 6.3 * 1.4 = 8.82 \text{ МВ} * A > S_{\text{ec}} = 7.688 \text{ МВ} * A,$$

де S_{ec} - потужність, яка передається від підприємства в систему.

Обрана модель задовольняє наші потреби в потужності при нормальному та аварійному режимах роботи.

3.1. Вибір напруги розподільчої мережі підприємства

Оскільки на підприємстві відсутні споживачі яким потрібні специфічні напруги (двигуни потужністю до 400 кВт випускаються як на напругу 6 кВ так і на 10 кВ) є два можливих варіанти виконання розподільчої мережі:

- 1) $U_{\text{роз.мер}} = 10 \text{ кВ};$
- 2) $U_{\text{роз.мер}} = 6 \text{ кВ}.$

Для зменшення втрат у розподільчій мережі та підвищення її стійкості до коротких замикань вибрано напругу 10 кВ по всьому підприємству.

4. Вибір кількості і потужності цехових підстанцій

Виходячи з даних одержаних при розрахунку потужностей цеху та категорії споживачів у ньому, вибираються кількість та потужність трансформаторів необхідних для забезпечення його роботи.

Особливість вибору цехових ТП також пов'язана із розташуванням цехів на території підприємства. Потужності цехів різні і відстані між ними значні. Тому кількість та потужність трансформаторів для кожного цеху потрібна бути вибрана окремо.

При цьому потрібно враховувати категорії споживачів у кожному цеху. Тип трансформатора краще обрати такий, який забезпечить однотипність цехових підстанцій по всьому підприємству. У випадку наявності електроприймачів I та II категорій повинні бути застосовані двотрансформаторні підстанції.

Згідно ПУЕ післяаварійне перевантаження трансформаторів на не більше 40% на час максимуму допускається на добову тривалість не більше 6 годин протягом не більше п'яти діб.

Визначення розрахункової потужності цехових трансформаторів буде проведено на прикладі бурякопереробного відділення.

Сумарні середні активна, реактивна та повна потужності за максимальною завантажену зміну:

$$P_{\Sigma} = P_{\text{см}} + P_{\text{смо}};$$

$$P_{\Sigma} = 690 + 9.52 = 699.52 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma} = Q_{\text{см}} + Q_{\text{смо}};$$

$$Q_{\Sigma} = 517.5 + 4.6 = 522.1 \text{ квар};$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{699.52^2 + 522.1^2} = 872.88 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

					ДП 2024 141					
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Вибір кількості та потужності цехових підстанцій	Літ.	Арк.	Аркушів		
Розробив		Яцук Я. В.								
Перевірив		Мащенко О. А.					24	123		
						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого, ЕЛ-4-3				
Н. Контр.										
Затвердив		Балюта С.М								

Розрахункова бажана потужність трансформатора:

$$S_{т. роз} = \frac{S_{см}}{\beta},$$

де β - коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$S_{т. роз} = \frac{872.88}{0.85} = 1026.92 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Сумарна розрахункова бажана потужність трансформаторів на ТП1 :

$$S_{\Sigma Т} = S_{т. роз} = 1026.92 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Сумарна фактична потужність споживачів, що живляться від ТП1:

$$\Sigma S_{см} = 872.88 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Вибираємо два трансформатори ТМН-630/10/0,4 ($U_{вн}=10\text{кВ}$; $U_{нн}=0.4\text{кВ}$;) потужністю 630 кВ*А кожний.

Фактичний коефіцієнт завантаження:

$$\beta_{факт} = S_{см}/S_{т. ном} = 872.88 / 630 \cdot 2 = 0.82$$

Аналогічно розрахунок ведеться для інших груп цехів. Результати розрахунків наведені в таблиці 5.

					ДП 2024 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

5. Розрахунок мереж електропостачання

Вибір високовольтних комутаційних апаратів (вимикачі, роз'єднувачі, віддільники, запобіжники та вимикачі) базується на робочих струмах при необмеженій довжині режиму роботи, а також струмах при короткому замиканні у відповідних точках у системі електропостачання.

Необмежено довгий за часом режим роботи електротехнічної установки – це режим, тривалість якого перевищує тривалість, необхідну для досягнення елементами електроустановки стабільної температури при не змінній температурі навколишнього середовища. Необхідно довгий за часом режим роботи електроустановки має два режими: нормальний та максимальний.

Нормальний режим характеризується роботою системи електроустановки, при якій всі елементи знаходяться в робочому стані, а їх параметри не виходять за межі номінальних значень.

Максимальний режим роботи електроустановки – це режим, при якому частина елементів системи через певні причини (планове або аварійне відключення) вимкнена, наслідком чого є підвищення робочого навантаження на решті елементів системи.

Відповідно до режиму роботи розраховується нормальний I_n та маскимальний $I_{\text{макс}}$ струми відповідної електроустановки.

Струм нормального режиму генератора визначається номінальним режимом його роботи, а струм максимального режиму – генерецією у мережу номунальної потужності з відхиленням напруги на 5% відносно номінальної на виводах генератора.

					ДП 2024 141						
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розрахунок мереж електропостачання	Літ.		Арк.	Аркушів		
Розробив	Яцук Я. В.										
Перевірив	Мащенко О. А.							26	123		
						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого, ЕЛ-4-3					
Н. Контр.											
Затвердив		Балюта С.М									

Проводимо розрахунок номінального та максимального режимів для встановлених на підприємстві турбогенераторів 12 кВт та 6 кВт:

ТГ1:

$$I_H = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}} * \cos\phi_{\text{ном}}} = \frac{12000}{\sqrt{3} * 10 * 0.9} = 769.8 \text{ A};$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} * 0.95 * U_{\text{ном}} * \cos\phi_{\text{ном}}} = \frac{12000}{\sqrt{3} * 0.95 * 10 * 0.9} = 810.32 \text{ A}.$$

ТГ2:

$$I_H = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}} * \cos\phi_{\text{ном}}} = \frac{6000}{\sqrt{3} * 10 * 0.9} = 384.9 \text{ A};$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} * 0.95 * U_{\text{ном}} * \cos\phi_{\text{ном}}} = \frac{6000}{\sqrt{3} * 0.95 * 10 * 0.9} = 405.16 \text{ A}.$$

При приєднанні до розподільчого пристрою двохобмоткового трансформатора зв'язку з системою номінальною потужністю $S_{\text{ном}}$, струми нормального та максимального режимів обчислюються з урахуванням особливостей монтажу та роботи на підстанції трансформатора з більшою номінальною потужністю, а саме наступною за державним стандартом відносно потужності першого трансформатора.

Наприклад на стороні ВН другого трансформатора потужністю 6300 кВ*А:

$$I_{\text{ном ВН}} = 0.7 * \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} = 0.7 * \frac{6300}{\sqrt{3} * 35} = 72.7 \text{ A};$$

$$I_{\text{макс ВН}} = 1.4 * \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} = 1.4 * \frac{6300}{\sqrt{3} * 35} = 145.5 \text{ A},$$

де коефіцієнти 0.7 та 1.4 враховують величини навантаження трансформатора у відповідно нормальному та максимальному режимах роботи.

На стороні НН другого трансформатора потужністю 6300 кВт:

					ДП 2024 141	Арк. 27
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{\text{ном НН}} = 0.7 * \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} = 0.7 * \frac{6300}{\sqrt{3} * 10} = 254.61 \text{ A};$$

$$I_{\text{макс НН}} = 1.4 * \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} = 1.4 * \frac{6300}{\sqrt{3} * 10} = 509.22 \text{ A},$$

Струми нормального та максимального режимів при приєднанні ТП1:

на стороні ВН:

$$I_{\text{ном ВН}} = 0.7 * \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} = 0.7 * \frac{160}{\sqrt{3} * 10} = 6.47 \text{ A};$$

$$I_{\text{макс ВН}} = 1.4 * \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} = 1.4 * \frac{160}{\sqrt{3} * 10} = 12.93 \text{ A};$$

на стороні НН:

$$I_{\text{ном НН}} = 0.7 * \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} = 0.7 * \frac{160}{\sqrt{3} * 0.4} = 161.66 \text{ A};$$

$$I_{\text{макс НН}} = 1.4 * \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} = 1.4 * \frac{160}{\sqrt{3} * 0.4} = 323.32 \text{ A}.$$

Аналогічні розрахунки проводимо для всіх цехових ТП на підприємстві. Результати розрахунків наведено у таблиці 6.

Таблиця 6

Номер ТП	На стороні ВН		На стороні НН	
	Ін, А	Імакс, А	Ін, А	Імакс, А
1	6.47	12.93	161.66	323.32
2, 4, 8	25.46	50.92	636.53	1273.06
3, 5	40.42	80.83	1010.36	2020.73
6	64.66	129.33	1616.58	3233.16
7	8.08	16.17	202.07	404.15
9	16.17	32.33	404.15	808.29

5.1. Розрахунок розподільчої мережі та мережі живлення підприємства

Робочий режим електроустановки, тобто характеристика її струмоведучих елементів, залежить від струмів нормального та максимального режимів.

Струмопровідні елементи в незалежності від їх призначення та використання повинні задовольняти всі вимоги допустимого їх нагрівання струмами нормального та максимального режимів їх роботи. Зсилаючись на це, переріз провідників вибирається за економічно вигідною густиною струму для нормального режиму роботи та перевіряється за гранично тривалодопустимою температурою поверхні провідника при роботі у максимальному режимі.

Економічно вигідний переріз провідника, мм²:

$$S_{ек} = \frac{I_n}{j_{ек}},$$

де I_n – струм нормального режиму роботи, А; $j_{ек}$ – значення економічно вигідної густини струму, А/мм².

Розрахований економічно вигідний переріз $S_{ек}$ заокруглюється до найближчого більшого (рідше меншого) стандартного перерізу $S_{ст}$, мм².

Обраний стандартний переріз перевіряється за граничною тривалодопустимою температурою при максимальному режимі для всіх видів провідників (шин, проводів, кабелів).

Тривало допустима максимальна температура провідників нормується:

- для ізолюваних провідників, умовою пришвидшеного старіння ізоляції;
- для неізолюваних провідників, умовою підвищеного окислення контактних з'єднань.

Максимально тривалодопустима температура для неізолюваних провідників та шин при середній температурі повітря 25°C прийнята 70°C.

Для кабелів напругою нижче 35 кВ з ізоляцією виконаною із просоченого кабельного паперу максимальна тривалодопустима температура знаходиться у межах 50...80°C в залежності від напруги.

У післяаварійному періоді максимального режиму роботи допускається перевантаження від встановленого максимального:

- для кабелів з поліетиленовою ізоляцією на не більше 10%;
- для кабелів з полівінілхлоридною ізоляцією на не більше 15%;

на тривалість не більше шести годин на добу протягом не більше п'яти діб, при умові що решта часу роботи має показники навантаження не вище номінального.

5.2. Вибір кабелів, що живлять трансформаторні підстанції

На прикладі кабельної лінії від головного розподільчого пристрою (надалі ГРП), що знаходиться на ТЕЦ, до ТП1.

Струм нормального робочого режиму для кабелю що живить трансформатор ТМН 160/10/0,4 на ТП1:

$$I_{н1} = \frac{0.7 * S_{ном.тр}}{\sqrt{3} * U_{ном}} = \frac{0.7 * 160}{\sqrt{3} * 10} = 6.47 \text{ А.}$$

Економічно вигідний переріз для даної кабельної лінії:

$$S_{ек1} = \frac{I_{н1}}{j_{ек}} = \frac{6.47}{1.4} = 4.62 \text{ мм}^2,$$

де $j_{ек} = 1.4 \text{ А/мм}^2$ – економічна густина струму кабельної лінії.

Вибираємо кабель типу АВВГ 3х6, прокладений в землі, за наступними умовами:

$$S_{ст} = 6 \text{ мм}^2 > S_{ек1} = 4.62 \text{ мм}^2;$$

$$I_{доп} = 37 \text{ А} > I_{макс} = 2 * I_{н1} = 12.93 \text{ А.}$$

					ДП 2024 141	Арк.
						30
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Довжину кабельних ліній визначаємо із картограми навантажень.

Разрахунки інших кабелів проводимо аналогічно. Результати розрахунків наведені у таблиці 7.

Таблиця 7.

Споживач	Тип кабелю	x_0 , Ом/км	r_0 , Ом/км
ТП1	АВВГ 3х6	0,12	5,11
ТП2; ТП4; ТП8	АВВГ 3х25	0,093	1,2
ТП3; ТП5	АВВГ 3х35	0,089	0,868
ТП6	АВВГ 3х50	0,084	0,641
ТП7	АВВГ 3х6	0,12	5,11
ТП9	АВВГ 3х16	0,097	1,91

5.3. Вибір кабелів для живлення високовольтних двигунів

Асинхронні двигуни потужністю 355 кВт типу ДАЗО4-500ХК-4У1:

Номінальний струм АД:

$$I_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}} * \cos\phi_{\text{ном}} * \eta_{\text{ном}}},$$

$$I_{\text{ном}} = \frac{355}{\sqrt{3} * 10 * 0.85 * 0.928} = 25.98 \text{ А},$$

Економічно вигідний переріз

$$S_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{н}}}{j_{\text{ек}}} = \frac{25.98}{1.4} = 18.56 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо кабель типу АВВГ 3х25, прокладений в землі:

$$S_{\text{ст}} = 25 \text{ мм}^2 > S_{\text{ек1}} = 18.56 \text{ мм}^2.$$

Активний та індуктивний опори:

$$r_0 = 1.2 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0.093 \text{ Ом/км}.$$

Асинхронний двигун потужністю 220 кВт типу А4-500Х-8МУЗ:

Номінальний струм АД:

$$I_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}} * \cos\phi_{\text{ном}} * \eta_{\text{ном}}},$$
$$I_{\text{ном}} = \frac{220}{\sqrt{3} * 10 * 0.8 * 0.926} = 17.15 \text{ А},$$

Економічно вигідний переріз

$$S_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{н}}}{j_{\text{ек}}} = \frac{17.15}{1.4} = 12.25 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо кабель типу АВВГ 3х16, прокладений в землі:

$$S_{\text{ст}} = 16 \text{ мм}^2 > S_{\text{ек1}} = 12.25 \text{ мм}^2.$$

Активний та індуктивний опори:

$$r_0 = 1.91 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0.097 \text{ Ом/км}.$$

Асинхронний двигун потужністю 300 кВт типу А4-450Х-8МТЗ:

Номінальний струм АД:

$$I_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}} * \cos\phi_{\text{ном}} * \eta_{\text{ном}}},$$
$$I_{\text{ном}} = \frac{300}{\sqrt{3} * 10 * 0.83 * 0.932} = 22.391 \text{ А},$$

					ДП 2024 141	Арк.
						32
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Економічно вигідний переріз

$$S_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{н}}}{j_{\text{ек}}} = \frac{22.391}{1.4} = 15.993 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо кабель типу АВВГ 3х16, прокладений в землі:

$$S_{\text{ст}} = 16 \text{ мм}^2 > S_{\text{ек1}} = 15.993 \text{ мм}^2.$$

Активний та індуктивний опори:

$$r_0 = 1.91 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0.097 \text{ Ом/км}.$$

Асинхронний двигун потужністю 450 кВт типу ДАЗО4-500УК1-4У1:

Номінальний струм АД:

$$I_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}} * \cos\phi_{\text{ном}} * \eta_{\text{ном}}},$$

$$I_{\text{ном}} = \frac{450}{\sqrt{3} * 10 * 0.855 * 0.933} = 35.57 \text{ А},$$

Економічно вигідний переріз

$$S_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{н}}}{j_{\text{ек}}} = \frac{35.57}{1.4} = 23.264 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо кабель типу АВВГ 3х25, прокладений в землі:

$$S_{\text{ст}} = 25 \text{ мм}^2 > S_{\text{ек1}} = 23.264 \text{ мм}^2.$$

Активний та індуктивний опори:

$$r_0 = 1.2 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0.09 \text{ Ом/км}.$$

Параметри двигунів та результати розрахунків наведено у додатку у таблиці 8.

					ДП 2024 141	Арк.
						33
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5.4. Вибір кабелю, що з'єднує головну понижувальну підстанцію та головний розподільчий пристрій

Струм нормального робочого режиму для кабелю, що з'єднує ГПП та ГРП:

$$I_{\text{нГРП}} = \frac{S_{\text{р(ГПП)}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} = \frac{7688}{\sqrt{3} * 10} = 443.867 \text{ А.}$$

Економічно вигідний переріз кабельної лінії:

$$S_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{н}}}{j_{\text{ек}}} = \frac{519.124}{1.4} = 317.05 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо два кабелі типу 2*ААБл 3х240, що прокладені в землі.

$$S_{\text{ст}} = 2 * 240 = 480 \text{ мм}^2 > S_{\text{ек}} = 317.05 \text{ мм}^2;$$

$$I_{\text{доп}} = 2 * 314 = 628 \text{ А} > I_{\text{макс}} 443.867 \text{ А.}$$

Активний та індуктивний опори:

$$r_0 = 0.125 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0.068 \text{ Ом/км.}$$

5.5. Вибір повітряних ліній електропередач 35 кВ

Струми нормального та максимального режимів роботи повітряної лінії:

$$I_{\text{нПЛ}} = I_{\text{максПЛ}} = \frac{S_{\text{р}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} = \frac{7688}{\sqrt{3} * 35} = 128.82 \text{ А.}$$

Економічно вигідний переріз повітряної лінії:

$$S_{\text{екПЛ}} = \frac{I_{\text{нПЛ}}}{j_{\text{екПЛ}}} = \frac{128.82}{1.1} = 115.29 \text{ мм}^2,$$

де $j_{\text{екПЛ}} = 1.1 \text{ А/мм}^2$ – економічна густина струму для повітряної лінії.

Повітряну лінію довжиною 40 км виконуємо проводом марки АС 150/34 за умовами:

$$S_{\text{ст}} = 150 \text{ мм}^2 > S_{\text{ек}} = 132 \text{ мм}^2;$$

					ДП 2024 141	Арк.
						34
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{\text{доп}} = 450 \text{ А} > I_{\text{макс}} 145.5 \text{ А.}$$

Активний та індуктивний опори:

$$r_0 = 0.2 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0.41 \text{ Ом/км.}$$

5.6. Вибір шини головного розподільчого пристрою напругою 10 кВ

Струм максимального режиму роботи шини ГРП:

$$I_{\text{нШ}} = I_{\text{максШ}} = \frac{S_p(\text{ГРП})}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} = \frac{18000}{\sqrt{3} * 10} * 1.4 = 1454.92 \text{ А.}$$

Економічно вигідний переріз шини:

$$S_{\text{екШ}} = \frac{I_{\text{нШ}}}{j_{\text{екШ}}} = \frac{1454.92}{1.1} = 1322.66 \text{ мм}^2,$$

де $j_{\text{екШ}} = 1.1 \text{ А/мм}^2$ – економічна густина струму для шини.

Шину виконуємо із алюмінію прямокутного перерізу із двома полюсами на фазу за умовою:

$$S_{\text{ст}} = 2 * 800 = 1600 \text{ мм}^2 > S_{\text{ек}} = 1322.66 \text{ мм}^2;$$

$$I_{\text{доп}} = 1625 \text{ А} > I_{\text{макс}} 1454.92 \text{ А.}$$

5.7. Вибір шини розподільчої установки промводопостачання 10 кВ

Струм максимального режиму роботи шини РУ:

$$I_{\text{нШ}} = I_{\text{максШ}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} = \frac{867.47}{\sqrt{3} * 10} * 1.4 = 70.12 \text{ А.}$$

Економічно вигідний переріз шини:

$$S_{\text{екШ}} = \frac{I_{\text{нШ}}}{j_{\text{екШ}}} = \frac{70.12}{1.1} = 63.74 \text{ мм}^2,$$

де $j_{\text{екШ}} = 1.1 \text{ А/мм}^2$ – економічна густина струму для шини.

					ДП 2024 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

Шину виконуємо із алюмінію прямокутного перерізу із двома полюсами на фазу за умовою:

$$S_{ст} = 75 \text{ мм}^2 > S_{ек} = 63.74 \text{ мм}^2;$$

$$I_{доп} = 265 \text{ А} > I_{макс} 70.12 \text{ А}.$$

5.8. Вибір кабелю, що з'єднує турбогенератор 12 МВт та головний розподільчий пристрій

Економічно вигідний кабельної лінії:

$$S_{екКЛ} = \frac{I_{нКЛ}}{j_{екКЛ}} = \frac{769.8}{1.4} = 549.86 \text{ мм}^2,$$

де $j_{екШ} = 1.4 \text{ А/мм}^2$ – економічна густина струму для кабельної лінії;

$I_{нКЛ}$ – номінальний струм турбогенератора 12 МВт.

Кабельну лінію виконуємо чотирма кабелями АС 150/24, прокладеними в повітрі (0,02 км) за умовами:

$$S_{ст} = 4 * 150 = 600 \text{ мм}^2 > S_{ек} = 549.86 \text{ мм}^2;$$

$$I_{доп} = 4 * 450 = 1800 \text{ А} > I_{макс} 769.8 \text{ А}.$$

Активний та індуктивний опори:

$$r_0 = 0.2 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0.41 \text{ Ом/км}.$$

5.9. Вибір кабелю, що з'єднує турбогенератор 6 МВт та головний розподільчий пристрій

Економічно вигідний кабельної лінії:

$$S_{екКЛ} = \frac{I_{нКЛ}}{j_{екКЛ}} = \frac{384.9}{1.4} = 274.93 \text{ мм}^2,$$

де $j_{екШ} = 1.4 \text{ А/мм}^2$ – економічна густина струму для кабельної лінії;

					ДП 2024 141	Арк.
						36
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$I_{нКЛ}$ – номінальний струм турбогенератора 6 МВт.

Кабельну лінію виконуємо двома кабелями АС 150/24, прокладеними в повітрі (0,02 км) за умовами:

$$S_{ст} = 2 * 150 = 370 \text{ мм}^2 > S_{ек} = 274.93 \text{ мм}^2;$$

$$I_{доп} = 2 * 450 = 900 \text{ А} > I_{макс} 384.9 \text{ А}.$$

Активний та індуктивний опори:

$$r_0 = 0.2 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0.41 \text{ Ом/км}.$$

5.10. Вибір кабельної лінії, що з'єднує розподільчу установку ТЕЦ та розподільчу установку промводопостачання

Струм нормального робочого режиму для кабелю, що з'єднує РУ ТЕЦ та РУ промводопостачання:

$$I_{нРУ2} = \frac{S_p}{\sqrt{3} * U_{ном}} = \frac{867.47}{\sqrt{3} * 10} = 70.12 \text{ А}.$$

Економічно вигідний переріз кабельної лінії:

$$S_{екГРП} = \frac{I_n}{j_{ек}} = \frac{70.12}{1.4} = 50.14 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо кабель типу ААБл 3х50, що прокладений в землі, за умовами:

$$S_{ст} = 50 \text{ мм}^2 \approx S_{ек} = 50.14 \text{ мм}^2;$$

$$I_{доп} = 134 \text{ А} > I_{макс} 70.12 \text{ А}.$$

Активний та індуктивний опори:

$$r_0 = 0.641 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0.084 \text{ Ом/км}.$$

					ДП 2024 141	Арк.
						37
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5.11. Вибір кабельної лінії, що з'єднує розподільчу установку ГК та розподільчу установку ірригаційних вод

Струм нормального робочого режиму для кабелю, що з'єднує РУ ГК та РУ ірригаційних вод:

$$I_{\text{НРУЗ}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} = \frac{203.7}{\sqrt{3} * 10} = 11.76 \text{ А.}$$

Економічно вигідний переріз кабельної лінії:

$$S_{\text{екГРП}} = \frac{I_{\text{н}}}{j_{\text{ек}}} = \frac{11.76}{1.4} = 8.4 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо кабель типу ААБл 3х50, що прокладений в землі, за умовами:

$$S_{\text{ст}} = 50 \text{ мм}^2 > S_{\text{ек}} = 8.4 \text{ мм}^2;$$

$$I_{\text{доп}} = 134 \text{ А} > I_{\text{макс}} 11.76 \text{ А.}$$

Активний та індуктивний опори:

$$r_0 = 0.641 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0.084 \text{ Ом/км.}$$

5.12. Вибір кабельної лінії, що з'єднує розподільчу установку ГК та розподільчу установку ТЕЦ

Струм нормального робочого режиму для кабелю, що з'єднує РУ ГК та РУ ірригаційних вод:

$$I_{\text{НРУЗ}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} = \frac{434.57}{\sqrt{3} * 10} = 25.1 \text{ А.}$$

Економічно вигідний переріз кабельної лінії:

$$S_{\text{екГРП}} = \frac{I_{\text{н}}}{j_{\text{ек}}} = \frac{25.1}{1.4} = 17.92 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо кабель типу ААБл 3х50, що прокладений в землі, за умовами:

					ДП 2024 141	Арк.
						38
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{ст} = 50 \text{ мм}^2 > S_{ек} = 17.92 \text{ мм}^2;$$

$$I_{доп} = 134 \text{ А} > I_{макс} 25.1 \text{ А}.$$

Активний та індуктивний опори:

$$r_0 = 0.641 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0.084 \text{ Ом/км}.$$

					ДП 2024 141	Арк.
						39
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

6. Розрахунок струмів короткого замикання

Параметри системи та базова потужність:

$$S_{\text{сис}} = \infty;$$

$$S_6 = S_{\text{т. ном}} = 50 \text{ МВ} * A;$$

$$x_c = 1,75.$$

Опір ПЛ 35 кВ:

$$r_{\text{пл}} = r_0 * l_{\text{пл}} * \frac{S_6}{(U_{\text{ном. ср}})^2} = 0.2 * 40 * \frac{50}{(37)^2} = 0.29 \text{ Ом/км};$$

$$x_{\text{пл}} = x_0 * l_{\text{пл}} * \frac{S_6}{(U_{\text{ном. ср}})^2} = 0.41 * 40 * \frac{50}{(37)^2} = 0.6 \text{ Ом/км}.$$

Параметри трансформаторів ТМ 6300/35/10:

$$U_k = 7.5\%;$$

Опір трансформатора у відносних одиницях:

$$x_t = \frac{1}{100} * U_k * \frac{S_6}{S_{\text{т. ном}}} = \frac{7.5 * 50}{100 * 10} = 0.375$$

Опори КЛ до РУ ТЕЦ (l = 0,0165 км):

$$r_{\text{кл1}} = r_0 * \frac{l_{\text{кл}}}{n_{\text{кб}}} * \frac{S_6}{(U_{\text{ном. ср}})^2},$$

$$r_{\text{кл1}} = 0.099 * \frac{0.0165}{2} * \frac{50}{(10)^2} = 0.0004;$$

					ДП 2024 141				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розрахунок КЗ	Літ.	Арк.	Аркушів	
Розробив	Яцук Я. В.								
Перевірив	Мащенко О. А.						40	123	
						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого, ЕЛ-4-3			
Н. Контр.									
Затвердив	Балюта С.М								

$$x_{кл1} = x_0 * \frac{l_{кл}}{n_{кб}} * \frac{S_б}{(U_{ном. ср})^2},$$

$$x_{кл1} = 0.073 * \frac{0.0165}{2} * \frac{50}{(10)^2} = 0.0003.$$

Турбогенератор Т-12-2УЗ на 10 кВ із $X''d = 0.113$; $\cos\phi_{ном} = 0.82$ на $P_{ном} = 12$ МВт:

$$X'Г = X''d * \frac{S_б}{S_{ном}} = X''d * \frac{S_б * \cos\phi_{ном}}{P_{ном}} = 0.113 * \frac{50000 * 0.82}{12000} = 0.386 \text{ в. о.},$$

де $X''d$ – опір обмоток генератора.

Опори КЛ від Т1 до РУ ТЕЦ ($l = 0,02$ км):

$$r_{кл2} = r_0 * \frac{l_{кл}}{n_{кб}} * \frac{S_б}{(U_{ном. ср})^2},$$

$$r_{кл2} = 0.2 * \frac{0.02}{2} * \frac{50}{(10)^2} = 0.001;$$

$$x_{кл2} = x_0 * \frac{l_{кл}}{n_{кб}} * \frac{S_б}{(U_{ном. ср})^2},$$

$$x_{кл2} = 0.041 * \frac{0.0165}{2} * \frac{50}{(10)^2} = 0.000205.$$

Турбогенератор Т-6-2УЗ на 10 кВ із $X''d = 0.12$; $\cos\phi_{ном} = 0.82$ на $P_{ном} = 6$ МВт:

$$X'Г = X''d * \frac{S_б}{S_{ном}} = X''d * \frac{S_б * \cos\phi_{ном}}{P_{ном}} = 0.12 * \frac{50000 * 0.82}{6000} = 0.82 \text{ в. о.}$$

Опори КЛ від Т2 до РУ ТЕЦ ($l = 0,02$ км):

$$r_{кл3} = r_0 * \frac{l_{кл}}{n_{кб}} * \frac{S_б}{(U_{ном. ср})^2},$$

$$r_{кл3} = 0.2 * \frac{0.02}{2} * \frac{50}{(10)^2} = 0.001;$$

					ДП 2024 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

$$x_{\text{кл}3} = x_0 * \frac{l_{\text{кл}}}{n_{\text{кб}}} * \frac{S_6}{(U_{\text{ном. ср}})^2},$$

$$x_{\text{кл}3} = 0.041 * \frac{0.0165}{2} * \frac{50}{(10)^2} = 0.000205.$$

Опори КЛ, що живлять АД (l = 0,03 км):

$$r_{\text{кл}4} = r_0 * \frac{l_{\text{кл}}}{n_{\text{кб}}} * \frac{S_6}{(U_{\text{ном. ср}})^2},$$

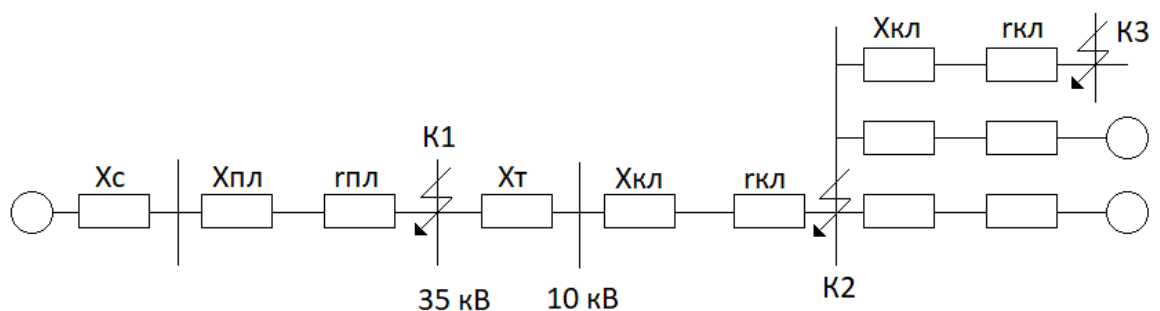
$$x_{\text{кл}4} = x_0 * \frac{l_{\text{кл}}}{n_{\text{кб}}} * \frac{S_6}{(U_{\text{ном. ср}})^2},$$

$$r_{\text{кл}4} = 1.91 * \frac{0.03}{2} * \frac{50}{(10)^2} = 0.0143;$$

$$x_{\text{кл}4} = 0.097 * \frac{0.03}{2} * \frac{50}{(10)^2} = 0.00073.$$

$$r_{\text{кл}5} = 1.2 * \frac{0.03}{2} * \frac{50}{(10)^2} = 0.009;$$

$$x_{\text{кл}5} = 0.09 * \frac{0.03}{2} * \frac{50}{(10)^2} = 0.000675.$$



Розрахунок КЗ точки К2 (U_б = 10 кВ):

$$I_6 = \frac{50}{\sqrt{3} * 10} = 2.887 \text{ кА}$$

Сумарний опір променя ЕС:

$$Z_c = \sqrt{(x_c + x_{пл} + x_T + x_{кл})^2 + (r_{пл} + r_{кл})^2}$$

$$Z_c = \sqrt{(1.75 + 0.6 + 0.375 + 0.0003)^2 + (0.29 + 0.0004)^2} = 2.74 \text{ в. о}$$

Сумарний опір від двох паралельно з'єднаних променів ЕС:

$$Z_{c\Sigma} = \frac{Z_c}{2} = 1.37 \text{ в. о.}$$

Сумарний опір променя Г1:

$$Z_{Г1} = \sqrt{(x_{Г1} + x_{кл})^2 + (r_{кл})^2} = \sqrt{(0.386 + 0.001)^2 + (0.000205)^2} = 0.387$$

Сумарний опір променя Г2:

$$Z_{Г2} = \sqrt{(x_{Г2} + x_{кл})^2 + (r_{кл})^2} = \sqrt{(0.82 + 0.001)^2 + (0.000205)^2} = 0.821$$

Спростимо паралельно з'єднані опори:

$$Z_{Г12} = \frac{Z_{Г1} * Z_{Г2}}{Z_{Г1} + Z_{Г2}} = \frac{0.387 * 0.821}{0.387 + 0.821} = 0.263 \text{ в. о.}$$

Заключний опір:

$$Z_{зак} = \frac{Z_{Г12} * Z_c}{Z_{Г12} + Z_c} = \frac{0.263 * 2.74}{0.263 + 2.74} = 0.24 \text{ в. о.}$$

Коефіцієнти струмозподілу в променях:

$$\Gamma_1: C_{Г1} = \frac{Z_{зак}}{Z_{Г1}} = \frac{0.24}{0.387} = 0.62.$$

$$\Gamma_2: C_{Г2} = \frac{Z_{зак}}{Z_{Г2}} = \frac{0.24}{0.821} = 0.292.$$

$$EC: C_c = \frac{Z_{зак}}{Z_c} = \frac{0.24}{2.74} = 0.088.$$

Розрахунковий опір:

$$\Gamma 1: Z_{\Gamma 1 p} = \frac{Z_{\text{зак}}}{C_{\Gamma 1}} * \frac{S_{\text{ном}\Gamma}}{S_6} = \frac{0.24}{0.62} * \frac{15}{50} = 0.116 \text{ в. о.}$$

$$\Gamma 2: Z_{\Gamma 2 p} = \frac{Z_{\text{зак}}}{C_{\Gamma 2}} * \frac{S_{\text{ном}\Gamma}}{S_6} = \frac{0.24}{0.292} * \frac{7.5}{50} = 0.123 \text{ в. о.}$$

$$\text{ЕС: } Z_{cp} = \frac{Z_{\text{зак}}}{C_c} = \frac{0.24}{0.088} = 2.727 \text{ в. о.}$$

Надперехідне значення періодичної складової струму КЗ від системи:

$$I_{c00} = \frac{1}{Z_{cp}} * I_6 = \frac{1}{2.727} * 2.887 = 1.059 \text{ кА.}$$

Надперехідне значення періодичної складової струму КЗ від Г1:

$$I'_{00\Gamma 1} = I_{00\Gamma 1} * \frac{S_{\Gamma 1 \text{ ном}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} = 9 * \frac{15}{\sqrt{3} * 10} = 7.794 \text{ кА;}$$

Надперехідне значення періодичної складової струму КЗ від Г2:

$$I'_{00\Gamma 2} = I_{00\Gamma 2} * \frac{S_{\Gamma 2 \text{ ном}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} = 9 * \frac{7.5}{\sqrt{3} * 10} = 3.897 \text{ кА;}$$

Сумарне надперехідне значення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{\text{сумк}} = I_{c00} + I'_{00\Gamma 1} + I'_{00\Gamma 2} = 1.059 + 7.794 + 3.897 = 12.75 \text{ кА.}$$

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{catnb} = \sqrt{2} * I_{k\Sigma}^{K2} * e^{-\frac{tnb}{Ta}} = \sqrt{2} * 12.75 * e^{-\frac{0.08}{0.06}} = 4.753 \text{ кА}$$

$$Ta = \frac{0.01}{\ln(ky - 1)} = \frac{0.01}{\ln(1.94 - 1)} = 0.06 \text{ с,}$$

де $ky = 1.94$ – ударний коефіцієнт.

Струм підживлення к.з. від АД:

$$I_{ад} = \sum_{i=1}^n \frac{n_{ADi} * I_{номADi} * E_{ADi} * 10^{-3}}{\sqrt{(r_{кли})^2 + (x_{кли} + x_{ADi})^2}},$$

$$I_{ад} = \frac{2 * 17.15 * 0.9 * 10^{-3}}{\sqrt{(1.91)^2 + (0.097 + 0.14)^2}} + \frac{2 * 25.98 * 0.9 * 10^{-3}}{\sqrt{(1.2)^2 + (0.09 + 0.15)^2}} = 0.054 \text{ кА.}$$

Аперіодична та періодична сталі часу АД:

$$T_a^{AD} = 0.04 \text{ с}; \quad T'_{AD} = 0.05 \text{ с.}$$

Ударний коефіцієнт:

$$K_y^{AD} = 1.6.$$

Струм к.з. з урахуванням підживлення від двигунів:

$$I''_{\text{сум}} = I_{\text{сумк}} + I_{\text{ад}} = 12.75 + 0.054 = 12.804 \text{ кА.}$$

Аперіодична стала схеми з урахуванням двигунів:

$$T_a^{CX} = \frac{T_a^{AD} * I_{\text{ад}} + T_a * I_{\text{сумк}}}{I''_{\text{сум}}} = \frac{0.04 * 0.054 + 0.06 * 12.75}{12.804} = 0.06 \text{ с.}$$

Тепловий імпульс від системи з урахуванням підживлення к.з від двигунів:

$$Bk = (I_{\text{сумк}})^2 * (t \text{ к.з.} + T_a^{CX}) + (I_{\text{ад}})^2 * (0.5 * T'_{AD} + T_a^{CX}) + 2 * I_{\text{сумк}} * I_{\text{ад}} * (T'_{AD} + T_a^{CX}),$$
$$Bk = (12.75)^2 * (0.5 + 0.06) + (0.054)^2 * (0.5 * 0.05 + 0.06) + 2 * 12.75 * 0.054 * (0.05 + 0.06) = 91.187 \text{ кА}^2 * \text{с.}$$

Перевіряємо кабелі живлення ТГ:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{Bk}}{C} < S_{\text{СТ}}^{\text{КЛ}},$$

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{91.187 * 10^6}}{90} = 106.102 \text{ мм}^2 < S_{\text{СТ}}^{\text{КЛ}} = 2 * 150 = 300 \text{ мм}^2.$$

Ударний струм КЗ:

$$i_{yK2} = i_{\text{сум}} + i_{\text{уд}} = \sqrt{2} * (K_y * I_{\text{сумк}} + K_y^{AD} * I_{\text{ад}}),$$
$$i_{yK2} = \sqrt{2} * (1.94 * 12.75 + 1.6 * 0.054) = 35.103 \text{ кА.}$$

Розрахунок КЗ точки К1:

$$S_6 = 50 \text{ МВ} * A;$$

$$U_6 = 37 \text{ кВ};$$

$$I_6 = \frac{50}{\sqrt{3} * 37} = 0.78 \text{ кА.}$$

					ДП 2024 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

$$Z_c = 2.727 \text{ в. о.} \quad Z_{Г1} = 0.116 \text{ в. о.} \quad Z_{Г2} = 0.123 \text{ в. о.}$$

Паралельно з'єднуємо опори системи та турбогенераторів:

$$Z' = \frac{Z_{Г12} * Z_c}{Z_{Г12} + Z_c} = \frac{0.263 * 2.74}{0.263 + 2.74} = 0.24 \text{ в. о.}$$

З'єднуємо послідовно із опорами трансформатора та кабельної лінії:

$$Z_1 = Z' + \frac{\sqrt{(x_t + x_{кл})^2 + (r_{кл})^2}}{2} = 0.123 + \frac{\sqrt{(0.375 + 0.0003)^2 + (0.0004)^2}}{2} = 0.311 \text{ в. о.}$$

Сумарний опір від системи до точки к.з.:

$$Z_2 = \frac{\sqrt{(x_c + x_{пл})^2 + (r_{пл})^2}}{2} = \frac{\sqrt{(1.75 + 0.6)^2 + (0.29)^2}}{2} = 1.184 \text{ в. о.}$$

$$Z'_{зак} = 0.246;$$

Коефіцієнти струмозподілу:

$$1: C_1 = \frac{Z'_{зак}}{Z_1} = \frac{0.246}{0.311} = 0.792.$$

$$2: C_2 = \frac{Z'_{зак}}{Z_2} = \frac{0.246}{1.184} = 0.208.$$

Коефіцієнти струмозподілу в променях:

$$\Gamma 1: C_{Г1} = \frac{Z'_{зак}}{Z_{Г1}} = \frac{0.246}{0.387} = 0.636.$$

$$\Gamma 2: C_{Г2} = \frac{Z'_{зак}}{Z_{Г2}} = \frac{0.246}{0.821} = 0.3.$$

$$EC1: C_{c1} = \frac{Z'_{зак}}{Z_{c1}} = \frac{0.246}{1.37} = 0.18.$$

$$EC2: C_{c2} = C_2 = 0.208.$$

Розрахунковий опір:

$$\Gamma 1: Z_{Г1} = \frac{Z_1}{C_{Г1}} * \frac{S_{ГНОМ}}{S_6} = \frac{0.311}{0.636} * \frac{15}{50} = 0.147 \text{ в. о.}$$

$$\Gamma 2: Z_{Г2} = \frac{Z_1}{C_{Г2}} * \frac{S_{ГНОМ}}{S_6} = \frac{0.311}{0.3} * \frac{7.5}{50} = 0.155 \text{ в. о.}$$

					ДП 2024 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

$$EC1: Z_{c1} = \frac{Z_1}{C_{c1}} = \frac{0.311}{0.18} = 1.728 \text{ в. о.}$$

$$EC2: Z_{c2} = \frac{1.184}{0.208} = 5.692 \text{ в. о.}$$

Надперехідне значення періодичної складової струму КЗ від системи 1:

$$I_{c00} = \frac{1}{Z_{c1p}} * I_6 = \frac{1}{1.728} * 0.78 = 0.451 \text{ кА.}$$

Надперехідне значення періодичної складової струму КЗ від системи 2:

$$I_{c00} = \frac{1}{Z_{c2p}} * I_6 = \frac{1}{5.692} * 0.78 = 0.137 \text{ кА.}$$

Надперехідне значення періодичної складової струму КЗ від Г1:

$$I'_{00Г1} = 0.866 \text{ кА;}$$

Надперехідне значення періодичної складової струму КЗ від Г2:

$$I'_{00Г2} = 0.433 \text{ кА;}$$

Сумарне надперехідне значення періодичної складової струму КЗ:

$$I_k = I_{00c1} + I_{00c2} + I'_{00Г1} + I'_{00Г2} = 0.451 + 0.137 + 0.866 + 0.433 = 1.887 \text{ кА.}$$

Ударний струм:

$$i_y = \sqrt{2} * k_y * I_k = \sqrt{2} * 1.94 * 1.887 = 5.177 \text{ кА.}$$

Час розмикання контактів:

$$T_{п. в.} = t_{р. з.} + t_{в. в.} = 0.01 + 0.07 = 0.08 \text{ с.}$$

Тепловий імпульс:

$$W_k = (I_k)^2 * (t_{к. з.} + Ta) = (1.887)^2 * (0.5 + 0.06) = 1.994 \text{ кА}^2 * \text{с.}$$

Перевіряємо кабелі:

$$S_{min} = \frac{\sqrt{W_k}}{C} < S_{ст}^{кл},$$

$$S_{min} = \frac{\sqrt{1.994 * 10^6}}{90} = 15.69 \text{ мм}^2 < S_{ст}^{кл} = 2 * 150 = 300 \text{ мм}^2.$$

Розрахунок струмів к.з. на шинах НН ТП (точка КЗ):

Розрахунки проводяться в іменованих одиницях. Визначаються опори елементів та приводяться до номінальної напруги НН ТП – 0.4 кВ.

Опір контактів для цехових ТП – $r_k = 19 \text{ мОм.}$

					ДП 2024 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

Опори ПЛ від джерела

$$r_{\text{ПЛ}} = r_0 * \frac{l_{\text{ПЛ}}}{n_{\text{ПЛ}}} * \left(\frac{U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}}{U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}} \right)^2 * 10^3,$$

$$r_{\text{ПЛ}} = 0.2 * \frac{40}{1} * \left(\frac{0.4}{35} \right)^2 * 10^3 = 1.045 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{ПЛ}} = x_0 * \frac{l_{\text{ПЛ}}}{n_{\text{ПЛ}}} * \left(\frac{U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}}{U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}} \right)^2 * 10^3,$$

$$x_{\text{ПЛ}} = 0.41 * \frac{40}{1} * \left(\frac{0.4}{35} \right)^2 * 10^3 = 2.142 \text{ мОм}.$$

Опір кабельних ліній приєднаних до розподільчої установки ТЕЦ:

$$r_{\text{ПЛ}} = r_0 * \frac{l_{\text{ПЛ}}}{n_{\text{ПЛ}}} * \left(\frac{U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}}{U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}} \right)^2 * 10^3,$$

$$r_{\text{ПЛ}} = 0.099 * \frac{0.0165}{1} * \left(\frac{0.4}{10} \right)^2 * 10^3 = 1.045 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{ПЛ}} = x_0 * \frac{l_{\text{ПЛ}}}{n_{\text{ПЛ}}} * \left(\frac{U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}}{U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}} \right)^2 * 10^3,$$

$$x_{\text{ПЛ}} = 0.073 * \frac{0.0165}{1} * \left(\frac{0.4}{10} \right)^2 * 10^3 = 2.142 \text{ мОм}.$$

Опір кабельних ліній турбогенераторів:

$$r_{\text{ПЛ}} = r_0 * \frac{l_{\text{ПЛ}}}{n_{\text{ПЛ}}} * \left(\frac{U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}}{U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}} \right)^2 * 10^3,$$

$$r_{\text{ПЛ}} = 0.2 * \frac{0.02}{1} * \left(\frac{0.4}{10} \right)^2 * 10^3 = 0.0064 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{ПЛ}} = x_0 * \frac{l_{\text{ПЛ}}}{n_{\text{ПЛ}}} * \left(\frac{U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}}{U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}} \right)^2 * 10^3,$$

$$x_{\text{ПЛ}} = 0.41 * \frac{0.02}{1} * \left(\frac{0.4}{10} \right)^2 * 10^3 = 0.013 \text{ мОм}.$$

Опір кабельних ліній розподільчої установки промводопостачання:

$$r_{\text{ПЛ}} = r_0 * \frac{l_{\text{ПЛ}}}{n_{\text{ПЛ}}} * \left(\frac{U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}}{U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}} \right)^2 * 10^3,$$

$$r_{\text{ПЛ}} = 0.641 * \frac{0.5}{1} * \left(\frac{0.4}{10} \right)^2 * 10^3 = 0.513 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{ПЛ}} = x_0 * \frac{l_{\text{ПЛ}}}{n_{\text{ПЛ}}} * \left(\frac{U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}}{U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}} \right)^2 * 10^3,$$

$$x_{\text{ПЛ}} = 0.084 * \frac{0.5}{1} * \left(\frac{0.4}{10} \right)^2 * 10^3 = 0.0672 \text{ мОм}.$$

Опір кабельних ліній живлення ТП8:

$$r_{\text{ПЛ}} = r_0 * \frac{l_{\text{ПЛ}}}{n_{\text{ПЛ}}} * \left(\frac{U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}}{U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}} \right)^2 * 10^3,$$

$$r_{\text{ПЛ}} = 1.2 * \frac{0.01}{1} * \left(\frac{0.4}{10} \right)^2 * 10^3 = 0.0192 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{ПЛ}} = x_0 * \frac{l_{\text{ПЛ}}}{n_{\text{ПЛ}}} * \left(\frac{U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}}{U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}} \right)^2 * 10^3,$$

$$x_{\text{ПЛ}} = 0.084 * \frac{0.01}{1} * \left(\frac{0.4}{10} \right)^2 * 10^3 = 0.0013 \text{ мОм}.$$

Опір трансформаторів ГПП:

$$r_{\text{ГПП}} = \frac{\Delta P_{\text{К}}}{(S_{\text{НОМ}}^T)^2} * (U_{\text{НОМ}}^{\text{ср}})^2 * \left(\frac{U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}}{U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}} \right)^2 * 10^3,$$

$$r_{\text{ГПП}} = \frac{46.5 * 10^3}{(6300)^2} * (37)^2 * \left(\frac{0.4}{35} \right)^2 * 10^3 = 0.209 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{ГПП}} = \sqrt{(10 * U_{\text{К}})^2 - \frac{\Delta P_{\text{К}}}{(S_{\text{НОМ}}^T)^2} * \frac{(U_{\text{НОМ}}^{\text{ср}})^2}{S_{\text{НОМ}}^T} * \left(\frac{U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}}{U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}} \right)^2} * 10^3,$$

$$x_{\text{ГПП}} = \sqrt{(10 * 7.5)^2 - \frac{46.5 * 10^3}{(6300)^2} * \frac{(37)^2}{6300} * \left(\frac{0.4}{35} \right)^2} * 10^3 = 2.129 \text{ мОм}.$$

Опір трансформаторів на ТП8:

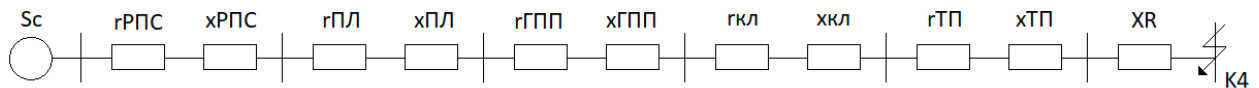
$$r_{\text{ТП}} = \frac{\Delta P_{\text{К}}}{(S_{\text{НОМ}}^T)^2} * (U_{\text{НОМ}}^{\text{ср}})^2 * 10^3,$$

$$r_{\text{ТП}} = \frac{8.5 * 10^3}{(630)^2} * (0.4)^2 * 10^3 = 3.427 \text{ мОм};$$

$$x_{ТП} = \sqrt{(10 * U_K)^2 - \frac{\Delta P_K}{(S_{НОМ}^T)^2} * \frac{(U_{НОМ}^{cp})^2}{S_{НОМ}^T} * 10^3},$$

$$x_{ТП} = \sqrt{(10 * 5.5)^2 - \frac{8.5 * 10^3}{(630)^2} * \frac{(0.4)^2}{630} * 10^3} = 13.968 \text{ мОм.}$$

Схема заміщення:



Сумарні опори:

$$Z_2 = Z_1 = \sqrt{(r_{\Gamma})^2 + (x_{\Gamma})^2} = \sqrt{(0.0064)^2 + (0.013)^2} = 0.014 \text{ мОм;}$$

$$\begin{aligned} Z_c &= \sqrt{(r_{дж} + r_{тгпп} + r_{клрутец})^2 + (x_{дж} + x_{тгпп} + x_{клрутец})^2} = \\ &= \sqrt{(1.045 + 0.209 + 1.045)^2 + (2.142 + 2.129 + 2.142)^2} = \\ &= 6.813 \text{ мОм;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_3 &= \sqrt{(r_{првп} + r_{клтп8} + r_{ттп8})^2 + (x_{првп} + x_{клтп8} + x_{ттп8})^2} = \\ &= \sqrt{(0.513 + 0.0192 + 3.427)^2 + (0.0672 + 0.0013 + 13.968)^2} = \\ &= 14.584 \text{ мОм;} \end{aligned}$$

$$Z_{зак} = 21.411 \text{ мОм.}$$

Початковий струм к.з.:

$$I_{скз} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} * Z_{зак}} = \frac{400}{\sqrt{3} * 21.411} = 10.786 \text{ кА.}$$

Ударний струм:

$$i_y = \sqrt{2} * k_y * I_{скз} = \sqrt{2} * 1.94 * 10.786 = 29.592 \text{ кА.}$$

Перевірка кабелів та розрахунок теплового імпульсу для НН не проводяться.

Результати розрахунків струмів КЗ представлені у таблиці 9.

					ДП 2024 141	Арк. 50
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 9

Точка КЗ	Місце КЗ	Zзак	I00, кА	Iуд, кА	Вк, кА ² *с	Smin, мм ²
1	РУТЕЦ	0.246	1.887	5.177	1.994	15.69
2	ВН	0.24	12.75	35.103	91.187	106.102
3	ННТП	21.411	10.786	29.592	-//-	-//-

7. Розрахунок мережі 0.4 кВ продуктового відділення

Потреби споживачів продуктового відділення, за виключенням високовольтних двигунів 10 кВ, задовольняються живленням від розподільчих пунктів та щитів напругою 0.4 кВ. Основною масою споживачів є електродвигуни різних потужностей, які використовуються для приводів різних механізмів та машин даного відділення.

У розрахунки даної силової мережі входять значення:

- Розрахункових навантажень відділення;
- Номінальні та типові струми для подальшого вибору апаратів автоматичного захисту;
- Перетини та марки проводів;
- Матеріали провідників;
- Типи та марки пускачів.

Варіанти виконання обраного устаткування та електродвигунів може відрізнятися, але у будь-якому разі має відповідати умовам навколишнього середовища згідно державних стандартів та потреб виробництва. Слід враховувати зміни у стандартах захисту відносно характеристик та вимог самих електричних апаратів, надійності та зносостійкості АВ, магнітних пускачів та контакторів, апаратів ручного, автоматизованого та автоматичного керування та апаратури, яка використовує нові технології провідників та мікроелектронну техніку.

					ДП 2024 141				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розрахунок мережі продуктового відділення	Літ.		Арк.	Аркушів
Розробив	Яцук Я. В.							52	123
Перевірив	Мащенко О. А.								
Н. Контр.									
Затвердив	Балюта С.М					ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого, ЕЛ-4-3			

7.1. Визначення розрахункової потужності продуктового відділення

Згідно режиму роботи всі електроприймачі у даному відділенні поділені на дві підгрупи:

- Електроприймачі сталого графіку роботи
- Електроприймачі змінного графіку роботи

Визначаємо номінальні потужності підгруп:

$$P_{\text{ном с}} = \sum_1^n P_{\text{ном с } i};$$

$$P_{\text{ном з}} = \sum_1^n P_{\text{ном з } i};$$

Визначаємо середню потужність підгруп:

$$P_{\text{см с}} = \sum_1^n K_{\text{в } i} * P_{\text{ном с } i};$$

$$P_{\text{см з}} = \sum_1^n K_{\text{в } i} * P_{\text{ном з } i};$$

$$Q_{\text{см с}} = P_{\text{см с}} * \text{tg}\phi;$$

$$Q_{\text{см з}} = P_{\text{см з}} * \text{tg}\phi.$$

Визначаємо розрахункову потужність електроприймачів змінного графіку роботи. Груповий коефіцієнт використання:

$$K_{\text{в}'} = \frac{P_{\text{см з}}}{P_{\text{ном з}}}.$$

У випадку відсутності інформації щодо електроприймачів p_e знаходиться за наступним методом:

$$m = \frac{P_{\text{ном max}}}{P_{\text{ном min}}},$$

					ДП 2024 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

де $P_{номmax}$ – номінальна потужність найбільшого електроприймача;

$P_{номmin}$ – номінальна потужність найменшого електроприймача.

При визначенні коефіцієнту m , приймачі, сумарна потужність яких складає менше 5% від потужності групи, не враховуються.

Для даного відділення $m > 3$, груповий коефіцієнт $K_v \geq 0,2$, n_e знаходиться за наступною формулою:

$$n_e = \frac{2 * \sum_1^n P_{номi}}{P_{номmax}}.$$

Визначаємо розрахункову активну потужність через коефіцієнт максимуму K_m :

$$K_m = f(K_v; n_e);$$

$$P_{pz} = K_m * P_{смз}.$$

Визначення реактивної розрахункової потужності:

$$\text{Для даного відділення } n_e > 10, \text{ тому } Q_p = Q_{см}.$$

Визначення розрахункової потужності усієї підгрупи електроприймачів:

$$P_p = P_{pc} + P_{pz};$$

$$Q_p = Q_{pc} + Q_{pz};$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2};$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} * U_{ном}}.$$

Результати розрахунків наведені у таблиці 10.

7.2. Вибір автоматичного вимикача на ТП

Розділяємо потужність ТП на 6 кабельних ліній для груп електроприймачів відділення. Результати розрахунків у таблиці 11.

					ДП 2024 141	Арк.
						54
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 11

№	Тип кабелю	Pp, кВт	Qp, кВАр	Sp, кВА	Ip, А
I	АВВГ 4х4 Iдоп = 29 А	12.29	6.19	13.8	19.92
II	АВВГ 4х185 Iдоп = 313 А	197.97	14.47	198.5	286.51
III	АВВГ 4х35 Iдоп = 109 А	67.77	25.38	72.4	104.5
IV	АВВГ 4х185 Iдоп = 313 А	169.29	66.8	182	262.69
V	АВВГ 4х95 Iдоп = 204 А	122.33	57.33	135.1	195
VI	АВВГ 4х16 Iдоп = 67 А	30.33	13.87	33.4	48.21

Вибрані кабелі АВВГ, чотирьохжильні, прокладені в лотках на повітрі.

Характеристика кабелів: кабель із круглими монолітними алюмінієвими жилами у полівінілхлоридній ізоляції, призначений для стаціонарної прокладки.

Параметри вибору АВ для захисту кабельних ліній наведені в таблиці 12.

Умови вибору АВ:

$$K_p * I_{доп} \geq I_p \text{ кл},$$

де K_p – коефіцієнт прокладки;

$$U_{ном ав} \geq U_{ном кл};$$

$$I_{р ном} \geq I_{р кл};$$

$$I_{ном ав} \geq I_{ном кл};$$

$$I_{спр} \geq 1.25 * I_{пк}.$$

Таблиця 12

AB1-CNC BA-72	AB2- CNC BA-74	AB3- CNC BA-73	AB4- CNC BA-74	AB5- CNC BA-74	AB6- CNC BA-72
Умови вибору					
$U_{ном\ ав}$ = 380 В $\geq U_{ном\ кл}$ = 380 В	$U_{ном\ ав}$ = 380 В $\geq U_{ном\ кл}$ = 380 В	$U_{ном\ ав}$ = 380 В $\geq U_{ном\ кл}$ = 380 В	$U_{ном\ ав}$ = 380 В $\geq U_{ном\ кл}$ = 380 В	$U_{ном\ ав}$ = 380 В $\geq U_{ном\ кл}$ = 380 В	$U_{ном\ ав}$ = 380 В $\geq U_{ном\ кл}$ = 380 В
$I_p\ ном$ = 25 А $\geq I_p\ кл$ = 19.92 А	$I_p\ ном$ = 300 А $\geq I_p\ кл$ = 286.51 А	$I_p\ ном$ = 125 А $\geq I_p\ кл$ = 104.5 А	$I_p\ ном$ = 300 А $\geq I_p\ кл$ = 262.69 А	$I_p\ ном$ = 200 А $\geq I_p\ кл$ = 195 А	$I_p\ ном$ = 50 А $\geq I_p\ кл$ = 48.21 А
$I_{ном\ ав}$ = 160 А $\geq I_{ном\ р}$ = 25 А	$I_{ном\ ав}$ = 160 А $\geq I_{ном\ р}$ = 300 А	$I_{ном\ ав}$ = 225 А $\geq I_{ном\ р}$ = 125 А	$I_{ном\ ав}$ = 160 А $\geq I_{ном\ р}$ = 300 А	$I_{ном\ ав}$ = А $\geq I_{ном\ р}$ = 200 А	$I_{ном\ ав}$ = 160 А $\geq I_{ном\ р}$ = 50 А
$I_{спр}$ = 250 А ≥ 1.25 * $I_{пik}$ = 35.4 А	$I_{спр}$ = 3000 А ≥ 1.25 * $I_{пik}$ = 507.8 А	$I_{спр}$ = 1250 А ≥ 1.25 * $I_{пik}$ = 201.9 А	$I_{спр}$ = 3000 А ≥ 1.25 * $I_{пik}$ = 472.1 А	$I_{спр}$ = 2000 А ≥ 1.25 * $I_{пik}$ = 386.6 А	$I_{спр}$ = 500 А ≥ 1.25 * $I_{пik}$ = 137.8 А

7.3. Вибір силових пунктів та параметрів їх захисту

Силовим пунктом називають закриту шафу, де змонтовані та з'єднані між собою шинами апарати захисту. На вводі силового пункту встановлено рубильник або автоматичний вимикач. Також кожний силовий пункт оснащений зажимами(клемами) для кабелів та проводів, підключених до нього.

Після вибору СП, за характеристиками електроприймачів вибираються апарати захисту (запобіжники або розчеплювачі). Після вибору апаратів захисту, за їх параметрами вибираються провідники для живлення окремих електроприймачів.

Результати та розрахунки вибору СП наведені у додатку у таблиці 13.

Умови вибору:

-Заповненість клем СП: $\geq 80\%$;

- $I_{\text{ном}}^{\text{СП}} \geq I_{\text{р}}^{\text{СП}}$.

7.4. Вибір апаратів захисту ліній живлення споживачів

На прикладі лінії живлення насосу потужністю $P_{\text{ном}} = 11$ кВт та коефіцієнтом потужності $\cos\phi = 0.9$ розглянемо вибір захисної апаратури струмопровідних та комутаційних елементів:

Номінальний струм електроприймача:

$$I_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}} * \eta_{\text{ном}} * \cos\phi} = \frac{11}{\sqrt{3} * 0.38 * 0.88 * 0.9} = 21.1 \text{ A};$$

Піковий струм електроприймача:

$$I_{\text{пк}} = K_{\text{п}} * I_{\text{ном}} = 7 * 21.1 = 147.7 \text{ A},$$

де $K_{\text{п}}$ – кратність пускових струмів.

За наступними умовами вибираємо автоматичний вимикач CNC YCB6H-63 ЗР:

$$U_{\text{ном ав}} = 380 \text{ В} \geq U_{\text{ном м}} = 380 \text{ В};$$

$$I_{\text{ном роз}} = 25 \text{ А} \geq I_{\text{ном еп}} = 21.1 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном ав}} = 25 \text{ А} \geq I_{\text{ном роз}} = 25 \text{ А};$$

$$I_{\text{спр}} = 4500 \text{ А} \geq 1.25 * I_{\text{пк}} = 1.25 * 152.9 = 191.2 \text{ А}.$$

Переріз провідників для цехових мереж визначається двома умовами:

- Умова нагріву розрахунковим струмом:

$$I_{\text{пр}} \geq \frac{I_{\text{р}}}{K_{\text{п}}} = \frac{21.1}{1} = 21.1 \text{ А}.$$

- Умова відповідності апарату максимального струмозахисту:

$$I_{\text{пр}} \geq \frac{I_{\text{з}} * k_{\text{з}}}{K_{\text{п}}} = \frac{25 * 1}{1} = 25 \text{ А},$$

де $k_{\text{з}}$ – кратність струму провідника відносно струму апарату захисту;

$I_{\text{з}} = I_{\text{ном роз}}$ – струм апарату захисту.

Переріз провідника вибирається більшим значенням $I_{\text{пр}}$. Марка провідника вибирається згідно класу приміщення.

Вибираємо магнітний пускач за умовами:

$$I_{\text{ном п}} \geq I_{\text{ном ес}} 21.1 \text{ А};$$

$$P_{\text{ном макс}} \geq P_{\text{ном ес}} = 11 \text{ кВт}.$$

Результати вибору щодо інших споживачів зведені у додатку у таблиці

14.

Результати вибору провідників виведені у таблиці 15 для вибору сталевих труб для захисту.

					ДП 2024 141	Арк.
						58
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 15

Найменування	Номінальна потужність	Кількість	Параметри проводу		
	Рном е, кВт	N, шт	Ідоп, А	Жила	
				Сст, мм ²	дж, мм
Вентилятори	0,55	2	21	4х2,5	5,4
	0,75	2	21	4х2,5	5,4
	1,95	7	21	4х2,5	5,4
	3	1	21	4х2,5	5,4
	4,6	1	21	4х2,5	5,4
	5	1	21	4х2,5	5,4
	5,5	5	21	4х2,5	5,4
	6,57	1	21	4х2,5	5,4
	11	3	37	4х6	6
	18,5	3	50	4х10	8,7
Конвеєр	22	1	50	4х10	8,7
Змішувачі	5	1	21	4х2,5	5,4
	5,5	1	21	4х2,5	5,4
	7	1	21	4х2,5	5,4
	7,5	3	21	4х2,5	5,4
Насоси	11	1	37	4х6	6
	15	5	37	4х6	6
	40	1	88	4х25	11,2
	45	1	88	4х25	11,2
	55	1	109	4х35	12,4
Центрифуги	45	2	88	4х25	11,2
	75	2	167	4х70	16,1
	250	5	546	2*4х150	-

7.5. Вибір сталевих труб для захисту провідників

Даний спосіб захисту застосовується в будь-яких приміщеннях. Використання захисних труб – найдорожчий та найбільш трудомісткий, але відночас найнадійніший спосіб захисту провідників.

Використовуються сталі та пластмасові труби.

Звичайні сталі водогазопровідні та легкі водогазопровідні труби дозволено застосовувати у пожежо- та вибухонебезпечних приміщеннях. Не допускається у наведених приміщеннях застосування тонкостінних електрозварних труб.

У повністю змонтовані труби з протяжними коробками закладаються проводи з заздалегідь надітими на кінці труб втулками для збереження цілісності ізоляції проводів під час їх протягнення. Також для попередження пошкодження ізоляції необхідний правильний вибір діаметру труби, що залежить від типу, діаметру та виконання проводу, а також довжини трубопроводу та при їх наявності, крутизни вигинів.

Результати вибору труб наведено у таблиці 16.

					ДП 2024 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

Таблиця 16

Найменування	Номінальна потужність	Провід	Кількість проводів	Труба		
	Рном е, кВт	дж, мм	N, шт	D ^T _{ВН}	DВН,(ст)	Дум
Вентилятори	0,55	5,4	4	17	21,2	20
	0,75	5,4	4	17	21,2	20
	1,95	5,4	4	17	21,2	20
	3	5,4	4	17	21,2	20
	4,6	5,4	4	17	21,2	20
	5	5,4	4	17	21,2	20
	5,5	5,4	4	17	21,2	20
	6,57	5,4	4	17	21,2	20
	11	6	4	20	21,2	20
	18,5	8,7	4	35	35,9	32
Конвеєр	22	8,7	4	35	35,9	32
Змішувачі	5	5,4	4	17	21,2	20
	5,5	5,4	4	17	21,2	20
	7	5,4	4	17	21,2	20
	7,5	5,4	4	17	21,2	20
Насоси	11	6	4	20	21,2	20
	15	6	4	20	21,2	20
	40	11,2	4	45	53	50
	45	11,2	4	45	53	50
	55	12,4	4	52	53	50
Центрифуги	45	11,2	4	45	53	50
	75	16,1	4	61	67,5	70
	250	-	-	-	-	-

8. Компенсация реактивной мощности

Для выбора параметров устройств компенсации реактивной мощности необходимо учитывать, что экономический эффект достигнет максимума только при размещении этих устройств в местах потребления реактивной мощности.

Для установок порівняно невеликих потужностей, приєднаних до мережі 10 кВ є економічно вигідною повна компенсація реактивної потужності на стороні до 1000 В.

Також потрібно врахувати реактивну потужність встановлених на підприємстві турбогенераторів та пропускну здатність трансформаторів цехових ТП.

Якщо оточуюче середовище надає таку можливість, нерегульовані компенсуючі пристрої в мережах до 1000 В необхідно розміщувати поблизу розподільчих пунктів.

Щодо місць установки регульованих компенсуючих пристроїв, вони визначаються з врахуванням вимог регулювання напруг мережі або реактивної потужності.

8.1. Компенсация реактивной мощности у виробничий період

На час виробничого періоду загальна потреба споживачів заводу $Q_p = 6754.5$ квар.

Турбогенератори підприємства під час роботи з номінальним коефіцієнтом потужності виробляють $Q_g \max = 16.68 \cdot 0.75 = 12510$ квар. Для унеможливлення віддачі реактивної потужності у систему $12510 - 6754.5 = 5755.5$ квар, допускається збільшення коефіцієнту потужності ТГ до 0.93, при цьому $Q_g \max = Q_p$.

					ДП 2024 141			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Компенсация реактивной мощности	Літ.	Арк.	Аркушів
Розробив		Яцук Я. В.						
Перевірив		Мащенко О. А.					62	123
Н. Контр.						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого, ЕЛ-4-3		
Затвердив		Балюта С.М.						

8.2. Компенсація реактивної потужності у невиробничий період

Під час даного періоду загальне завантаження підприємства низьке, основні потреби – ремонтні, обслуговувальні та непродуктивні побутові потреби, складування готового продукту. Загальна спожита реактивна потужність $Q_p = 282$ кВАр;

Дана потужність повинна бути скомпенсована додатковими приладами, оскільки турбогенератори відключені:

Найменування навантаження		Q_p	Q'	Тип конденсаторної установки
1	Склади зберігання цукру, ТП7	167	180	ПКР-0,4-18-20 УЗ
2	Адмін.- побутовий корпус, ТП6	24	25	ПКР-0,4-25-5 УЗ
3	Рем-мех цех, ТП3	91	100	ПКР-0,4-100-5 УЗ
Σ	Загально	282	305	

Загальна потужність встановлених компенсуючих пристроїв для невиробничого періоду $Q_k = 305$ кВАр.

9. Вибір апаратури мереж 10 кВ

Усі типи комутаційних апаратів мають відповідати умовам оточуючого їх середовища місця установки. Параметри вибраної апаратури повинні задовольняти параметри роботи у нормальному робочому режимі та у режимі короткого замикання.

Вибір комутаційних апаратів базується на розрахункових значеннях системи та допустимими і номінальними параметрами апаратів.

Загальні параметри вибору – це комутаційна здатність, динамічна та термічна стійкості до роботи в аварійному режимі (режимі короткого замикання).

Методика вибору ідентична для всіх комутаційних апаратів, але найбільш детально описана для високовольтних вимикачів. Умови вибору наведені у таблиці 17.

Таблиця 17

№ умови	Параметри апарату	Умова вибору	Параметри мережі
1	Uном	$\geq$	Uном
2	Iном	$\geq$	Iмакс
3	Iн.р.	$\geq$	Iптр
4	$\sqrt{2} * I_{н.р.} * (1 + \frac{\beta_n}{100})$	$\geq$	$\sqrt{2} * I_{птр} + i_{атр}$
5	iдин	$\geq$	iуд
6	Iдин	$\geq$	Iпо
7	$I_T^2 * T$	$\geq$	Вк

					ДП 2024 141						
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Вибір апаратури мереж 10 кВ				Літ.	Арк.	Аркушів
Розробив	Яцук Я. В.										
Перевірив	Мащенко О. А.									64	123
									ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого, ЕЛ-4-3		
Н. Контр.											
Затвердив	Балюта С.М										

Умови 1 і 2 визначають номінальні напругу та робочий струм вимикача в залежності від номінальної напруги мережі та максимального струму необмежено довгого аварійного режиму роботи (не режиму к.з.).

Умови 3 та 4 перевіряють комутаційну здатність при розмиканні кола (на розмикання симетричної складової короткого замикання та на розмикання повного струму враховуючи аперіодичні його частини на момент короткого замикання):

$$I_{н.р.} \geq I_{птр},$$

$$\sqrt{2} * I_{н.р.} * \left(1 + \frac{\beta_{н}}{100}\right) \geq \sqrt{2} * I_{птр} + i_{атр},$$

де $I_{н.р.}$ – номінальний струм розмикання вимикача; $I_{птр}$ та $i_{атр}$ – періодична та аперіодична складові струму короткого замикання на момент початку розходження контактів вимикача (момент розмикання) відповідно; $\beta_{н}$ – нормований відсотковий зміст аперіодичної складової струму короткого замикання в струмі, розмикаємому вимикачем.

Розрахунковий час перед початком розмикання струму короткого замикання вимикачем:

$$T_{р} = T_{мін р.з} + T_{о.р.},$$

де $T_{мін р.з.}$ – найменший проміжок часу, за який спрацює релейний захист. Прийнятий як 0,01 с; $T_{о.р.}$ – час роз'єднання вимикача, унікальний для даного вимикача. Це проміжок часу між моментом отримання команди від релейного захисту на роз'єднання кола та моментом початку розходження головних контактів вимикача.

Умови 5 та 6:

$$i_{дин} \geq i_{уд},$$

$$I_{дин} \geq I_{по},$$

					ДП 2024 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		65

де $I_{дин}$ – максимальне миттєве значення повного струму електродинамічної стійкості, який проходить через вимикач без пошкодження його елементів, кА;
 $I_{дин}$ – діюче значення вище зазначеного струму, кА; $I_{по}$ – струм початкового моменту режиму короткого замикання, тобто діюче значення періодичної складової струму короткого замикання, кА.

Перевірка на термічну стійкість до струмів короткого замикання вимикача проводиться умовою 7:

$$I_t * t \geq W_k,$$

де I_t – струм термічної стійкості, кА; t – час к.з., с; W_k – розрахункове значення теплового імпульсу, $кА^2 * с$.

Вибори комутаційних апаратів наведені у таблицях 18-22.

Таблиця 18

Вимикач на приєднанні турбогенератора 12 МВт до шин ГРП:

№ умови	Параметри апарату CNC BB/N10S 1000	Умова вибору	Параметри мережі
1	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$\geq$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
2	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$\geq$	$I_{макс} = 810.32 \text{ А}$
3	$I_{н.р.} = 25 \text{ кА}$	$\geq$	$I_{птр} = 12.804 \text{ кА}$
4	$\sqrt{2} * I_{н.р.} * \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} * 25 * \left(1 + \frac{40}{100}\right) =$ 36.755 кА	$\geq$	$\sqrt{2} * I_{птр} + i_{атр} =$ $= \sqrt{2} * 12.804 + 4.753$ $= 22.861 \text{ кА}$
5	$I_{дин} = 60 \text{ кА}$	$\geq$	$I_{уд} = 35.103 \text{ кА}$
6	$I_{дин} = 25 \text{ кА}$	$\geq$	$I_{по} = 12.804 \text{ кА}$
7	$I_t^2 * T = 25^2 * 1.4 = 875 \text{ кА}^2 * с$	$\geq$	$W_k = 91.187 \text{ кА}^2 * с$

Вимикач на приєднанні турбогенератора 6 МВт до шин ГРП:

№ умови	Параметри апарату CNC BB/N10M 630	Умова вибору	Параметри мережі
1	U _{ном} = 10 кВ	≥	U _{ном} = 10 кВ
2	I _{ном} = 630 А	≥	I _{макс} = 405.16 А
3	I _{н.р.} = 25 кА	≥	I _{птр} = 12.804 кА
4	$\sqrt{2} * I_{н.р.} * \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} * 25 * \left(1 + \frac{40}{100}\right) =$ 36.755 кА	≥	$\sqrt{2} * I_{птр} + i_{атр} =$ $= \sqrt{2} * 12.804 + 4.753$ = 22.861 кА
5	I _{дин} = 51 кА	≥	I _{уд} = 35.103 кА
6	I _{дин} = 25 кА	≥	I _{по} = 12.804 кА
7	I _т ² * T = 25 ² * 1.4 = 875 кА ² * с	≥	Вк = 91.187 кА ² * с

Вимикач на приєднанні ГПП до ГРП:

№ умови	Параметри апарату CNC BB/N10M 630	Умова вибору	Параметри мережі
1	U _{ном} = 10 кВ	≥	U _{ном} = 10 кВ
2	I _{ном} = 630 А	≥	I _{макс} = 443.867 А
3	I _{н.р.} = 25 кА	≥	I _{птр} = 12.804 кА
4	$\sqrt{2} * I_{н.р.} * \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} * 25 * \left(1 + \frac{40}{100}\right) =$ 36.755 кА	≥	$\sqrt{2} * I_{птр} + i_{атр} =$ $= \sqrt{2} * 12.804 + 4.753$ = 22.861 кА
5	I _{дин} = 51 кА	≥	I _{уд} = 35.103 кА
6	I _{дин} = 25 кА	≥	I _{по} = 12.804 кА
7	I _т ² * T = 25 ² * 1.4 = 875 кА ² * с	≥	Вк = 91.187 кА ² * с

Таблиця 21

Вимикач на приєднанні трансформатору зв'язку з системою до шин ГРП:

№ умови	Параметри апарату CNC BB/N10M 630	Умова вибору	Параметри мережі
1	U _{ном} = 10 кВ	≥	U _{ном} = 10 кВ
2	I _{ном} = 630 А	≥	I _{макс} = 534.681 А
3	I _{н.р.} = 25 кА	≥	I _{птр} = 1.887 кА
4	$\sqrt{2} * I_{н.р.} * \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} * 25 * \left(1 + \frac{40}{100}\right) =$ 36.755 кА	≥	$\sqrt{2} * I_{птр} + i_{атр} =$ $= \sqrt{2} * 12.804 + 4.753$ = 7.422 кА
5	I _{дин} = 51 кА	≥	I _{уд} = 5.177 кА
6	I _{дин} = 25 кА	≥	I _{по} = 1.887 кА
7	I _т ² * T = 25 ² * 1.4 = 875 кА ² * с	≥	Вк = 1.994 кА ² *с

Таблиця 22

Вимикач між шинами 10 кВ:

№ умови	Параметри апарату CNC BB/N10M 630	Умова вибору	Параметри мережі
1	U _{ном} = 10 кВ	≥	U _{ном} = 10 кВ
2	I _{ном} = 630 А	≥	I _{макс} = 152.687 А
3	I _{н.р.} = 25 кА	≥	I _{птр} = 12.804 кА
4	$\sqrt{2} * I_{н.р.} * \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} * 25 * \left(1 + \frac{40}{100}\right) =$ 36.755 кА	≥	$\sqrt{2} * I_{птр} + i_{атр} =$ $= \sqrt{2} * 12.804 + 4.753$ = 22.861 кА
5	I _{дин} = 51 кА	≥	I _{уд} = 35.103 кА
6	I _{дин} = 25 кА	≥	I _{по} = 12.804 кА
7	I _т ² * T = 25 ² * 1.4 = 875 кА ² * с	≥	Вк = 91.187 кА ² *с

9.1. Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Трансформатори струму – це однофазні електротехнічні вимірювальні пристрої, які вибираються у дво- або трьохфазному виконанні для кожного приєднання усіх розподільчих пристроїв системи електропостачання.

Виберемо трансформатори струму для встановлення на кабельних лініях 10 кВ трансформаторів ТП5:

До приєднань кабельної лінії необхідно встановити амперметр та лічильники активної та реактивної енергії.

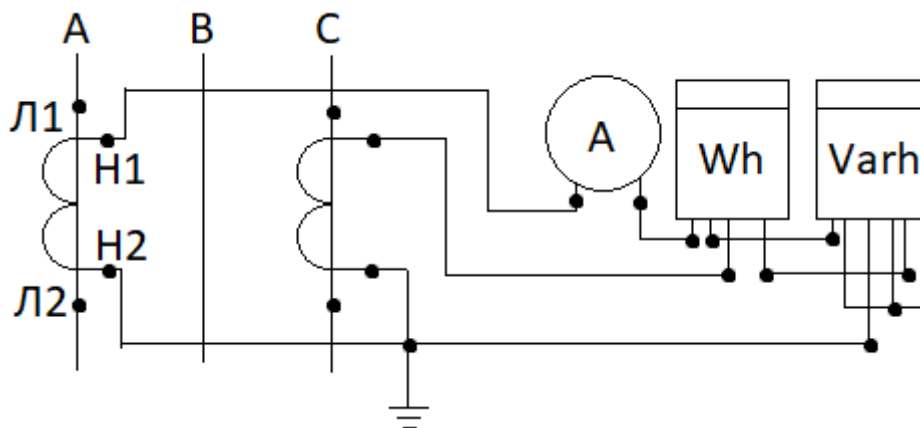


Рис. 9.1.1 Приклад схеми приєднання вимірювальних пристроїв.

Для подальших розрахунків потрібно визначити навантаження, створене обмотками вимірювальних приладів (таблиця 23).

Таблиця 23

Тип приладу	Модель	Навантаження, В*А		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	АСКО А-80	0.5	-	-
Лічильник активної та реактивної енергії	RS485	5	-	5
Сумарно		5.5	-	5

Трансформатор струму вибираємо ТОЛ - 10 класу точності 0.5.

Враховуючи його номінальні дані, дана модель задовольняє всі необхідні умови.

Використовуючи таблицю 23, перевіримо можливість його роботи у заданому класі точності:

Сумарний опір приладів максимально завантаженої фази:

$$Z_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{5.5}{5^2} = 0.22 \text{ Ом},$$

де $S_{\text{прил}}$ – максимальне фазове навантаження, В*А;

$I_{2\text{ном}}$ – номінальний струм вторинної обмотки.

Опір проводів, що з'єднують трансформатор струму з приладами під час роботи за заданим класом точності:

$$r_{\text{прил}} = Z_{2\text{ном}} - Z_{\text{прил}} - Z_{\text{к}} = 0.4 - 0.22 - 0.05 = 0.13 \text{ Ом},$$

де $Z_{2\text{ном}}$ – номінальний опір вторинного кола трансформатора струму або його номінальне навантаження, при заданому класі точності.

Розрахункова довжина проводу для схеми з'єднання однофазних трансформаторів струму за неповною зіркою:

$$l_p = \sqrt{3} * l = \sqrt{3} * 20 = 34.64 \text{ м},$$

де l – довжина траси, відстань від місця розташування трансформатора струму до вимірювальних приладів.

Найменший переріз проводів для нормальної роботи при заданому класі точності ($p = 0.028 \text{ Ом*мм}^2/\text{м}$ – питомий опір алюмінієвих проводів):

$$S = p * \frac{l_p}{r_{\text{прил}}} = 0.028 * \frac{34.64}{0.13} = 7.46 \text{ мм}^2.$$

					ДП 2024 141	Арк.
						70
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Згідно ПУЕ, виходячи з вимог механічної міцності (стійкості) контрольних кабелів, з'єднуючих трансформатори струму з вимірювальними приладами, переріз проводів виконаних з алюмінію при наявності в колі розрахункових лічильників має бути не менше 4 мм². Звідси $S_{ст}^{min} = 4 \text{ мм}^2$.

Розрахунковий переріз проводу зводимо до найближчого більшого стандартного значення перерізу жил контрольних кабелів. $S_{ст} = 10 \text{ мм}^2$.

Вибираємо кабель АКВВГ 4х10.

Вибір трансформаторів струму для приєднань генераторів, трансформаторів зв'язку з системою та кабелів живлення висовольтних двигунів є аналогічним.

Для схем приєднань з турбогенераторами та трансформатором зв'язку з системою вибираємо трансформатор струму моделі ТОЛ-10 з номінальним первинним струмом 600 А.

Для кабелів живлення трансформаторів ТП1, ТП2, ТП3, ТП4, ТП6, ТП7, ТП8, ТП9 та високовольтних двигунів вибираємо модель ТОЛ – 10 з номінальним первинним струмом 100 А.

9.2. Вибір трансформаторів напруги

Призначення трансформатору напруги – пониження високих напруг до стандартних значень 100 В або $100/\sqrt{3}$ В і відокремлення ланцюгів вимірювання та релейного захисту від ланцюгів високих напруг.

- Для вибору трансформатору напруги необхідні:
- Перелік приладів контролю та регулювання нормального і в окремих випадках аварійного режимів роботи кожного з приєднань на збірних шинах розподільчої установки або пристрою;
 - Схеми з'єднань даних приладів між собою та підключення до джерел живлення їх паралельних обмоток;

					ДП 2024 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71

- Номінальні дані та характеристики даних приладів.

Трансформатори напруги встановлюються на кожній секції збірних шин розподільчих пристроїв усіх класів напруг. Вони є джерелом напруги для всіх паралельних котушок контрольно-вимірювальних приладів кожного приєднання до даної секції. У зв'язку із цим необхідно визначити число приєднань даної секції розподільчого пристрою, а також дані приладів з паралельними котушками.

Розрахунок по вибору ТН буде проведено на прикладі шин 10 кВ ГРУ:

Прилади з паралельною обмоткою в приєднанні до ГРУ 10 кВ наведені в таблиці 24.

					ДП 2024 141	Арк.
						72
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 24

Найменування приєднання	Прилад	Тип приладів	Потужність однієї катушки, В·А	Кількіс ть катушо к	cos φ	Кількіс ть прилад ів	Загальна потужність	
							Р, Вт	Q,вар
Збірні шини	Вольтметр	АСКО ЦВ-5	1.5	1	1	1	1.5	-
Приєднання трансформатора зв'язу з системою до шин 10 кВ	Лічильник активної та реактивної енергії	RS485	4	4	0,25	1	4	15.5
Лінії 10 кВ	Лічильник активної енергії та реактивної енергії	RS485	4	4	0,25	9	36	139.5
Приєднання трансформатору власних потреб	Ватметр	KWS-AC300	2	2	1	1	4	-
	Лічильник активної енергії	RS485	4	2	0,25	1	2	7.75
Усього							47.5	176.25

10. Розрахунок електросвітлення продуктового відділення

У якості загального освітлення в залі застосовуються LED світильники загального призначення номінальної напруги 220~240 В та номінальної потужності 60 Вт із світловим потоком 12000 лм. Для аварійного освітлення використовуються світильники НББ. Локальне освітлення розміщене безпосередньо біля щитів керування. Через його порівняно незначну потужність ним можна знехтувати у загальних розрахунках.

Розрахунок буде проведений на прикладі загального робочого освітлення головного залу:

Вихідні дані:

- Розміри помешкання а та b, ширина та довжина відповідно;
- Розрахункова висота $h_p = 4$ м;
- Коефіцієнти відбиття поверхонь: стелі $\rho_d = 0.75$, стін $\rho_c = 0.75$ та розрахункової поверхні $\rho = 0.35$;
- Коефіцієнт попиту для освітлювального навантаження $K_c = 0.8$, для виробничих помешкань невеликих розмірів;
- Питома потужність освітлення $p_0 = 4$ Вт/м²;
- Оптимальне співвідношення $\lambda_{opt} = L/h_p$, де L – найбільш вигідна відстань між рядами найближчих світильників, $\lambda_{opt} = 0.67$;
- Коефіцієнт запасу, що враховує забруднення поверхонь світильників з часом, $K_z = 1.5$;
- Відношення середньої освітленості до мінімальної $Z = 1.15$;
- Відхилення розрахункової освітленості від нормованої $\delta E = (-5-20)\%$.

					ДП 2024 141				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розрахунок електроосвітлення	Літ.	Арк.	Аркушів	
Розробив		Яцук Я. В.							
Перевірив		Мащенко О. А.					74	123	
						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого, ЕЛ-4-3			
Н. Контр.									
Затвердив		Балюта С.М.							

Індекс помешкання:

$$i = \frac{a * b}{hp(a + b)} = \frac{35 * 20}{4(35 + 20)} = 3.2.$$

Коефіцієнт ОУ:

$$\eta_{\text{св}} = 0.63.$$

Коефіцієнт використання помешкання:

$$\eta_{\text{п}} = 0.69.$$

Загальний коефіцієнт використання ОУ:

$$\eta = \eta_{\text{п}} * \eta_{\text{св}} = 0.63 * 0.69 = 0.435.$$

Оптимальна відстань між найближчими рядами ламп:

$$L = \text{лопт} * hp = 0.67 * 4 = 2.68 \text{ м.}$$

Оптимальне співвідношення кількості та потужності ламп визначається через необхідну потужність освітлення ділянки:

$$P_o = K_c * p_0 * a * b = 0.8 * 4 * 35 * 20 = 2240 \text{ Вт.}$$

Необхідна кількість світильників потужністю 60 Вт:

$$n = \frac{P_o}{P_{\text{св}}} = \frac{2240}{60} = 37.33;$$

Додатково наявні 6 світильників аварійного призначення.

Приймаємо необхідну кількість світильників 45.

Розміщуємо їх по 5 штук на 9 рядів з відстанню між рядами 3.33 м, між світильниками в ряду 3.2 м, відстанню від стін до крайніх рядів 2 м.

					ДП 2024 141	Арк.
						75
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для обраних типів ламп і світильників світловий потік однієї лампи:

$$\Phi_{\text{л}} = \frac{E_{\text{н}} * K_{\text{з}} * a * b * Z}{\eta * n} = \frac{150 * 1.5 * 35 * 20 * 1.15}{0.435 * 38} = 10957 \text{ лм};$$

де $E_{\text{н}} = 150 \text{ лк}$ – нормоване значення освітленості.

Фактичне значення освітленості:

$$E_{\text{ф}} = E_{\text{н}} * K_{\text{з}} * \frac{\Phi_{\text{н}}}{\Phi_{\text{ном}}} = 150 * 1.5 * \frac{10957}{12000} = 205.44 \text{ лк};$$

$$\delta E = \frac{E_{\text{ф}} - E_{\text{н}} * K_{\text{з}}}{E_{\text{н}} * K_{\text{з}}} * 100\% = \frac{205.44 - 150 * 1.5}{150 * 1.5} * 100\% = -8.7\% < 20\%.$$

За даними розрахунками приймаємо для установки OLEDIM DK із лампами 60 Вт.

Розрахунки освітленості інших ділянок проводиться аналогічно (методом коефіцієнта використання за обліком $E_{\text{н}}$).

Перетин проводів освітлювальної мережі повинен задовольняти наступні умови:

- Струмопропускні можливості повинні бути достатні для недопускання нагріву вище допустимих температур
- Напруга на контактах повинна залишатися в обраних межах
- Провода мають мати достатню механічну витривалість.

Розглянемо вибір проводу на прикладі даного приміщення:

Номінальні потужність та струм:

$$P_{\text{ном}} = 60 * 40 = 2400 \text{ Вт};$$

$$I_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{2400}{220} = 10.9 \text{ А}.$$

Момент потужності:

$$M = P_{\text{ном}} * l_{\text{р}} = 2.4 * 50 = 120 \text{ кВт * м},$$

					ДП 2024 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

де l_p – розрахункова довжина проводу.

Вибираємо провід АВВГ 2х4, з $I_{доп} = 34 \text{ А} > 10.9 \text{ А}$.

Перевіряємо втрати напруги:

$$\Delta U = \frac{M}{K_c * S} = \frac{120}{7.4 * 4} = 4\% < 5\%,$$

де K_c – коефіцієнт, для матеріалу кабеля та типу мережі. Для алюмінію в однофазній мережі 220 В $K_c = 7.4$;

S = перетин обраного кабелю.

					ДП 2024 141	Арк.
						77
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

11. Розрахунок релейного захисту генератора потужністю 12 МВт

Для захисту від багатозначних коротких замикань в обмотці статора встановлено швидкодіючий повздовжний диференційний захист на вимикання. Мережі генераторної напруги мають ізольовану нейтраль, тому диференційний захист виконується на двох фазах. При даній конфігурації вимкнення генератора при подвійних замиканнях на землю (одне в мережі, друге на фазі генератора, яка не має диференційного захисту) не забезпечене, додатково до диференційного захисту передбачено встановлення релейного захисту від замикання на землю.

Для захисту генератора від однофазних коротких замикань на землю в обмотці статора встановлено високочутливий максимальний струмовий захист нульової послідовності, який при струмах замикання на землю до 5 А спрацьовує дією на сигнал, а більших струмів – на вимикання генератора.

Для захисту від струмів зумовлених коротким замиканням в обмотці статора генератора застосовується максимальний струмовий захист з витримкою часу та з блокуванням на реле напруги максимальної дії.

Для захисту від симетричного перевантаження використовується максимальний струмовий захист, який встановлений на одній фазі і діє з витримкою часу.

11.1. Розрахунок диференційного захисту

Захист виконується на мікропроцесорному реле типу РС83-АВЗ.

					ДП 2024 141							
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розрахунок релейного захисту генератора 12 МВт				Літ.		Арк.	Аркушів
Розробив	Яцук Я. В.											
Перевірив	Мащенко О. А.									78	123	
									ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого, ЕЛ-4-3			
Н. Контр.												
Затвердив	Балюта С.М											

Струм спрацювання захисту:

$$I_{сз} = K_H * I_{номг} = 1.4 * 810.32 = 1134.5 \text{ A},$$

де $K_H = (1..2)$ – коефіцієнт надійності реле; $I_{номг}$ – номінальний струм генератора.

Струм спрацювання реле:

$$I_{сп} = \frac{I_{сз}}{K_T} = \frac{1134.5}{120} = 9.45 \text{ A},$$

де K_T – коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

Мінімальне значення струму двофазного короткого замикання точки К2:

$$I_{к2\text{мін}} = \frac{\sqrt{3}}{2} * I_{к2} = \frac{\sqrt{3}}{2} * 12.75 = 11.042 \text{ кА}.$$

Коефіцієнт чутливості:

$$k_{ч} = \frac{I_{к2\text{мін}}}{I_{сз}} = \frac{11042}{1134.5} = 9.733.$$

Розрахунковий коефіцієнт чутливості $k_{ч} > 2$, вибране реле підходить для даної схеми.

11.2. Розрахунок захисту від перевантажень

Захист виконується на мікропроцесорному реле типу РС83-ВЗ.

Струм спрацювання захисту:

$$I_{сз} = \frac{K_H}{K_{пов}} * I_{номг} = \frac{1.05}{0.85} * 810.32 = 1001 \text{ A},$$

де $K_{пов}$ – коефіцієнт повернення реле.

					ДП 2024 141	Арк.
						79
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Струм спрацювання реле:

$$I_{cp} = \frac{I_{c3} * K_{cx}}{K_T} = \frac{1001 * 1}{120} = 8.34 \text{ A},$$

де K_{cx} – коефіцієнт схеми.

11.3. Розрахунок захисту від замикання на землю

Струм спрацювання захисту від однофазних замикань на землю в обмотці статора:

$$I_{c31} = 2.4 \text{ A}.$$

Струм спрацювання захисту від подвійного замикання на землю в обмотці статора:

$$I_{c32} = 100 \text{ A}.$$

Струм спрацювання реле:

$$I_{cp1} = 0.05 \text{ A}.$$

$$I_{cp2} = 2.3 \text{ A}.$$

Захист від однофазних та подвійних замикань на землю виконується реле типу РС83-АВЗ.

11.4. Розрахунок максимального струмового захисту та кіл автоматичного включення резерву

Струм спрацювання максимального струмового захисту:

$$I_{c3} = \frac{K_H}{K_{пов}} * I_{номг} = \frac{1.1}{0.8} * 810.32 = 1114.2 \text{ A}.$$

Струм спрацювання реле:

$$I_{cp} = \frac{I_{c3} * K_{cx}}{K_T} = \frac{1114.2 * 1}{120} = 9.285 \text{ A}.$$

Струмове реле обираємо типу РС83-АВЗ.

					ДП 2024 141	Арк.
						80
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Коефіцієнт чутливості:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к2мін}}}{I_{\text{сз}}} = \frac{11042}{1114.2} = 9.91.$$

Розрахунковий коефіцієнт чутливості $k_{\text{ч}} > 2$, вибране реле підходить для даної схеми.

Автоматичне включення резерву на вимикачі в колі трансформатора зв'язку з системою виконане на двох реле мінімальної напруги.

Напруги спрацювання захисту:

$$U_{\text{сз}} = \frac{U_{\text{мін}}}{K_{\text{пов}} * K_{\text{н}}} = \frac{10000 * 0.9}{1.15 * 1.2} = 6521.74 \text{ В},$$

де $U_{\text{мін}}$ – мінімальне значення напруги на шинах генератора.

Напруга спрацювання реле:

$$U_{\text{сп}} = \frac{U_{\text{сз}}}{K_{\text{т}}} = \frac{6521.74}{60} = 65.2 \text{ В},$$

де $K_{\text{т}}$ – коефіцієнт трансформації трансформатора напруги.

В якості реле напруги мінімальної дії вибрано реле типу РС83-В1.

Дане реле буде пусковим органом АВР на вторинній напрузі.

					ДП 2024 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		81

14. Охорона праці

Заходи з електробезпеки при встановленні масляних трансформаторів на цукровому заводі

В роботі розглядається забезпечення електросиловим обладнанням окремих ділянок заводу.

В тому числі серед обладнання є силові трансформатори:

- трансформатори ТМН 160/10/0,4 на ТП живлення складу буряку;
- транспортного цеху та зовнішнього освітлення;
- ТМН 200/10/0,4 на ТП живлення складів зберігання цукру;
- ТМН 400/10/0,4 для живлення ТЕЦ;
- ТМН 630/10/0,4 на ТП живлення бурякопереробного цеху, цеху подачі буряку, компресорної та насосних станцій промводопостачання, оберненого водопостачання, пожежно- господарського водопостачання та іригаційних вод;
- ТМН 1000/10/0,4 на ТП живлення станції підйому, миючого та вапнякового цехів, ремонтного відділення та сокоочисного цеху;
- ТМН 1600/10/0,4 на ТП живлення адміністративно побутового корпусу, продуктового та цукросушильного цехів;
- трансформатори зв'язку з системою ТМН 6300/35/10.

					ДП 2024 141			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Охорона праці	Літ.	Арк.	Аркушів
Розробив	Яцук Я. В.							
Перевірив	Сірик А. О.						82	123
Н. Контр.						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого, ЕЛ-4-3		
Затвердив	Балюта С.М							

Організаційні заходи з електробезпеки під час експлуатації масляних трансформаторів

Організаційними заходами з безпечної експлуатації масляних трансформаторів є:

- 1) оформлення роботи нарядом-допуском, розпорядженням або переліком робіт, що виконуються в порядку поточної експлуатації;
- 2) допуск до роботи;
- 3) нагляд під час роботи;
- 4) оформлення перерви в роботі, переводу на інше робоче місце, а також закінчення роботи.

За вимогами і заходами безпеки, роботи в електроустановках поділяються на 3 категорії: зі зняттям напруги; без зняття напруги на струмопровідних частинах або поблизу них; без зняття напруги на безпечній відстані від струмопровідних частин, що перебувають під напругою.

Роботи в електроустановках за вимогами щодо організації їх безпечного виконання поділяються на такі, що виконуються: за нарядом допуска, за розпорядженням, в порядку поточної експлуатації.

Технічні заходи з електробезпеки під час експлуатації масляних трансформаторів

Технічні засоби і заходи з електробезпеки при обслуговуванні масляних трансформаторів реалізуються в конструкції електричної установки при їх розробці, виготовленні та монтажі відповідно до чинних нормативів.

Приміщення розподільних установок, що мають обладнання, яке перебуває під напругою або на яке може бути подана напруга, та приміщення сторонніх організацій, які прилягають до цих приміщень, повинні бути ізольованими від останніх і мати окремий вихід, який замикається.

					ДП 2024 141	Арк.
						83
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Кабельні канали й наземні кабельні лотки ВРУ і ЗРУ повинні бути закриті негорючими плитами з межею вогнестійкості відповідно до вимог ПУЕ та будівельних норм. Місця виходу кабелів з кабельних каналів, з поверхів і переходи між кабельними відсіками повинні бути ущільнені вогнетривким матеріалом. Для запобігання потраплянню у приміщення РУ тварин і птахів усі отвори і прорізи в зовнішніх стінах закривають сітками або ущільнюють.

Покриття підлоги приміщень підстанцій повинно бути таким, щоб виключалась можливість утворення цементного пилу. Щитові РУ та інше обладнання повинні бути пофарбовані у світлі тони.

Тунелі, підвали, канали необхідно утримувати в чистоті, а дренажні пристрої повинні забезпечувати безперешкодне відведення води. Маслоприймачі, гравійна підсипка, дренажі та масловідводи необхідно утримувати в справному стані. Гравійна підсипка в разі забруднення або замаслення повинна бути промита або замінена.

Струмовідні частини пускорегулювальних апаратів та апаратів захисту повинні бути захищені від випадкового торкання. У спеціальних приміщеннях (електромашинних, щитових тощо) допускається відкрите встановлення апаратів без захисних кожухів.

Відстань від струмовідних частин ВРУ до дерев, високого чагарнику має відповідати Правилам охорони електричних мереж.

Електрообладнання РУ усіх видів і напруг повинно задовольняти умови роботи як для номінальних режимів, так і для коротких замикань, перенапруг та перевантажень.

За температурою роз'ємних з'єднань шин у РУ повинен бути організований контроль відповідно до графіка, затвердженого особою, відповідальною за електрогосподарство.

					ДП 2024 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		84

Рівень масла в масляних вимикачах, вимірювальних трансформаторах і негерметичних вводах повинен залишатись у межах шкали маслопоказчиків за максимального і мінімального значень температур навколишнього повітря.

У герметичних вводах контроль значень тиску масла проводять за показами манометрів.

Масло негерметичних вводів, вимірювальних трансформаторів зовнішнього розташування повинно бути захищеним від зволоження та окислення.

На всіх ключах, кнопках і ручках керування повинні бути написи, що вказують на операцію, для якої вони призначені («Увімкнути», «Вимкнути», «Зменшити», «Збільшити» тощо).

Вимикачі та їх приводи повинні мати показчики вимкненого та увімкненого положень. На вимикачах з умонтованим приводом або з приводом, розташованим у безпосередній близькості від вимикача і не відділеним від нього суцільним непрозорим огороженням (стілкою), допускається встановлення одного показчика — на вимикачі або на приводі. На вимикачах, зовнішні контакти яких чітко вказують на увімкнене положення, наявність показчика на вимикачі та вмонтованому або не відгородженому стійкою приводі є необов'язковою.

Оперативні працівники повинні мати запас плавких каліброваних вставок. Застосування некаліброваних плавких вставок забороняється. Плавкі вставки повинні відповідати типу запобіжників.

Справність резервних елементів РУ (трансформаторів, вимикачів, шин тощо) необхідно регулярно перевіряти увімкненням під напругу в строки, встановлені виробничими інструкціями.

Обладнання РУ необхідно періодично очищувати від пилу та бруду.

					ДП 2024 141	Арк.
						85
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РУ на напругу 1 кВ і вище повинні бути обладнані блокувальними пристроями, які унеможливають помилкові операції роз'єднувачами, відокремлювачами, короткозамикачами, викотними візками КРУ і заземлювальними ножами. Блокувальні пристрої, крім механічних, повинні бути постійно опломбовані. На робочому місці оперативного працівника має бути повний перелік блокувальних пристроїв, які повинні бути опломбовані. Опломбування блокувальних пристроїв проводиться працівниками служб РЗАіТ, які обслуговують ці пристрої.

На щоглових трансформаторних підстанціях, пунктах перемикання та інших пристроях, що не мають огорожі, приводи роз'єднувачів і шафи щитків низької напруги повинні бути замкнені на замок.

Стаціонарні драбини біля площадки обслуговування повинні бути зблоковані з роз'єднувачами та замкнені на замок.

Для встановлення заземлення в РУ на напругу 1 кВ і вище необхідно, як правило, застосовувати стаціонарні заземлювальні ножі. У діючих електроустановках, у яких заземлювальні ножі не можуть бути встановлені за умовами компоновання або конструкції, заземлення здійснюється переносними заземлювачами.

На дверях і внутрішніх стінках камер ЗРУ, електрообладнанні ВРУ, лицьових і внутрішніх частинах КРУ зовнішньої та внутрішньої установки, збірках, а також на лицьовому і зворотному боках панелей щитів повинні бути нанесені написи, що вказують на призначення приєднань та їх диспетчерське найменування.

На дверях РУ, КРУ, збірок та щитів повинні бути вивішені чи нанесені попереджувальні плакати та знаки встановленого зразка.

З внутрішньої сторони збірок, щитів повинні бути вивішені однолінійні схеми електричних з'єднань.

					ДП 2024 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		86

Двері ЗРУ, ВРУ, КРУ, зовнішніх та внутрішніх збірок повинні бути закриті на замок. Ключі від приміщень повинні зберігатись у оперативних працівників або у працівників зі складу керівників і спеціалістів.

У РУ повинні зберігатися однолінійні первинні схеми електричних з'єднань, схеми нормального режиму, переносні заземлення, захисні засоби, первинні засоби пожежогасіння, а також протигази, респіратори і засоби для надання долікарської допомоги потерпілим від нещасних випадків. Зберігання сторонніх речей та запасних частин в приміщеннях РУ забороняється.

Поверхні тертя шарнірних з'єднань, підшипників і поверхонь механізмів вимикачів, роз'єднувачів, відокремлювачів, короткозамикачів та їх приводів необхідно змащувати низькотемпературними мастилами, а масляні демпфери вимикачів та інших апаратів — заповнювати маслом, температура замерзання якого повинна бути не менше ніж на 20 °С нижчою за мінімальну зимову температуру навколишнього повітря.

У повітряних вимикачах необхідно періодично перевіряти роботу вентиляції внутрішніх порожнин (для вимикачів, що мають покажчики). Періодичність перевірок повинна бути встановлена на підставі рекомендацій підприємств-виробників.

Перевірку дугогасильних камер вимикачів навантаги, установлення ступеня зносу газогенерувальних вкладишів та обгорання нерухомих дугогасильних контактів здійснюють періодично в строк, установлений особою, відповідальною за електрогосподарство, залежно від частоти оперування вимикачами навантаги, згідно з вимогами підприємства-виробника.

Зливання води з баків масляних вимикачів необхідно здійснювати два рази на рік — весною з настанням плюсових температур і восени перед настанням мінусових температур.

					ДП 2024 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		87

Про всі помічені несправності повинні бути зроблені записи в журналі дефектів і неполадок обладнання, і, крім того, про несправності повинна бути повідомлена особа, відповідальна за електрогосподарство. Виявлені несправності необхідно усунути в найкоротший строк.

**Технічні засоби і заходи забезпечення електробезпеки при
нормальному режимі роботи електроустановки, що застосовуються на
цукровому заводі**

Ізоляція струмопровідних частин - забезпечує технічну працездатність електроустановок, зменшуючи імовірність потрапляння людини під напругу, замикань на землю і на корпус електроустановок, зменшує струм через людину при доторканні до неізольованих струмопровідних частин ел.установок, що живляться від мережі з ізолюваною нейтраллю. При розробці ел.установок опір ізоляції приймається в межах 1 кОм на 1 В мережі, якщо технічними умовами не передбачені більш жорсткі вимоги відповідно до чинних актів.

З метою забезпечення працездатності ел.установок і безпечної їх експлуатації проводиться контроль стану ізоляції, який характеризується електроміцністю ізоляції, її електричним опором і діелектричними втратами.

Недоступність струмопровідних частин - основними заходами є застосування захисних огорожень, закриття комутаційних апаратів, розміщення неізольованих струмопровідних частин на висоті, недосяжній для ненавмисного доторкання до них інструментом, різного роду пристосувань, обмеження доступу сторонніх осіб тощо.

Виконання електричних установок ізольованих від землі – в мережах ізольованих від землі при однофазному включенні людини під напругу, і відсутності пошкодженої ізоляції інших фаз величина струму, що проходить через людину визначається опором ізоляції фаз відносно землі, який щонайменше становить 4 Ом, таким чином таке виконання мережі обмежує

					ДП 2024 141	Арк.
						88
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

величину струму, що проходить через людину за рахунок опору ізоляції фаз відносно землі за умови забезпечення необхідного стану ізоляції.

Захисне розділення електричних мереж – так як із збільшенням протяжності і розгалуженості електромережі опір ізоляції зменшується і збільшується ємність, пропонується розділення такої мережі на окремі електрично зв'язані між собою частини за допомогою трансформаторів, з коефіцієнтом трансформації 1,0. Це сприяє підвищенню опору ізоляції і зменшенню ємності і як результат приводить до підвищення рівня безпеки.

Компенсація ємнісних струмів замикання на землю – для зменшення ємнісної складової струму замикання на землю застосовуються компенсаційні котушки (реактори), які включаються між нейтраллю мережі і землею.

Активний опір реактора R_0 близький до R_{Σ} фазних проводів відносно землі, в той же час при певних співвідношеннях індуктивного реактора і ємності мережі, її ємнісний струм можна компенсувати індуктивним струмом при резонансі струмів в мережі. Індуктивність реактора змінна, для налагодження на ємність мережі.

Вирівнювання потенціалів – застосовується з метою зниження можливих напруг дотику і кроку при експлуатації ел. установок або потраплянні людини під ці напруги за інших обставин. Досягається за рахунок навмисного підвищення потенціалу опорної поверхні на якій може стояти людина до рівня потенціалу струмопровідних частин, яких вона може торкатися (зменшення напруги дотику) або за рахунок зменшення перепаду потенціалів на поверхні землі чи підлозі приміщень в зоні можливого розтікання струму (зменшення крокової напруги).

Технічні засоби і заходи забезпечення електробезпеки при аварійному режимі роботи електроустановки:

Захисне заземлення застосовується в ел.установках , що живляться від ізолюваної нейтралі в мережах напругою до 1000 В і в ел.установках напругою більше 1000 В незалежно від режиму нейтралі мережі живлення. Захисне заземлення забезпечує паралельно можливому включенню людини в мережу замикання на землю, струмопровід малого опору. За рахунок чого зменшується струм через людину:

$$I_{л} = \frac{U_{\phi}}{(R_0 + R_{л})},$$

Конструкція захисного заземлення включає заземлюючий пристрій і провідник, що з'єднує заземлюючий пристрій з обладнанням, яке заземлюється - заземлюючий провідник.

Занулення корпусів та частин машин які можуть потрапити під напругу – перетворює замикання на корпус в коротке замикання на фазі, через що спрацьовує захист від к.з. і установка відключається від джерела живлення. Застосування занулення обмежується напругою 1 кВ (вмережі з заземленою нейтраллю).

Можливі 2 варіанти реалізації занулення: заземлена через певні відстані (100-200 м) нейтраль мережі виконує функції нульового робочого і нульового захисного провідника одночасно; для занулення обладнання прокладається окремий провідник. Що виконує функції тільки нульового захисного.

При застосуванні в приміщенні окремого нульового захисного провідника, останній відгалужується від нейтралі мережі на щитку вводу в приміщення до роз'єднувальних контактів, а для забезпечення його цілісності і надійності захисту в мережі цього провідника не повинно бути будь-яких роз'єднувачів, запобіжників тощо.

Захисне відключення електроустановки - застосовується в доповненні до захисного заземлення чи занулення. Для забезпечення надійного захисту, перш за все в умовах особливої небезпеки щодо електричних травм.

Електрозахисні засоби.

Електрозахисні засоби поділяються на ізолювальні (ізолювальні шланги, кліщі, накладки, діелектричні рукавички тощо), огорожувальні (огороження щитки, ширми, плакати) та запобіжні (окуляри, каски, запобіжні пояси, рукавиці для захисту рук). Ізолювальні поділяються на: основні і додаткові (застосовуються одночасно з основними для підвищення рівня безпеки).

При захисті працівників від напруги кроку достатньо використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів.

Таблиця 14.1 - Класифікація приміщень щодо ураження електричним струмом

№ п /п	Прелік будівель, споруд, цехів та приміщень	Клас приміщення згідно ПУЕ
1	Бурякопереробний цех	3 підвищеною небезпекою
2	Бурякомиюче відділення	Особливо небезпечне
3	Сокоочисне відділення	3 підвищеною небезпекою
4	Продуктове відділення	3 підвищеною небезпекою

5	Цукросушильне відділення	З підвищеною небезпекою
6	Склад буряка	З підвищеною небезпекою
7	ТЕЦ	З підвищеною небезпекою
8	Вапнякове відділення	Особливо небезпечне
9	Склад упакованого цукру	З підвищеною небезпекою
10	Склад безтарного зберігання	З підвищеною небезпекою
11	Подача буряка	З підвищеною небезпекою
12	Насосна промводопостачання	З підвищеною небезпекою
13	Ремонтно-механічні майстерні	Без підвищеної небезпеки
14	Компресорна	З підвищеною небезпекою
15	Насосна станція оберненого водопостачання	З підвищеною небезпекою
16	Насосна транспортно- мийних та іригаційних вод	З підвищеною небезпекою

17	Адміністративно-побутовий корпус	Без підвищеної небезпеки
18	Насосна станція підйому буряка	Особливо небезпечне
19	НС пожгоспводопостачання	З підвищеною небезпекою
20	Транспортний цех	Без підвищеної небезпеки

Заходи з пожежної безпеки.

Всі працівники зобов'язані знати та неухильно виконувати правила пожежної безпеки, з якими їх знайомлять у процесі проведення протипожежних інструктажів.

З робітниками підприємств проводиться пожежотехнічний мінімум, де їх знайомлять з методами гасіння пожеж і обладнанням, що використовується для цього та первинними засобами пожежогасіння. Для ліквідації загоряння, попередження пожеж та вибухів на кожному підприємстві, що має пожежо- та вибухонебезпечні процеси, розробляється план пожежотехнічних заходів, в якому передбачається: порядок оповіщення керівників підприємств та виклик пожежних підрозділів; перелік пожежо- та вибухонебезпечних приміщень та обладнання, можливі причини пожежі та вибуху; дії персоналу підприємств щодо попередження пожежі або вибуху, а також способи" та засоби їх ліквідації; порядок та способи евакуації персоналу та обладнання.

Розрахунок контуру захисного заземлення для трансформаторної підстанції ТП5

Порядок розрахунку:

Визначається розрахунковий струм замикання на землю;

Розраховується опір розтікання заземлюючого пристрою;

Розраховується опір штучного заземлювача;

Вибирається тип заземлювача та складається попередня схема (проект) заземлюючого пристрою, тобто розташовуються на плані установки прийняті для спорудження заземлювача електроди та заземлюючі провідники;

Остаточні визначаються параметри заземлювача.

При розрахунку заземлювача в однорідній землі способом коефіцієнтів використання обчислення R виконується в наступному порядку:

1. За попередньою схемою заземлювача, нанесеної на план установки, визначається довжина горизонтальних і кількість п вертикальних електродів.

2. Обчислюються значення опорів горизонтальних електродів (сумарний опір) R_{Γ} і одного вертикального електрода R_B :

$$R_{\Gamma} = \frac{P}{2 * \pi * L_{\Gamma}} * \ln\left(\frac{L^2}{h * \Delta t}\right),$$

$$R_B = \frac{P}{2 * \pi * I_B} * \left(\ln\left(\frac{2 * I_B}{d}\right) + \frac{1}{2} \ln\left(\frac{4 * t + I_B}{4 * t - I_B}\right)\right),$$

де p - опір ґрунту; I_B - довжина вертикального електрода, м; d - діаметр електрода, м; t - глибина заглиблення вертикального електрода, м; L_{Γ} - довжина горизонтального електрода, м; h - товщина горизонтального електрода; Δt - відстань між вершиною вертикального електрода і поверхнею ґрунту.

					ДП 2024 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		94

3. За відповідними таблицями знаходяться коефіцієнти використання для вертикальних і горизонтальних електродів h_v і h_g .

4. Обчислюється розрахунковий опір заземлювача R :

$$R = \frac{R_v * R_g}{R_v * n_g * R_g * n_v}.$$

Проведемо детальні розрахунки для визначення контуру заземлення для підстанції 35/10 кВ цукрового заводу.

Вихідні дані. Підстанція знижувальна, має два трансформатори 35/10 кВ, розміщена на території підприємства. Її розміри – 35х24, м².

У якості природного заземлювача буде використана металева технологічна конструкція, частково занурена в землю, її розрахунковий опір розтіканню (з урахуванням сезонних змін) $R = 15$ Ом. Струм замикання на землю невідомий, однак відома довжина кабельної лінії 10 кВ - 15 м. Заземлювач передбачається виконувати з вертикальних стержневих електродів довжиною $l = 5$ м, діаметром $d = 12$ мм, верхні кінці яких з'єднуються між собою за допомогою горизонтального електрода - сталевий смуги перетином 4х40 мм, покладеної в землю на глибині $t = 0,8$ м.

Розрахункові питомі опори землі, отримані в результаті вимірів на ділянці, де передбачається спорудження заземлювача, і розрахунку:

для вертикального електрода (довжиною 5 м) $r_v = 400$ Ом·м;

для горизонтального електрода (довжиною 197 м) $r_g = 400$ Ом·м.

Розрахунковий струм замикання на землю на стороні 35 кВ визначаємо за наближеною формулою:

$$I = \frac{U}{350} * (35 * I_{к.л.} + I_{п.л.}) = \frac{U}{350} * (35 * 15 + 75) = 60 \text{ А}.$$

					ДП 2024 141	Арк.
						95
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Необхідний опір розтіканню заземлювача, що приймаємо загальним для установок 35 і 10 кВ, відповідно до вимог ПУЕ:

$$R_3 = \frac{250}{I_3} = \frac{250}{60} = 4.17 \text{ Ом.}$$

Необхідний опір штучного заземлювача:

$$R_{ш} = \frac{R_c * R_3}{R_c - R_3} = \frac{15 * 4.17}{15 - 4.17} = 5.77 \text{ Ом.}$$

Тип заземлювача вибираємо контурний, розміщений по периметру підстанції. Попередню схему заземлювача наносимо на план підстанції з її основними один від одного. $S_{зз} = 35 \times 24 \text{ м}^2$.

Уточнюємо параметри заземлювача шляхом перевірного розрахунку. З попередньої схеми видно, що в прийнятому нами заземлювачі сумарна довжина горизонтального електрода $L_g = 197 \text{ м}$, а кількість вертикальних електродів $n = 24$ шт.

Визначаємо розрахункові опори розтіканню електродів - вертикального R_v і горизонтального R_g .

$$R_v = \frac{P}{2 * \pi * I_B} * \left(\ln\left(\frac{2 * I_B}{d}\right) + \frac{1}{2} \ln\left(\frac{4 * t + I_B}{4 * t - I_B}\right) \right),$$

де L – довжина вертикального і горизонтального стержня у відповідності з формулами;

d – діаметр стержня;

					ДП 2024 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		96

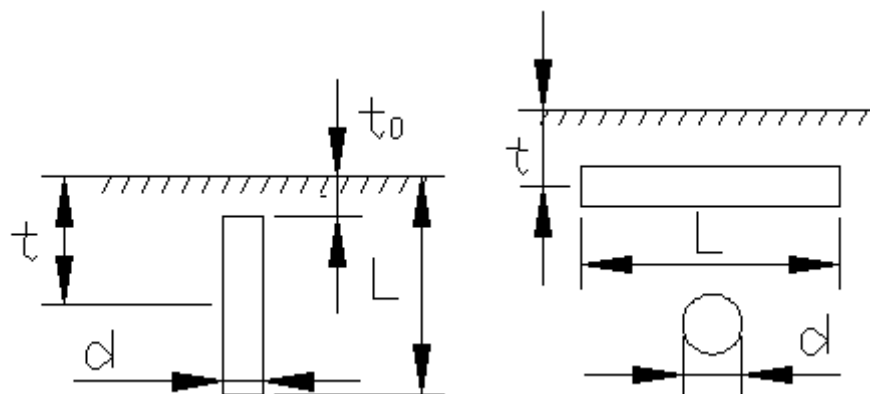


Рис 14.1, 14.2. Схеми розміщення стержнів електрода заземлювача

$$R_B = \frac{400}{2 * \pi * 5} * \left(\ln\left(\frac{2 * 5}{0.012}\right) + \frac{1}{2} \ln\left(\frac{4 * 3.3 + 5}{4 * 3.3 - 5}\right) \right) = 90.7 \text{ Ом};$$

$$R_\Gamma = \frac{P}{2 * \pi * L_\Gamma} * \ln\left(\frac{L^2}{h * \Delta t}\right) = \frac{400}{2 * \pi * 197} * \ln\left(\frac{197^2}{0.04 * 0.8}\right) = 4.53 \text{ Ом}.$$

Далі, маючи на увазі, що прийнятий нами заземлювач контурний і що $n = 24$ шт., а відношення $a/l_B = 4/5 = 0,8$, визначаємо коефіцієнти використання електродів заземлювачів: вертикальних $n_B = 0,46$, горизонтального $n_\Gamma = 0,24$.

Опір розтіканню прийнятого нами групового заземлювача:

$$R = \frac{R_B * R_\Gamma}{R_B * n_\Gamma + R_\Gamma * n_B} = \frac{90.7 * 4.53}{90.7 * 0.24 + 4.53 * 0.46 * 24} = 5.72 \text{ Ом}.$$

Цей опір менше необхідного $R_m = 5,77 \text{ Ом}$, а різниця між ними невелика і вона підвищує умови безпеки, цей результат приймаємо як остаточний.

Проектований заземлювач - контурний, складається з 24 вертикальних стержневих електродів довжиною 5 м і діаметром 12 мм і горизонтального електрода у вигляді сталевий смуги довжиною 197 мм перетином 4×40 мм, занурених у землю на 0,8 м.

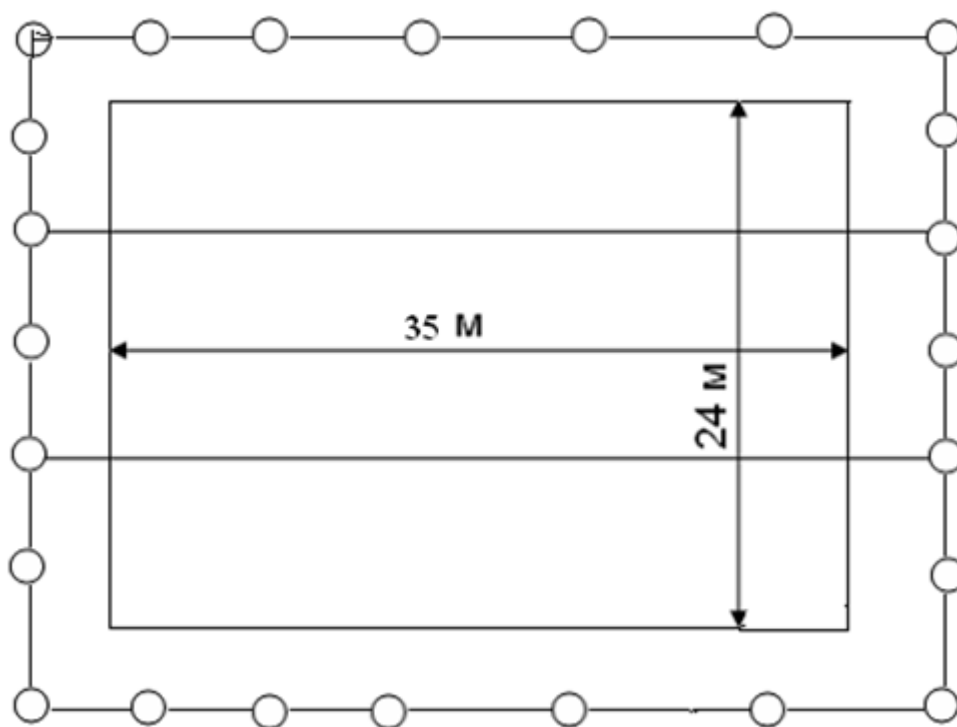


Рис 14.4 План підстанції та попередня схема заземлювача.

13. Розгляд спецпитання «Підвищення надійності енергосистем для недопущення блекаутів за допомогою сучасних інформаційних технологій»

На час написання даного проекту майже кожен українець знайомий з поняттям, або хочаб з приблизною ідеєю блекаутів. Але більшість не знайомі з причинами та потенційними наслідками блекаутів. Також, якщо вдатися в деталі, «справжній» блекаут великих масштабів спостерігався можливо 1 – 2 рази за останні роки.

13.1. Поняття «блекаут»

Блекаут визначений як технологічне порушення в режимі роботи усієї або значної частини об'єднаної енергетичної мережі внаслідок пошкодження або знеструмлення обладнання електричних мереж або втрати генеруючої потужності електростанцій, що призводить до порушення паралельної роботи елементів і частин енергосистеми, її поділу на частини або відокремлення від неї електростанцій та масового відключення споживачів електроенергії.

Є також додаткові визначення:

- Браунаут – втрата напруги у системі викликана її перевантаженням, погодними явищами, поломкою або помилкою у системах контролю енергосистеми. Назва взята від спостерігаємої втрати яскравості світла ламп розжарювання. Ця втрата напруги має різні ефекти на електроприлади в залежності від їх типу. Електроприлади які використовують опір для виконання своїх функцій, наприклад обігрівачі, через втрати потужності втрачають тепловіддачу.

					ДП 2024 141			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розгляд спецпитання	Літ.	Арк.	Аркушів
Розробив		Яцук Я. В.						
Перевірив		Мащенко О. А.					99	123
Н. Контр.						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого, ЕЛ-4-3		
Затвердив		Балюта С.М						

Електродвигуни втрачають швидкість оборотів та крутний момент. В залежності від будови двигун може залишатися в номінальному режимі але зі зменшеною потужністю. Проте при великих навантаженнях номінальні струми можуть піднятися через нестачу контр-ЕРС викликану низькою швидкістю. Якщо двигун не має достатньо можливостей для охолодження, він може перегрітися та згоріти. Нерегульовані джерела напруги постійного струму втрачають напругу на виході в лінійній залежності від втрати потужності вихідного струму.

Регульовані джерела постійного струму матимуть зміни у роботі лише при значних втратах напруги системи, а саме при падінні напруги на вході менше мінімальної напруги регулятора, внаслідок чого на виході буде значна втрата напруги та з'явиться «шум» від встановлених у джерелі випрямлячів та конденсаторів. Джерела з можливістю переключання при падінні напруги менше мінімальної вхідної будуть збільшувати силу струму для підтримки напруги на виході допоки автоматика джерела не вимкне його, або джерело перегріється та згорить. Для комп'ютерних та цифрових систем втрати напруги можуть призвести до нечіткості логічних сигналів. Під час повернення напруги на номінальні рівні логічні системи можуть встати в випадкове положення, що може призвести до «неможливих» логічних станів. Наслідками цього може бути самовільне вимкнення або відключення автоматичних систем, зміни їх конфігурації та втрати або пошкодження збережених даних.

- Віялові вимкнення: це визначення абсолютно точно відповідає втратам електроенергії які спостерігаються від жовтня 2022 року. Віялові відключення – це почергові та погрупові відключення за допомогою комутаційних апаратів частин енергосистеми для її частотного розвантаження та рідше температурного розвантаження окремих її елементів. Їх застосування – остання ланка захисту від розсинхронізації енергосистеми, що може призвести до лавинної зміни частоти системи

та блекауту. Причинами такого типу відключень зазвичай є непередбачувані або атипові пікові потреби споживачів системи, втрата, відсутність або тимчасова недоступність можливостей генерації, нестача потужностей енергостанцій, недостатня пропускна здатність ЛЕП, неякісне керування автоматики або пошкодження частин системи.

13.2. Деталі явища

Особливість постачання потужності змінним струмом в тому, що потужність генерації повинна приблизно відповідати потужності споживання. Це питання може бути вирішене шляхом встановлення батарейних установ великих ємностей, але на сьогодні такі технології нерентабельні та низько ефективні у великих масштабах, тому електроенергія виробляється в залежності від попиту на даний момент.

Постійний струм не має таких недоліків, але він широко не використовується у великих системах.

Змінний струм на електростанціях виробляється генераторами, які знаходяться на одному валу з турбінами, які приводяться в дію або водяною парою або водою, в залежності від електростанції. Оскільки більшість приладів-споживачів розраховані на частоту струму 50 Гц, кожен генератор має підтримувати свою швидкість обертання, в залежності від кількості полюсів даного генератора.

Навантаження, створене споживачами сповільнює турбогенератори, що призводить до спотворення синусоїди струму, водночас відсутність навантаження призводить до підвищення швидкості обертання.

					ДП 2024 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		101

Підвищення та зниження частоти від номінальної загрожує стабільності електросистеми, оскільки по різні кінці магістральної лінії можуть бути різні непередбачувано зміщені синусоїди струму. Несинхронізований струм втрачає свої корисні властивості, свою корисну потужність та починає перекривати синусоїди струмів інших фаз. Дослідження в модельних умовах без використання захисту від розсинхронізації показали, що два ідентичних взаємоз'єднаних генератори, які працюють несинхронно, викликають розігрів провідника між ними, розігрів внутрішніх обмоток генераторів і унеможливають використання напруги споживачами.

Для уникнення пошкоджень великих генераторів встановлена автоматика, яка при виявленні невідповідності частоти, вимикає або роз'єднує систему на частини, з окремими частотами. Але саме ця автоматика може створити каскадне відключення та блекаут.

13.3. Каскадне відключення та блекаут

Незалежно від причини, різка втрата генерації або стрибок в споживанні змінює частоту системи. Якщо проблема не буде усунена вчасно, що для вищезгаданої автоматики може бути всього декілька хвилин або навіть секунд, може статися каскадне відключення. Наприклад пошкодження ЛЕП відрізало від загальної системи одну з електростанцій і різкий спад потужності генерації неможливо покрити за рахунок все ще робочих електростанцій. Це призводить до падіння частоти, що створює «таймер» на відключення інших електростанцій. Якщо система залишиться незбалансованою, вони відключаються, що погіршить несchatу потужності в системі, що призведе до більшого падіння частоти, що призведе до відключення інших електростанцій і ось вже безконтрольне відключення і блекаут.

Найгірший варіант такого відключення – повна втрата потужності в системі, для відновлення роботи якої можуть знадобитися дні або навіть тижні в залежності від розміру системи. Але на сьогодні встановлена додаткова

					ДП 2024 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		102

автоматика на всій системі, яка у разі нестачі потужності, розділяє саму систему на декілька частин з власними частотами. Тобто найгірший варіант на сьогодні, за умовою правильного керування системою, повна втрата потужності лише у певних частинах системи. Що і виконується наразі контролювано у вигляді віялових відключень.

13.4. Наслідки блекаутів

Важко уявити наскільки сильно наше повсякденне життя залежить від наявності електроенергії. Це не тільки світло вдома, це комп'ютери, зв'язок та навігація. Продовжена відсутність електроенергії може призвести до порушення роботи систем газо- водо- та теплопостачання; обробка харчової продукції дуже енергомістка, тому може настати нестача харчів при чому тонни необробленої сировини будуть просто гнити у сховищах та на полях. І хоча на критичних об'єктах, таких як лікарні та АЕС, є власні додактові генератори, поставки пального також можуть сповільнитись або навіть зупинитись. Все це може призвести і призводить до катастроф гуманітарного та техногенного характеру, наносячи грошові та майнові збитки і забираючи життя людей.

13.5. Історичні блекаути та енергетичні кризи

- Техаська енергетична криза 2021р.:

Причина: Низька погодостійкість енергосистеми.

Хоча вразливість техаської енергосистеми була описана та виражена у багатьох дослідженнях майже роками до цієї кризи, підготовка та посилення захисту системи від холоду не були проведені. Найбільший на той час енергоносіє в даній системі був природний газ, у суміші якого наявна водяна пара. Під час зимових штормів було втрачено близько 15% потужності системи через вихід із ладу обладнання через морози.

Наслідки:

					ДП 2024 141	Арк.
						103
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.4 млн людей без світла. Після 5 днів без світла людям довелося розтоплювати сніг для питної води оскільки труби водопостачання замерзли та луснули. Вулиці та помешкання були затоплені. Пожежне водопостачання також втратило функціональність. Більше 50 людей померли від гіпотермії у власних домівках та авто. Через непогоду та відсутність електроенергії більшість магазинів не могли отримати поставки харчових продуктів, що було погіршене втратою врожаю на багатьох господарствах через морози. Також зазначено що була немала можливість повного блекауту: «Наша система була в хвилинух від повного коллапсу, який ми б ремонтували місяцями.» - The Texas Tribune.

Загально економічні втрати було оцінено в майже \$200 млрд.

За приблизною оцінкою загинуло від 250 до 700 людей, від гіпотермії, отруєння чадним газом від використання небезпечних методів обігріву та пошкоджень інфраструктури.

- Європейський блекаут 2006р.:

Причина: Непогодження тривалості відключень лінії ЛЕП 380 кВ між операторами розподілу.

Планове відключення лінії над річкою Емс для пропуску судна було поставлене на 5 листопада з 00:00 до 06:00. Повний аналіз системи показав що показники залишаються в дозволених межах. Але 3 листопада час початку відключення був перенесений на 22:00 4 листопада. Місцевий оператор погодився не цю зміну але несвоєчасно попередив інших ОСР, через що повний аналіз не було проведено. Одна з сусідніх ліній на момент була близько дозволеного ліміту потужності, через що місцевий оператор під'єднав шину без координації з іншими операторами, сподіваючись на зниження потужності. Це мало протилежний ефект і після підключення автоматика лінії вимкнула свою секцію. Під час наступних 28 секунд каскадні відключення сягнули

Польщі, Греції, Балканського півострову, Італії, Марокко, Франції та країн Бенілюксу. Проблеми з постачанням тривали близько 2 годин.

Наслідки:

10 млн. людей без світла. Серйозних наслідків не документовано. Після відновлення системи було реформовано протоколи та загальні правила координації переключень по всій європейській енергосистемі, створено додаткові установи контролю стабільності енергосистеми.

Як описано вище, нехтування захистом системи від зовнішніх чинників та непередбачене керування нею можуть швидко призвести до її виходу з ладу. Варто пам'ятати, що людський фактор та морози – не єдині проблеми для енергосистеми.

Сонячні бурі можуть потенціально не просто вимкнути, а зруйнувати трансформатори, перемикачі і автоматику системи. Як наприклад у канадській провінції Квебек 1989р. Але захист від них порівняно простий у виконанні.

Кібер атаки, як наприклад 2015 та 2016р на українську енергосистему, експлуатують незахищену та слабозахищені мережі автоматики системи. Через використання все більше мікропроцесорних вимикачів, реле та комп'ютерних симуляцій для аналізу енергосистем ця вразливість буде вимагати все більше уваги.

І завжди залишається фізичний фактор системи. Раптові поломки, плановий ремонт, дефекти матеріалів, неправильно вибрані складові, пошкодження під час обслуговування або навіть навмисне руйнування мереж.

Даний розділ розглядатиме питання роботи автоматики після факту дестабілізації системи.

					ДП 2024 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		105

13.6. Сучасні методи підтримання балансу системи

13.6.1. Автоматична підтримка частоти після відключень

Автоматика для підтримання частоти мережі не новий винахід, оскільки приблизні параметри струморозподілу, сили струму перепадів напруги та ін. можна розрахувати навіть вручну на папері (для малих систем), то дана автоматика існує ще з часів вакуумних ламп та панч-карток. Сучасні рішення базуються не тільки на стані системи у даний момент, а й на прогнозуванні її стану найближчим часом. У базах даних енергопідприємств є роки інформації щодо графіків споживання як при нормальних умовах, так і при непогоді, або в залежності від сезону, або свят.

На даній інформації створюються прогнозуючі алгоритми, на аналізах яких оператори системи приймають рішення щодо змін навантаження та потужності в системі, або виконання в ній перемикачів.

Останніми роками велика увага приділяється смарт-технологіям, створенню так званої Smart-grid system. Головна ідея даної системи – створення мультиплексивних алгоритмів на основі масового збору інформації щодо стану системи, часу доби, погодних умов у найближчий час, аспектів сезону, приблизного стану ринку енергетики та інших потенційних змінних.

Щодо захисту системи від розсинхронізації, головна мета автоматики – розділення системи на умовні мікромережі для підтримання частоти. Прикладом розвитку даного типу захисту системи є BESS, яка розробляється AT Schneider Electric. Battery Energy Storage System – система захисту системи від розсинхронізації через децентралізацію генераційних потужностей, розділення загальної мережі на мікромережі і компенсація потужності в мікромережах за допомогою батарейних установ. Сама установка BESS включає в себе, контрольні компютери автоматики мережі, двонаправлені інвертори потужністю до 500 кВт, систему охолодження, систему пожежогашіння та має можливість підключення до мереж 0,4 кВ та більше.

					ДП 2024 141	Арк. 106
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розроблено три потенційні варіанти роботи BESS:

- Мережевий, тобто з підключенням до великих мереж, де система є контрольним пунктом загальної автоматики, контролює показники та якість електроенергії, за станом ринку електроенергії заряджає від системи власні батареї під час низьких тарифів, та використовує їх потужності під час високих тарифів.
- «Острівний» - у випадку аварійного розімкнення та від'єднання від загальної системи, де BESS виступає регулятором мікромережі за допомогою батарей при чому продовжує моніторинг стану загальної системи для можливості підключення.
- Мікромережа Off-grid – аналогічна острівному типу роботи, але оскільки більша загальна мережа відсутня, то BESS - фактично головна керувальна установка у даній мікромережі.

У перших двох варіантах BESS працює автоматично без людського втручання, що зменшує вплив людського фактора. У третьому варіанті через відносно малі розміри мережі BESS може бути зконфігурована під потреби мікромережі, навіть якщо вони відрізняються від стандартних.

13.6.2. Автоматика повторного включення (АПВ)

Більшість «аварій», особливо на повітряних лініях електропередач викликаних дотиком проводів або перекриттям ізоляції, при достатньо швидкій роботі релейного захисту не залишає серйозних пошкоджень та фактично самоусувається. Такі пошкодження класифікуються «нестійкими». Згідно статистичним підрахункам доля такого пошкодження із усіх спрацювань захисту $\geq 50\%$. Одним із способів перевірки лінії після аварії є подання оперативним персоналом напруги на неї, тобто повторне включення. Якщо пошкодження нестійке, лінія буде працювати нормально. В іншому випадку знову станеться КЗ і знову спрацює захист. Тобто без використання даних

					ДП 2024 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		107

апаратів диспетчер має шанс, еквівалентний кидку монети, на те що одна з відісланих ним оперативно-ремонтних бригад просто витратить час на перемикання рубильника.

Згідно стандартів та правил улаштування електроустановок, кожна повітряна або змішана лінія напругою 1000 В та більше має мати апаратуру АПВ. Успішність повторного включення апаратом АПВ, як вже було зазначено для повітряних ліній 50-90%. АПВ також захищають від спонтанного хибного спрацювання релейного захисту, відновлюючи схему.

Нестійкі КЗ також можуть виникати на шинах підстанцій, трансформаторах та навіть на кабельних лініях, хоча і рідше. Тому на підстанціях, оснащених швидкодіючим захистом та на поодиноких трансформаторах потужностями від 1 МВ*А (або менш потужних з критичними споживачами) встановлюються модулі АПВ. Для трансформаторів, автоматика повторного включення має спрацьовувати лише при відключенні трансформатора максимальним струмовим захистом. У випадку пошкодження саме трансформатора, тобто його відключення захистом від внутрішніх пошкоджень, АПВ не спрацьовує. Використання АПВ на кабельних лініях доволі рідке явище, оскільки пошкодження кабелів, зазвичай, стійкі за своєю природою. Але не зважаючи на це, успішність спрацювання для кабельних ліній – 40-60%. Це пояснюється ввімкненням після перевантажень, та після хибних або неселективних спрацювань захисту.

Загалом використання АПВ спрощує схеми релейного захисту та пришвидшує розімкнення КЗ.

13.6.3. Автоматичний ввід резерву

З точки зору підтримання балансу систесми, АВР зменшує можливу розбіжність між генераційною та споживаною потужностями.

При раптовому відключенні великих споживачів можливий стрибок у частоті через надлишок генерації. Раптова втрата навантаження у одній

					ДП 2024 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		108

частині системи приводить до змінення струморозподілу у ній, що може перевантажити її інші частини.

І основний спосіб використання АВР для балансу – це фактично моментальна заміна лінії, яка вийшла з ладу.

13.6.4. Введення додаткової потужності через синхронні генератори

Якщо перелічених вище способів не вистачає або утворена мікромережа не має достатньо власної потужності, це можна компенсувати підключенням генераторів до неї. Але для правильного включення потрібно зодвільнити певні умови:

- Поштовх вирівнювального струму не повинен перевищувати задані параметри;
- Ротор ввідного генератора має синхронізуватися з системою за якомога коротший час.

Для виконання цих умов потрібно відрегулювати швидкість обертів генератора, щоб його власна частота була приблизна частоті системи, а напруга на виводах (у випадку якщо генератор збуджений), дорівнює або наближена до рівня напруги системи.

Прийнято використовувати два способи синхронізації:

- Точна синхронізація;
- Самосинхронізація.

При використанні способу точної синхронізації генератор розкручується до частоти системи і збуджується. Далі вручну або автоматикою прирівнюються частоти та напруга синхронного генератора та системи. Після чого генератор з'єднується з системою. Для уникнення зависокого струму поштовху та довгого затухання коливань необхідно якомога точніше прирівняти параметри системи та генератора і правильно вибрати момент підключення.

					ДП 2024 141	Арк.
						109
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При самосинхронізації генератор розкручується до частоти чичтеми і підключається до неї без збудження. Одразу після його включення в ситему на обмотки подається струм збудження. Наростає струм ротора та ЕРС і генератор «втягується» в синхронизм. Важливо пам'ятати, що для даного способу на період між збудженням та досягненням повного синхронизму на виводах генератора буде значний спад напруги.

Навідміну від точної синхронізації, спосіб самосинхронізації має обмеження щодо застосування. Потужність генераторів при аварійному включенні їх у систему даним способом: 200 МВт для турбогенераторів та 500 МВт для гідрогенераторів. Більш потужні генератори дозволено підключати при умові, що надперехідний струм кратний не більше трьом номінальним струмам.

Також для самосинхронізації генератор має задовольняти наступні умови:

- генератор НЕ збуджений;
- АГП відключен;
- залишкова напруга на виводах статора не більше 0,1-0,3 від номінальної;
- ковзання машини не більше допустимого;
- прискорення машини в момент ввімкнення не більше допукстимого значення (0,5 Гц для гідрогенераторів без демпферних обмоток та 2-5 Гц для гідро- і турбогенераторів з демпферними обмотками).

Переваги самосинхронізації порівняно з точною – швидкий процес ввімкнення генераторів та відносна простота самого способу, що дозволяє його автоматизувати без складної додаткової апаратури. Особливості даного способу приводять до майже фактичного знехтування хаотичного характеру параметрів системи в аварійному режимі роботи.

					ДП 2024 141	Арк.
						110
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Недоліком даного способу є потенційно великий струм поштовху, що призводить до обгорання з'єднань та додаткових навантажень на обмотки генератора.

Теперішні напрями автоматизації приділяють увагу способу точної синхронізації, оскільки він виключає можливість появи великих струмів та коливань.

13.6.5. Автоматичне частотне розвантаження

Як було зазначено, втрата потужності в системі призводить до падіння частоти, що може призвести до пошкоджень генераторів системи. Але є ще один критичний момент, пов'язаний з частотою. Основним енергоносієм у світі є вода, а саме водяна пара. Для її вироблення потрібно не тільки тепло, а ще й сама вода. На енергостанціях стоять насоси які теж є частиною системи і які забезпечують подачу охолоджувальної води у конденсатори для рекуперації відпрацьованої пари.

Зменшення частоти на більш ніж 1 Гц вже небезпечно для системи. А втрата 3-5 Гц призводить до зменшення подачі охолоджувальної води у конденсатори на 20-40%. Така втрата теплообміну призводить до майже повної зупинки вироблення пари, тобто різкої втрати потужності турбогенераторів, особливо якщо вони розраховані на великі тиски, що призводить до подальшого падіння частоти системи. Це відбувається так швидко, що цей процес отримав назву «лавини частоти». Втрата частоти також створює втрату напруги, що може призвести також до «лавини напруги» через різке збільшення реактивної частки потужності.

Від сповільнення живильних насосів до зазначених лавин - вікно лише в декілька секунд, тому людина не встигне виправити ситуацію і сподіватися можна лише на автоматику. Для недопущення розвитку проблеми в дію негайно приводяться всі можливі та доступні робочі резерви активної потужності. Всі обертові агрегати та установки завантажуються на максимум

					ДП 2024 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		111

(з урахуванням допустимих короточасних перевантажень). У випадку відсутності або нестачі таких резервів єдиний спосіб утримання частоти – відключення найменш критичних споживачів, що і здійснюють прилади автоматичного частотного розвантаження. Прилади АЧР встановлюються там, де можливі серйозні недостатки активної потужності та з умовою, що споживачі, які відключаються звільнять достатньо потужності для вирівнювання роботи живильних насосів. Оскільки фактичне споживання буде завжди різне АЧР працюють чергами, з різними уставками частоти спрацювання.

I (швидкодіюча) черга спрацьовує за 0,1-0,3 с при частоті менше 49 Гц. Її призначення – сповільнення розвитку аварії.

II (стабілізаційна) черга спрацьовує при частоті до 48,5 Гц і має довшу витримку часу (5-90 с). Вона розрахована на «вивільнення» потужності здатної відновити нормальну роботу системи.

Потрібно враховувати, що висока чутливість АЧР може призвести до спрацювання через інші причини, які не несуть прямої загрози створення «лавини частоти». Короточасне падіння частоти може бути викликане КЗ, зняттям напруги живлення шин підстанції великих двигунів та під час асинхронного ходу.

АЧР часто використовується з АПВ для оптимальної стабілізації системи.

					ДП 2024 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		112