

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ім. Ігоря Сікорського»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ С.О.Кудря
(підпис)

" ____ " _____ 2019 р.

Дипломний проект

на здобуття ступеня бакалавра

з напрямку підготовки 6.050701 - Електротехніка та електротехнології
на тему: Аналіз впливу якості електроенергії на обладнання
теплоелектроцентралі потужністю 620 МВт

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕТ- 51

Кунцевич Назарій Васильович

(підпис)

Керівник старший викладач Гаєвська Ганна Миколаївна

(підпис)

Консультант _____

(підпис)

Рецензент _____

(підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному
проекті немає запозичень з праць інших
авторів без відповідних посилань.

Студент _____
(підпис)

Київ – 2019 року

Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського»

Факультет електроенергетехніки та автоматики

Кафедра відновлюваних джерел енергії

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Напрямок підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
Кудря С.О

« ___ » _____ 2019 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проект студенту
Кунцевичу Назарію Васильовичу

1. Тема проекту: Аналіз впливу якості електроенергії на обладнання теплоелектроцентралі потужністю 620 МВт

Керівник проекту старший викладач Гаєвська Ганна Миколаївна

затверджені наказом по університету від “08” квітня 2019 року №1085-с

2. Строк подання студентом проекту ___ червня 2019 року.

3. Вихідні дані до проекту

1) Кількість генераторів та їх потужність – $2 \times 60 + 2 \times 100 + 1 \times 300$ МВт; 2) генераторна напруга – 10,5 кВ; 3) напруга видачі потужності в енергосистему – 110 кВ та 330 кВ; 4) потужність місцевого навантаження – 85,6 МВт; 5) кількість відгалужень від шин генераторної напруги – 30; 6) потужність, яка передається по розрахунковому відгалуженню від шин генераторної напруги – 6,22 МВт; 7) максимальна потужність графіка навантаження на напрузі 110 кВ – 97,6 МВт; 8) вид палива – газ, мазут.

4. Зміст пояснювальної записки

1) вибір головної схеми електричних з'єднань станції: виконати техніко-економічне обґрунтування структурної схеми електростанції та вибрати генератори і трансформатори; вибрати схеми електричних з'єднань розподільчих пристроїв; вибрати трансформатори та схему електропостачання власних потреб електростанції; вибрати схему електропостачання місцевого навантаження;

2) розрахунок струмів короткого замикання (к.з.) та вибір електричних апаратів: виконати розрахунок струмів к.з. на методом розрахункових кривих; вибрати комутаційні апарати, реактори та вимірювальні трансформатори за умовами нормального режиму та перевірити їх за результатами розрахунку струмів к.з.;

3) спеціальний розділ: проаналізувати вплив якості електроенергії на обладнання теплоелектроцентралі потужністю 620 МВт

5. Перелік графічного матеріалу: 1-однолінійна головна схема електричних з'єднань електростанції; 2-схема власних потреб блоку 300 МВт;3-аналіз впливу відхилень напруги і частоти на роботу асинхронного двигуна 4А3М-1600/6000.

6. Дата видачі завдання 21 березня 2019 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів виконання дипломної роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1.	Техніко-економічне обґрунтування структурної схеми станції	15.04.18р.	
2.	Вибір схем електричних з'єднань розподільчих пристроїв	20.04.18р.	
4.	Вибір трансформаторів та схеми електропостачання власних потреб	05.05.18р.	
5.	Розрахунок струмів к.з. методом розрахункових кривих та вибір електричних апаратів	14.05.18р.	
6.	Розрахунок струмів к.з.	21.05.18р.	
7.	Вибір електричних апаратів	26.05.18р.	
8.	Спеціальний розділ	29.05.18р.- 10.06.18р.	
9.	Представлення закінченої та оформленої роботи керівнику	14.06.15р.	

Студент

(підпис)

Кунцевич Н.В.

Керівник проекту

(підпис)

Гаєвська Г.М.

**Пояснювальна записка
до дипломного проекту**

на тему: Аналіз впливу якості електроенергії на обладнання
теплоелектроцентралі потужністю 620 МВт (ДП)

Київ – 2019 року

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4	ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Пояснювальна записка	132	
2	A4		Відгук керівника	1	
3	A4		Рецензія	1	
4	A1	ДП 5114.6.050701.011 ТК1	Однолінійна головна схема електричних з'єднань станції	1	
5	A1	ДП 5114.6.050701.011 ТК2	Схема власних потреб блоку 300 МВт	1	
6	A1	ДП 5114.6.050701.011 ТК3	Аналіз впливу відхилень напруги і частоти на роботу асинхронного двигуна 4А3М-1600/6000.	1	

					ДП 6.050701.011.ВДП					
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				Літ.	Арк.	Аркушів
Розробник		Кунцевич Н. В.			Аналіз впливу якості електроенергії на обладнання теплоелектроцентралі потужністю 620 МВ Відомість дипломного проекту					
Керівник		Гасвська Г.М.							5	132
Н. контр.		Матеєнко Ю.В			НТУУ «КПІ» кафедра Відновлюваних джерел енергії г.м. ЕТ - с51					
Зав. Каф.		Кудря С.О.								

РЕФЕРАТ

Бакалаврський проект складається з пояснювальної записки на 132 листках та з технічного креслення на 3 листках.

В бакалаврському проекті розраховується наступне:

1. Буде вибрана головна схема електричних з'єднань.
2. Буде вибране електричне обладнання: генератори, трансформатори зв'язку, трансформатори блоку, автотрансформатори, вимикачі, роз'єднувачі та інше.
3. В другому розділі порахуємо струми кз за допомогою метода розрахункових кривих.
4. В третьому, спеціальному, розділі проаналізуємо вплив якості електроенергії на обладнання теплоелектроцентралі 620 МВт. На основі чого зробимо важлий висновок: яку роль и як впливає якість елктроенергії на роботу власних потреб вцілому.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

SUMMARY

The bachelor project consists of an explanatory note on 132 sheets and a technical drawing on 3 sheets.

The bachelor's project calculates the following:

1. The main scheme of electrical connections will be selected.
2. The selected electrical equipment will be: generators, communication transformers, block transformers, autotransformers, switches, disconnectors, and others.
3. In the second section we calculate the currents of the kz using the method of the calculation curves.
4. In the third, special section, we will analyze the influence of the quality of electricity on the equipment of the 620 MW thermal power station. On the basis of which we will make an important conclusion: what role and how the quality of electric energy influences on the work of their own needs in the whole.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Зміст

Вступ.....	13
Розділ 1. Вибір головної схеми електричних з'єднань станції.....	14
1.1. Вибір структурної схеми.....	15
1.2. Вибір електрообладнання ТЕЦ.....	17
1.2.1. Вибір турбогенераторів.....	17
1.2.2. Вибір трансформаторів зв'язку.....	18
1.2.3. Вибір блочних трансформаторів.....	20
1.2.4. Вибір автотрансформаторів зв'язку.....	21
1.2.5. Вибір секційного реактору.....	23
1.3. Техніко-економічне порівняння варіантів.....	23
1.4. Вибір схем електричних з'єднань розподільчих пристроїв.....	27
1.4.1. Вибір електричної схеми ВРП 330 кВ.....	27
1.4.2. Вибір електричної схеми ВРП 110 кВ.	28
1.4.3. Вибір електричної схеми ГРП 10,5 кВ.....	29
1.4.4. Вибір електричної схеми електропостачання ВП.....	30
Висновки.....	33
Розділ 2. Розрахунок струмів короткого замикання та вибір комутаційних апаратів.....	34

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ			
Змн.	Лист	Докум.	Підпис	Дата				
Розробник	Кунцевич Н.В				Аналіз впливу якості електроенергії на обладнання теплоелектроцентралі потужністю 620 МВт Зміст	Літ.	Арк.	Аркушів
Керівник	Гаєвська Г.М.					8	132	
Н. контр.	Матеєнко Ю.П.					НТУУ «КПІ» кафедра Відновлюваних джерел енергії гр. ЕТ – с51		
Зав. Каф.	Кудря С.О.							

2.1.	Розрахунок струмів КЗ методом розрахункових кривих.....	35
2.1.1.	Визначення опору системи.....	35
2.1.2.	Розрахунок струму короткого замикання на ГРП 10,5 кВт.....	38
2.1.3.	Розрахунок струму короткого замикання на ГРП 110 кВт.....	44
2.1.4.	Розрахунок однофазного короткого замикання на РП 110 кВ.....	47
2.2.	Вибір і перевірка обладнання розрахункового відгалуження.....	50
2.2.1.	Вибір лінійного реактора на розрахункованому відгалуженні.....	50
2.2.2.	Вибір вимикача та роз'єднувача на лінії місцевого навантаження.....	51
2.3.	Вибір вимикачів та роз'єднувачів на ГРП 10.5 кВ, РП 110 кВ та РП 330 кВ.....	57
2.3.1.	Вибір вимикачів та роз'єднувачів на ГРП 10.5 кВ.....	57
2.3.2.	Вибір вимикачів та роз'єднувачів на ВРП-110 кВ.....	60
2.3.3.	Перевірка за умовами корони	63
2.3.4.	Перевірка шин на схлестування при КЗ	65
2.3.5.	Вибір вимикачів та роз'єднувачів на ВРП-330 кВ	66
2.4.	Вибір вимірювальних трансформаторів.....	70
2.4.1.	Вибір вимірювального трансформатора струму.....	70
2.4.2.	Вибір вимірювальних трансформаторів напруги.....	74
2.5.	Конструкції розподільчих установок.....	76
2.5.1.	Опис відкритої розподільчої установки 110 кВ.....	76

3.8. Імпульс напруги.....	119
3.9. Тимчасові перенапруження.....	121
3.10. Аналіз впливу напруги і частоти на роботу асинхронного двигуна 4АЗМ-1600/6000.....	122
Висновки.....	129
Загальні висновки.....	130
Список літератури.....	131

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Лист
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

Перелік скорочень і умовних позначень:

РТВП – резервний трансформатор власних потреб;

ТЕЦ – теплова електрична станція;

РП – розподільчий пристрій;

ЗРП – закритий розподільчий пристрій;

ГРП – генераторний розподільчий пристрій;

ПВН – прилад виміру напруги;

ТН – трансформатор напруги;

ТС – трансформатор струму;

ПВП – панель вимірювальних пристроїв;

СТ – струм підживлення;

ТВП – трансформатор власних потреб;

Г – генератор;

КЗ (к. з.) – коротке замикання;

В.П. – власні потреби;

СШ – секція шин;

ОСШ – обхідна секція шин;

АД – асинхронний двигун;

СД – синхронний двигун;

ЦЖ – центр живлення.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вступ

Теплова електрична станція – це станція, що виробляє електричну енергію за рахунок перетворення хімічної енергії палива в механічну енергію обертання ротора генератора.

Електрична енергія – найбільш універсальний вид енергії.

Широке застосування електричної енергії пояснюється відносною простотою її виробництва, передачі та розподілу, а також легкістю перетворення в інші види енергії (механічну, теплову, хімічну тощо).

До основних переваг теплових електричних станцій (ТЕС) варто віднести:

1. Паливо, що використовується в якості первинного, є відносно дешевим.
2. Спорудження ТЕС вимагає менших капітальних витрат, у порівнянні з спорудженням інших електричних станцій (АЕС, ГЕС).
3. ТЕС можуть бути побудовані у будь-якому місці, незалежно від наявності поряд джерела палива. Паливо може бути доставлено залізничним або автомобільним транспортом.
4. Виробничий майданчик ТЕС займає значно менше місця, ніж у ГЕС (ГАЕС).

До основних недоліків ТЕС варто віднести:

1. ТЕС забруднюють атмосферу, викидаючи у повітря велику кількість диму і сажі.
2. ТЕС мають більш високі експлуатаційні витрати, ніж ГЕС (ГАЕС).

Економічні показники ТЕС значно підвищуються, якщо поряд з виробництвом електричної енергії виробляти теплову енергію, необхідну для технологічних потреб промисловості та побуту. Для цього споруджують спеціальні типи ТЕС – теплоелектроцентралі (ТЕЦ).

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		13

1.Вибір головної схеми електричних з'єднань станції

Змн.	Лист	№докум.	Підпис	Дата	ДП 5114.6.050701.011 ПЗ			
Розробник		Кунцевич Н.В.			Аналіз впливу якості електроенергії на обладнання теплоелектроцентралі потужністю 620 МВт	Літ.	Арк.	Аркушів
Керівник		Гаєвська Г.М.					14	132
Н. контр.		Матеєнко Ю.П.				НТУУ «КП» кафедра Відновлюваних джерел енергії гр. ЕТ - с51		
Зав. Каф.		Кудря С.О.						

1.2. Вибір електрообладнання ТЕЦ

1.2.1. Вибір турбогенераторів

Для покриття встановленої потужності яка складає 620 МВт з якої на ГРП 10.5 кВ розподіляється 120 МВт, а на ВРП 110 кВ та 330 кВ - 500 МВт. Тому необхідно встановити:

- на ГРП 10.5 кВ 2 генератори потужністю 60 МВт
- на ВРП 110 кВ та 330 кВ 2 генератори за блоковим принципом потужністю 100 МВт та 1 генератор за блоковим принципом потужністю 300 МВт

Тому вибираємо два генератора типу **ТВФ-63-2УЗ**. Для роботи в блоці вибираємо два генератора типу **ТВФ-120-2УЗ** та один генератора типу **ТГВ-300-2УУЗ**, основні параметри яких представлені в табл.1.1:

Таблиця 1.1. Технічні характеристики турбогенераторів

№ п/п	Параметри	ТВФ-63-2УЗ	ТВФ-120-2УЗ	ТГВ-300-2УУЗ
1	$n_{\text{НОМ}}$, об/хв	3000	3000	3000
2	$S_{\text{НОМ}}$, МВ · А	78.75	125	353
3	$P_{\text{НОМ}}$, МВт	60	100	300
4	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	10.5	10.5	20
5	$\cos(\varphi)_{\text{НОМ}}$	0.8	0.8	0.85
6	I , кА	4.33	6.875	10.2
7	Схема обмоток статора	Y	Y Y	Y Y
8	x_d , об/хв	0.153	0.192	0.195
9	Ціна, тис. грн.	7504	9800	25200

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		17

1.2.2. Вибір трансформаторів зв'язку

Керуючись такими положеннями вибираємо трансформатори зв'язку:

1) Трансформатори зв'язку повинні забезпечити видачу всієї активної потужності генераторів встановлених на ГРП 10.5 за вирахування навантаження електроприймачів власних потреб 6 кВ та 0.4 кВ та місцевого навантаження на ГРП 10.5 кВ в період мінімуму навантаження.

2) При відключенні одного з генераторів на ГРП 10.5 кВ трансформатори зв'язку повинні створити симетричну схему для зменшення перетоків потужності.

3) При плановому або аварійному відключенні одного генератора на ГРП 10.5 кВ трансформатори зв'язку повинні створити умови для резервного живлення електроприймачів 6-10 кВ.

4) Видача всієї надлишкової потужності на ВРП 110 кВ при роботі всіх генераторів на ГРП 10.5 кВ

5) Трансформатори зв'язку повинні мати РПН

Виходячи з цих положень приймає для встановлення на ГРП 2-х трансформаторів зв'язку РПН.

Визначаємо потужність яка передається через трансформатори зв'язку в трьох режимах:

- 1) в режимі мінімального навантаження;
- 2) в режимі максимального навантаження;
- 3) в аварійному режимі (вихід з ладу найпотужнішого генератора);

При розрахунках прийmemo навантаження (ВП) 15% від генерації на збірних шинах (120 МВт). Вибір трансформаторів зв'язку виконаємо в табличній формі. Розраховані дані зведені в табл.1.2:

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		18

Таблиця 1.2. Перетоки потужності через трансформатори зв'язку

	Навантаження в різних режимах, МВт		
	Макс.	Мін.	Авар.
Виробництво	120	120	60
Власні потреби	18	18	18
Місц. навантаж.	85.6	59.92	85.6
Переток	16.4	42.08	-43.6

По найбільшому розрахунковому навантаженню визначаємо потужність кожного трансформатора:

$$S_{\text{розрах}} = \frac{P_{\text{макс.перет.}}}{2 \cdot \cos(\varphi_{\text{ном}})} = \frac{43.6}{2 \cdot 0.85} = 25.32 \text{ (МВА)} \quad (1.1)$$

Вибираємо два трансформатора зв'язку з РПН типу **ТДН-40000/110** з наступними параметрами які приведені в табл.1.3:

Таблиця 1.3. Технічні характеристики трансформатора зв'язку

$S_{\text{н}}, \text{МВА}$	$U_{\text{к}}, \%$	$I_{\text{хх}}, \%$	$U_{\text{вн}}, \text{кВ}$	$U_{\text{нн}}, \text{кВ}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{кз}}, \text{кВт}$	Ціна, тис. грн.
40	10.5	0.55	115	10.5	34	170	2515.2

Для 1-го, 2-го варіантів вибираємо однакові трансформатори зв'язку

1.2.3. Вибір блочних трансформаторів

Враховуючи те, що на власні потреби ТЕЦ йде 15% від потужності блоку, потужність апаратів буде рівна:

- для блоку 100 МВт

$$P_{\text{сн}} = 0.15 \cdot P_{\text{бл}} = 0.15 \cdot 100 = 15 \text{ (МВт)} \quad (1.2)$$

- для блоку 300 МВт

$$P_{\text{сн}} = 0.1 \cdot P_{\text{бл}} = 0.15 \cdot 300 = 45 \text{ (МВт)} \quad (1.3)$$

Активна потужність, що передається трансформатором, складе:

- для блоку 100 МВт

$$P_{\text{пр}} = P_{\text{бл}} - P_{\text{сн}} = 100 - 15 = 85 \text{ (МВт)} \quad (1.4)$$

- для блоку 300 МВт

$$P_{\text{пр}} = P_{\text{бл}} - P_{\text{сн}} = 300 - 45 = 255 \text{ (МВт)} \quad (1.5)$$

Повна потужність трансформатора складає:

- для блоку 100 МВт

$$S_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{пр}}}{\cos(\varphi)} = \frac{85}{0.85} = 100 \text{ (МВт)} \quad (1.6)$$

- для блоку 300 МВт

$$S_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{пр}}}{\cos(\varphi)} = \frac{255}{0.85} = 300 \text{ (МВт)} \quad (1.7)$$

Вибираємо трансформатор типу **ТДЦ- 125000/110, ТДЦ- 125000/330** та **ТДЦ- 400000/330**. Паспортні дані яких приведені в табл.1.4.

За 1 варіантом буде встановлено два трансформатора типу **ТДЦ- 125000/110**, за 2 варіантом — один **ТДЦ-125000/110** та один **ТДЦ-125000/330**.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		20

Для 1-го і 2-го варіантів використовується по одному трансформатору типу **ТДЦ-400000/330**.

Таблиця 1.4. Технічні характеристики блочних трансформаторів

Тип трансформатора	S _н , МВА	ΔP _{хх} , кВт	ΔP _{кз} , кВт	U _{к(вн)} , %	Група з'єднань	Ціна, тис. грн.
ТДЦ-125000/110	125	120	400	10.5	УН/D-11	3668
ТДЦ-125000/330	125	120	380	11	УН/D-11	4873,2
ТДЦ-400000/330	400	330	880	11	УН/D-11	10218

1.2.4. Вибір автотрансформаторів зв'язку

Вибір автотрансформаторів здійснюється по перетоку потужності через них в різних можливих режимах роботи:

- режим максимального навантаження шин 10 та 110 кВ;
- режим мінімального навантаження шин 10 та 110 кВ;
- аварійний режим (вихід з ладу 1 турбогенератора на напрузі 10 чи 110 кВ).

Для першого варіанту:

Режим максимального навантаження:

$$S_{\text{макс}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{МН}} + P_{\text{ВП}}}{\cos \varphi_{\text{Нав}}} = \frac{320}{0.8} - \frac{97.6 + 85.6 + 48}{0.85} = 104.47 \text{ (МВт)} \quad (1.8)$$

Режим мінімального навантаження:

$$S_{\text{мін}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{МН}} + P_{\text{ВП}}}{\cos \varphi_{\text{Нав}}} = \frac{320}{0.8} - \frac{68.32 + 59.92 + 48}{0.85} = 169.129 \text{ (МВт)} \quad (1.9)$$

Аварійний режим:

$$S_{\text{ав}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{МН}} + P_{\text{ВП}}}{\cos \varphi_{\text{Нав}}} = \frac{220}{0.8} - \frac{97.6 + 85.6 + 48}{0.85} = 13.177 \text{ (МВт)} \quad (1.10)$$

										ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата							21

Для другого варіанту:

Режим максимального навантаження:

$$S_{\text{макс}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110}+P_{\text{мн}}+P_{\text{вп}}}{\cos\varphi_{\text{нав}}} = \frac{220}{0.8} - \frac{97,6+85,6+33}{0.85} = 4,471(\text{МВт}) \quad (1.11)$$

Режим мінімального навантаження:

$$S_{\text{мін}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110}+P_{\text{мн}}+P_{\text{вп}}}{\cos\varphi_{\text{нав}}} = \frac{220}{0.8} - \frac{68,32+59,92+33}{0.85} = 69,129(\text{МВт}) \quad (1.12)$$

Аварійний режим:

$$S_{\text{ав}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110}+P_{\text{мн}}+P_{\text{вп}}}{\cos\varphi_{\text{нав}}} = \frac{120}{0.8} - \frac{97,6+85,6+33}{0.85} = -113,176(\text{МВт}) \quad (1.13)$$

Для першого варіанту по найбільшому перетоку потужності, в режимі мінімального навантаження, який складає 169,129 (МВт), вибираємо автотрансформатор зв'язку типу **АТДЦТН- 200000/330/110** з параметрами, які занесені до табл.1.5:

Таблиця 1.5. Технічні характеристики автотрансформатора зв'язку

S _н , МВА	U _{вн} , кВ	U _{сн} , кВ	U _{нн} , кВ	ΔP _{хх} , кВт	ΔP _{кз} , кВт	I _{хх} , %	U _{к(вс)} , %	U _{к(вн)} , %	U _{к(сн)} , %	Група з'єднання	Вартість тис.грн.
200	330	121	10,5	105	430	0,45	10.5	38	25	УН/УН/D	5482.6

Для другого варіанту по найбільшому перетоку потужності, в аварійному режимі, який складає 113,176(МВт), вибираємо автотрансформатор зв'язку типу **АТДЦТН-125000/330/110** з параметрами, які занесені до табл.1.6:

Таблиця 1.6. Технічні характеристики автотрансформатора зв'язку

S _{ном} , МВа	U _{вн} , кВ	U _{сн} , кВ	U _{нн} , кВ	ΔP _{хх} , кВт	ΔP _{кз} , кВт	I _{хх} , %	U _{к(вс)} , %	U _{к(вн)} , %	U _{к(сн)} , %	Група з'єднання	Ціна, тис. грн.
125	330	121	10,5	65	315	0.4	11	45	28	УН/УН/D	5109

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ						Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата							22

1.2.5. Вибір секційного реактору

Реактор вибирається по струму секції:

$$I_c = 0.6 \cdot \frac{P_c}{\cos(\varphi) \cdot \sqrt{3} \cdot U_T} = 0.6 \cdot \frac{60}{0.85 \cdot \sqrt{3} \cdot 10.5} = 2.329 \text{ (кА)} \quad (1.14)$$

Вибираємо реактор типу РБГ 10-2500-0.35У1 з номінальними параметрами, які приведені в табл.1.7:

Таблиця 1.7. Технічні характеристики секційного реактора

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{трив}}, \text{А}$	$x_{\text{ном}}, \text{Ом}$	Номінальні втрати на фазу, кВт	$I_{\text{дин}}, \text{кА}$	$I_{\text{терм}}, \text{кА}$	$t_{\text{терм}}, \text{с}$
10	2500	0.35	20,5	37	14.6	8

Для всіх варіантів тип секційного реактора буде однаковим.

1.3. Техніко-економічне порівняння варіантів

Техніко-економічне порівняння варіантів виконаємо в табличній формі.

Час роботи: $t_p = 8760 \left(\frac{\text{год}}{\text{рік}}\right)$. Час найбільших витрат: $\tau = 3500 \left(\frac{\text{год}}{\text{рік}}\right)$.

Розраховуємо втрати енергії в трансформаторах:

$$W_1 = 55 \cdot 8760 + 180 \cdot \left(\frac{25,32}{32}\right)^2 \cdot 3500 = 0,876 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год} \quad (1.15)$$

$$W_2 = 120 \cdot 8760 + 400 \cdot \left(\frac{100}{125}\right)^2 \cdot 3500 = 1,974 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год} \quad (1.16)$$

$$W_3 = 125 \cdot 8760 + 380 \cdot \left(\frac{100}{125}\right)^2 \cdot 3500 = 1,946 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год} \quad (1.17)$$

$$W_4 = 300 \cdot 8760 + 790 \cdot \left(\frac{300}{400}\right)^2 \cdot 3500 = 4,183 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год} \quad (1.18)$$

$$W_5 = 100 \cdot 8760 + 345 \cdot \left(\frac{113,176}{125}\right)^2 \cdot 3500 = 1,866 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год} \quad (1.19)$$

										ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата							23

$$W_6 = 155 \cdot 8760 + 560 \cdot \left(\frac{169,129}{200}\right)^2 \cdot 3500 = 2,759 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год} \quad (1.20)$$

Річні витрати B складаються з трьох складових:

$$B = B_a + B_0 + B_{\text{втр}}. \quad (1.21)$$

Амортизаційні відрахування:

$$B_a = a \cdot K \quad (1.22)$$

Де, a – норма амортизаційних відрахувань, $a = 9.4\%$ $U_H \leq 150 \text{кВ}$ і $a = 8.4\%$ для $U_H \geq 220 \text{кВ}$.

Витрати на обслуговування ЕС (ремонт і зарплата персоналу):

$$B_0 = b \cdot K \quad (1.23)$$

де $b = 3\%$ для $U_H \leq 150 \text{кВ}$ і $b = 2\%$ для $U_H \geq 220 \text{кВ}$.

Витрати, обумовлені втратами енергії:

$$B_{\text{втр}} = \beta \cdot \Delta W_{\text{втр}} \quad (1.24)$$

де β – вартість 1 кВт·год втраченої енергії, приймаємо β на 2019 рік.

$$\beta = 0.759 \left(\frac{\text{грн.}}{\text{кВт} \cdot \text{год}} \right).$$

Складаємо порівняльну таблицю вартості варіантів.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		24

Таблиця 1.8. Порівняльна таблиця вартості варіантів

№ п/п	Назва і тип обладнання	Ціна, тис. грн.	1-ий варіант		2-ий варіант	
			п	Вартість, т ис.грн.	п	Вартість, тис.грн.
1	Трансформатор зв'язку ТД-32000/110	900	2	1800	2	1800
2	Блочний трансформатор ТДЦ-125000/110	2800	2	5600	1	2800
3	Блочний трансформатор ТДЦ-125000/330	3400	-	-	1	3400
4	Автотрансформатор АДЦТН- 125000/330/110	4770	-	-	1	4770
5	Автотрансформатор АДЦТН- 200000/330/110	5820	1	5820	-	-
6	Комірка РУ 110 кВ	115	7	805	6	690
7	Комірка РУ 330 кВ	465	4	1860	5	2325
8	ВЛ-110кВ, одноланцюгова	930	2	1860	2	1860
9	ВЛ-330кВ, одноланцюгова	8370	2	16740	2	16740
	Всього капіталовкладень - К			34485		34385

Розрахунок щорічних витрат (тис. грн) показаний в табл.1.9

Таблиця 1.9. Розрахунок щорічних витрат

Найменування	Варіанти	
	1	2
Щорічні витрати на технічне обслуговування і ремонт, B_{et} - всього	293,16	295,56
в т.ч.		
ВЛ 110-330 кВ, 1,2% від К, тис. грн	223,2	223,2
РУ 110-330 кВ, 2,4% від К, тис. грн	69,96	72,36
Амортизаційні відрахування, A_{pt} - всього	467,84	1785,55
в т.ч.		
ВЛ 35-750 кВ, 2% від К, тис. грн	372	372
РУ 10-750 кВ, 3,6% від К, тис. грн	95,94	108,54
Вартість втрат, $B_{втрат}$ (43,61 коп/кВт.год) , тис. грн	5513,18	5097,14
Разом щорічні витрати, тис. грн	6274,18	7178,25

Розрахунок для 1 варіанту:

1) Прибуток

$$D_t = P_{max} \cdot T_{max} \cdot C_{вих} = 620000 \cdot 3500 \cdot 0,4361 = 946,337 \text{ млн. грн} \quad (1.25)$$

						ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			25

5) Інтегральний ефект

$$\Pi_{дс} = \frac{\Pi_{pt} + A_{pt}}{E} - K = \frac{741,935 + 1,786}{0,1} - 34,385 = 7402,825 \text{ млн. грн} \quad (1.36)$$

6) Рентабельність інвестицій

$$R_t = \frac{\Pi_{pt} + A_{pt}}{K} = \frac{741,935 + 1,786}{34,385} = 21,6292 \quad (1.37)$$

7) Строк окупності

$$T_{ок} = \frac{1}{R_t} = \frac{1}{21,6292} = 0,04623 \quad (1.38)$$

Результати розрахунку показників ефективності показані в табл.1.10

Таблиця 1.10. Результати розрахунку показників ефективності, млн. грн

	Варіанти	
	1	2
Прибуток, млн. грн	946,337	946,337
Балансовий прибуток, млн. грн	940,061	939,158
Податок на прибуток, млн. грн	197,413	197,223
Поточний річний чистий прибуток, млн. грн	742,648	741,935
Інтегральний ефект, млн. грн	7396,665	7402,825
Рентабельність інвестицій, млн. грн	21,5489	21,6292
Строк окупності, млн. грн	0,0464	0,04623

Отже, за рахунок більшого значення інтегрального ефекту, менших затрат на виробництво електроенергії та будівництво станції вибираємо 2-й варіант схеми.

1.4. Вибір схем електричних з'єднань розподільчих пристроїв

1.4.1. Вибір електричної схеми ВРП 330 кВ

На ВРП 330 кВ використовуємо схему з трьома вимикачами на два приєднання. Схема з трьома вимикачами на два приєднання має такі переваги:

- 1) Ремонт та обслуговування будь-якого вимикача проводиться без перерви живлення та з мінімальною кількістю комутаційних операцій при виведенні в ремонт елементів схеми.
- 2) Роз'єднувачі використовується лише при ремонті та обслуговуванні елементів схеми (для створення видимого розриву).
- 3) При виникненні аварії відключення обох систем шин не призведе до порушення електропостачання споживача.
- 4) В схемі 3/2 поєднується переваги схеми зі збірними шинами та схеми багатокутника. Комутацій операції при відключенні к.з. виконується двома вимикачами.

До недоліків схеми 3/2 можна віднести:

- 1) Складність кол релейного захисту та автоматики.
- 2) Велика кількість вимикачів.
- 3) Кількість вимикачів не дорівнює кількості приєднань.

1.4.2. Вибір електричної схеми ВРП 110 кВ

На ВРП 110 кВ застосовуємо схему з двома системами збірних шин і обхідною системою шин при одному вимикачі на приєднання. Схема з двома системами збірних шин і обхідною системою шин має такі переваги:

- 1) В даній схемі на одне приєднання застосовується один вимикач.
- 2) Можливість почергового ремонту обладнання без перерви живлення.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		28

- 3) Поділ системи на дві частини для підвищення надійності електропостачання споживачів або для обмеження струмів к.з.
- 4) Можливість оперативних переключень в залежності від режиму установки.

До недоліків схеми двома системами збірних шин і обхідною системою шин можна віднести:

- 1) 2 вимикача не відносяться до приєднань (ЩЗВ та ОВ).
- 2) Роз'єднувач використовується для оперативних перемикачів.
- 3) Схема дуже складна при великій кількості приєднань.
- 4) При використанні ШЗВ обидві системи шин виходять з роботи.

1.4.3. Вибір електричної схеми ГРП 10.5 кВ

На ГРП 10.5 кВ застосовуємо схему подвійну секціоновану систему збірних шин. Дана схема дозволяє при відключенні однієї з секцій збірних шин не приводити до відключення найважливіших споживачів. При збільшенні кількості споживачів не виконуються значні зміни в схемі та монтажні або будівельні роботи. До переваг можна віднести:

- 1) Ремонт будь-якої системи шин не призводить до відключення споживачів від живлення.
- 2) Завдяки наявності в схемі ШЗВ оперативні перемикачів в схемі не призводять до відключення від живлення відповідальних споживачів (споживачі 1 групи згідно ПУЕ).
- 3) Споживачі втрачають живлення лише на час оперативних переключень на резервну систему шин персоналом.

До недоліків можна віднести:

- 1) Велика кількість устаткування таких як: роз'єднувачі, ізолятори, струмоведучі частин та вимикачів.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		29

- 2) Складна конструкція РП порівняно з одинарною секціонованою системою шин.
- 3) Оперативні перемикання робляться з допомогою роз'єднувачів.

1.4.4. Вибір електричної схеми електропостачання ВП

Систему власних потреб (ВП) електричної станції складають – робочі машини з приводними електродвигунами, допоміжне обладнання, відповідальна система управління, незалежні джерела енергії, приймачі електроенергії, розподільчі пристрої. Все це обладнання створює умови для економічного та надійного функціонування електричної станції.

Для живлення приймачів ВП приймаємо два рівня напруги:

$U_1 = 6 \text{ кВ}$ – для живлення двигунів потужність $P \geq 200 \text{ кВт}$

$U_2 = 0.4 \text{ кВ}$ – для живлення інших двигунів, освітлення і інших приймачів ВП

Розподільчі пристрої ВП виконуємо однією секціонованою системою шин з одним вимикачем на приєднання.

На ГРП 10.5 кВ електроприймачі ВП одержують живлення безпосередньо від шин ГРП через трансформатор, що понижує напругу. На РП 110 кВ та 330 кВ живлення електроприймачі ВП здійснюється відпайкою від блоку.

Резервне живлення електроприймачів ВП 1 категорії та 2 категорії (згідно ПУЕ) забезпечуємо шляхов встановлення резервних ТВП до шин 110 кВ та через резервний АТ до шин 330 кВ.

Електроприймачі ВП 0.4 кВ приєднуються до секції 0.4 кВ, яка отримує живлення від трансформаторів, що понижують другого ступеня. Трансформатори другого ступеня встановлюються поблизу розміщення груп електроприймачів.

Збірні шини 0.4 кВ секціонуються для підвищення надійності живлення електроприймачів ВП. Тому найбільш відповідальні споживачі отримують живлення не тільки від РТВП, але і від дизель-генератора.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		30

Схема ВП проектованої ТЕЦ приведена нижче на Рис.1.3.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		31

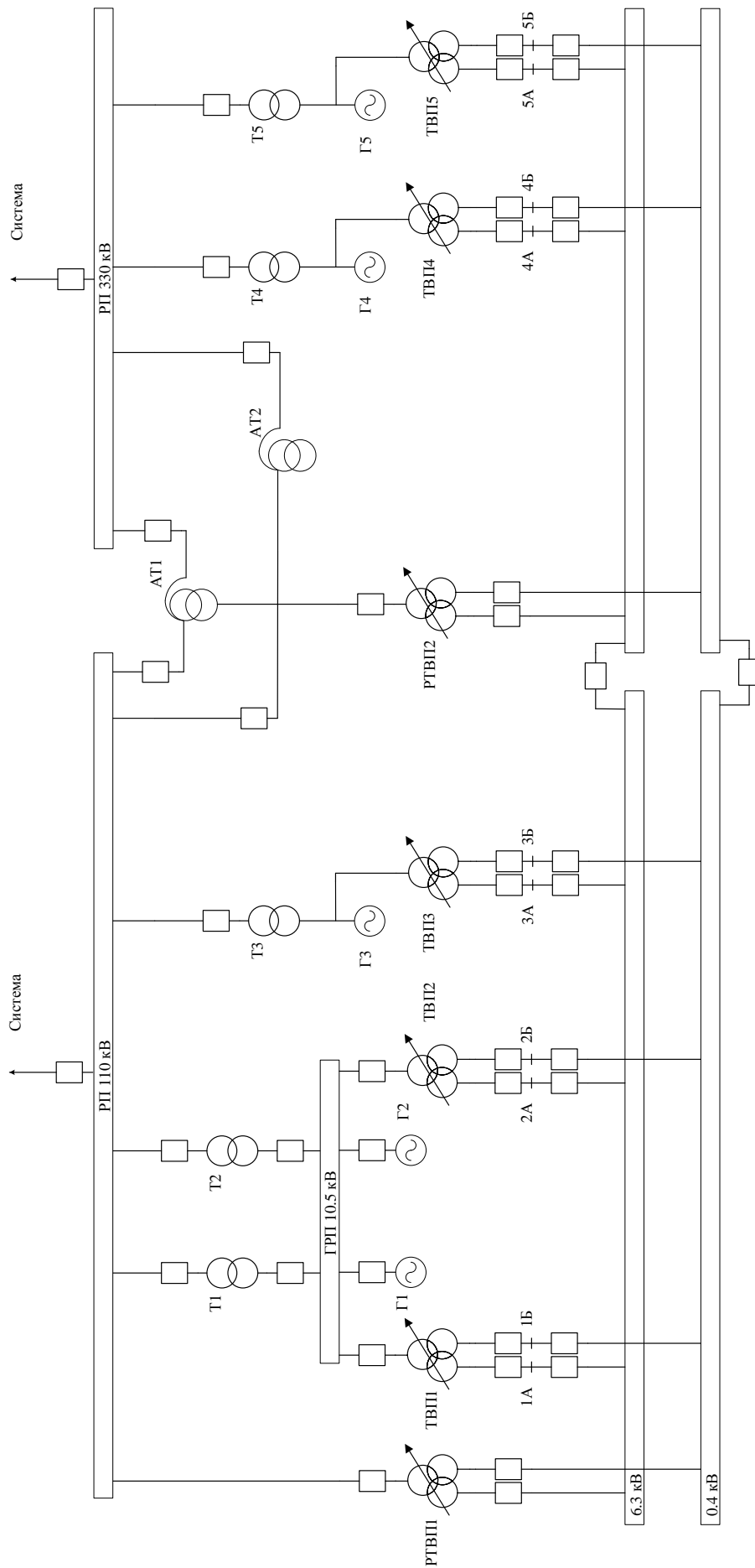


Рис. 1.3. Електрична схема власних потреб ТЕЦ 620 МВт

Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата

ДП 5114.6.050701.011 ПЗ

Арк.

32

Висновки:

В даному розділі бакалаврської роботи було проведено техніко-економічне порівняння варіантів головної схеми електричних з'єднань електричної станції.

Для кожного з варіантів було здійснено вибір турбогенераторів, вибір трансформаторів зв'язку, вибір блочних трансформаторів, вибір автотрансформаторів зв'язку, вибір секційного реактору та лінійного реактору.

Серед варіантів, що розглядалися, шляхом співставлення розмірів розрахункових затрат було обрано найбільш рентабельний варіант, тобто другий.

Проведено вибір електричної схеми розподільчих пристроїв РП-110, РП-330 та ГРП. Прийнято подвійну систему шин з обхідною для ВРП-110, для ВРП-330 обрано схему "3/2" і подвійну секціоновану систему шин для ГРП.

Вибрані трансформатори В.П., в.т.ч. резервні, що можуть забезпечити живлення В.П. із системи.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		33

Розділ 2. Розрахунок струмів короткого замикання та вибір комутаційних апаратів

Змн.	Лист	№докум.	Підпис	Дата	ДП 5114.6.050701.011 ПЗ			
Розробник	Кунцевич Н.В.				Аналіз впливу якості електроенергії на обладнання теплоелектроцентралі потужністю 620 МВт	Літ.	Арк.	Аркушів
Керівник	Гаєвська Г.М.						34	132
Н. контр.	Матєєнко Ю.П.					НТУУ «КП» кафедра Відновлюваних джерел енергії гр. ЕТ - с51		
Зав. Каф.	Кудря С.О.							

2.1. Розрахунок струмів КЗ методом розрахункових кривих

2.1.1. Визначення опору системи

За розрахунковою схемою (рис.2.1) складаємо заступну схему (рис. 2.2), замінюючи електромагнітні зв'язки електричними. Генератори вводимо в схему заміщення як ЕРС з опором, інші елементи як опори. Розрахунок струмів КЗ будемо вести у відносних одиницях.

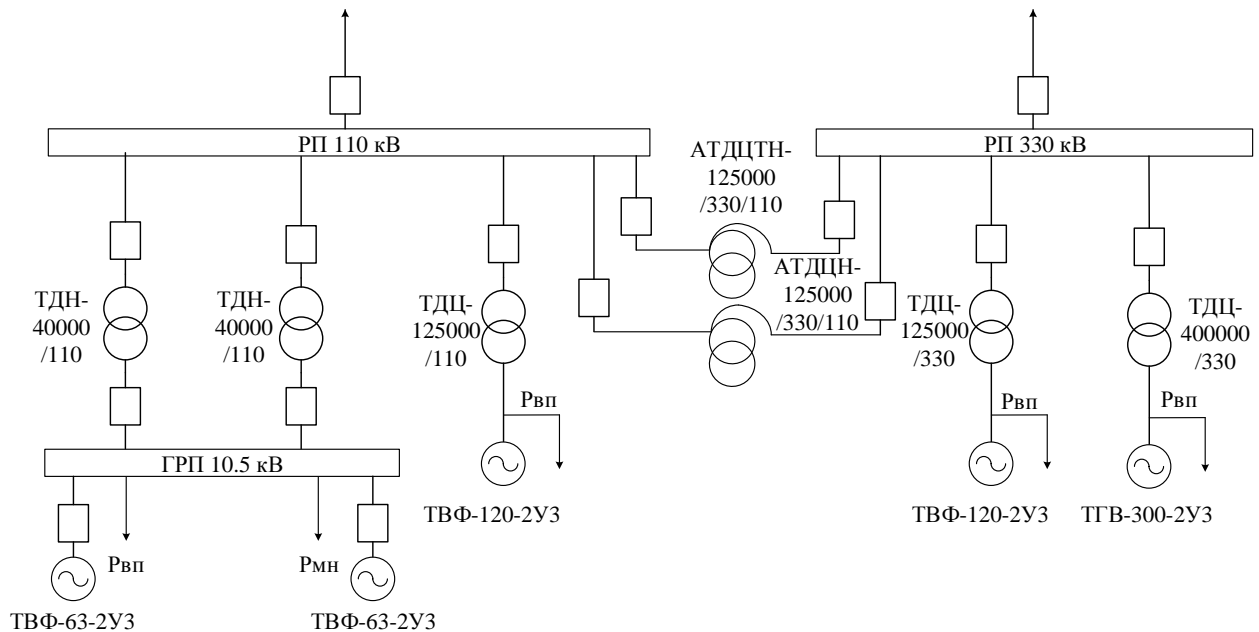


Рис.2.1. Розрахункова схема ТЕЦ

За базисну потужність приймемо $S_{\sigma} = 78.75 \text{ МВА}$. За базисну напругу візьмемо $U_{\sigma} = 10.5 \text{ кВ}$.

Опори генераторів:

$$\bar{X}_{Г1*} = \bar{X}_{Г2*} = \frac{X_{d\%}''}{100} \frac{S_{\sigma}}{S_{H.G.}} = \frac{15.3}{100} \cdot \frac{78.75}{78.75} = 0.153 (в.о) \quad (2.1)$$

$$\bar{X}_{Г3*} = \bar{X}_{Г4*} = \frac{X_{d\%}''}{100} \frac{S_{\sigma}}{S_{H.G.}} = \frac{19.2}{100} \cdot \frac{78.75}{125} = 0.121 (в.о) \quad (2.2)$$

$$\bar{X}_{Г5*} = \frac{X_{d\%}''}{100} \frac{S_{\sigma}}{S_{H.G.}} = \frac{19.5}{100} \cdot \frac{78.75}{353} = 0.044 (в.о) \quad (2.3)$$

										ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата							35

$$X_1 = \frac{X_{r1} \cdot X_{r2}}{X_{r1} + X_{r1} + X_{p1}} = \frac{0.153 \cdot 0.153}{0.153 + 0.153 + 0.276} = 0.04 \text{ (в. о.)} \quad (2.9)$$

$$X_2 = \frac{X_{r2} \cdot X_{p1}}{X_{r1} + X_{r1} + X_{p1}} = \frac{0.153 \cdot 0.276}{0.153 + 0.153 + 0.276} = 0.073 \text{ (в. о.)} \quad (2.10)$$

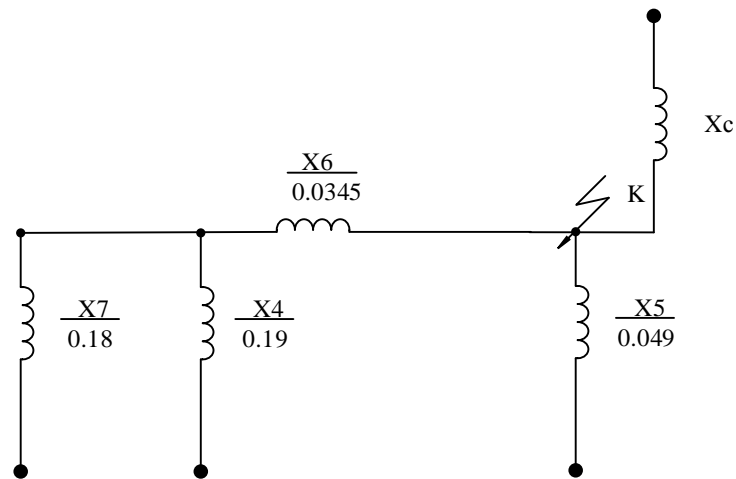
$$X_3 = \frac{X_{r1} \cdot X_{p1}}{X_{r1} + X_{r1} + X_{p1}} = \frac{0.153 \cdot 0.276}{0.153 + 0.153 + 0.276} = 0.073 \text{ (в. о.)} \quad (2.11)$$

$$X_4 = X_{r3} + X_{T3} = 0.069 + 0.121 = 0.19 \text{ (в. о.)} \quad (2.12)$$

$$X_5 = \frac{(X_{r4} + X_{T4}) \cdot (X_{r5} + X_{T5})}{X_{r4} + X_{T4} + X_{r5} + X_{T5}} = \frac{(0.069 + 0.121) \cdot (0.044 + 0.022)}{0.069 + 0.121 + 0.044 + 0.022} = 0.049 \text{ (в. о.)} \quad (2.13)$$

$$X_6 = \frac{X_{AT1}}{2} = \frac{0.069}{2} = 0.0345 \text{ (в. о.)} \quad (2.14)$$

$$X_7 = X_1 + \frac{(X_2 + X_{r2}) \cdot (X_1 + X_{T1})}{X_2 + X_{r2} + X_1 + X_{T1}} = 0.04 + \frac{(0.073 + 0.207) \cdot (0.073 + 0.207)}{0.073 + 0.207 + 0.073 + 0.207} = 0.18 \text{ (в. о.)} \quad (2.15)$$



$$X_8 = \frac{X_7 \cdot X_4}{X_7 + X_4} + X_6 = \frac{0.18 \cdot 0.19}{0.18 + 0.19} + 0.0345 = 0.127 \text{ (в. о.)} \quad (2.16)$$

$$X_{CT} = \frac{X_8 \cdot X_5}{X_8 + X_5} = \frac{0.127 \cdot 0.049}{0.127 + 0.049} = 0.035 \text{ (в. о.)} \quad (2.17)$$

Розрахунок опоры системы:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{78.75 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 10^3} = 4.33 \text{ (кА)} \quad (2.18)$$

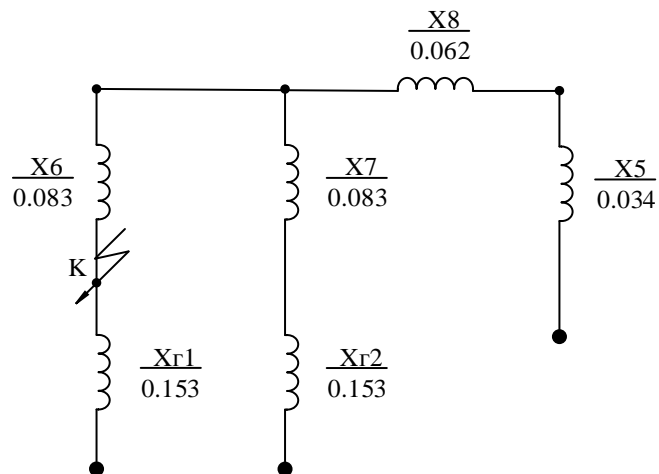
$$I_{к.з.(\text{сист})} = \frac{U_{330}}{U_6} \cdot I_{к.з.(\text{сист})} = \frac{330}{10.5} \cdot 30.8 = 968 \text{ кА} \quad (2.19)$$

$$X_E = \frac{I_6}{I_{к.з.(\text{сист})}} = \frac{4.33}{968} = 0.00447 \text{ в. о.} \quad (2.20)$$

$$X_{СИСТ} = \frac{X_E \cdot X_{CT}}{X_{CT} - X_E} = \frac{0.00447 \cdot 0.035}{0.035 - 0.00447} = 0.00512 \text{ в. о} \quad (2.21)$$

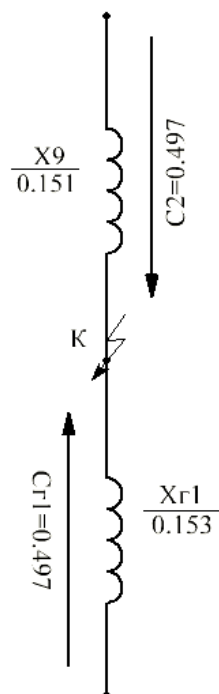
					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		37

$$X_8 = \frac{X_{r1} \cdot X_{p1}}{X_{r1} + X_{13} + X_{r2}} = \frac{0.207 \cdot 0.207}{0.207 + 0.276 + 0.207} = 0.062 \text{ (в. о.)} \quad (2.29)$$



$$X_9 = \frac{(X_8 + X_5) \cdot (X_7 + X_{r2})}{X_8 + X_5 + X_7 + X_{r2}} + X_6 = \frac{(0.062 + 0.034) \cdot (0.083 + 0.153)}{0.062 + 0.034 + 0.083 + 0.153} + 0.083 = 0.151 \text{ (в. о.)} \quad (2.30)$$

$$X_e = \frac{X_{r1} \cdot X_9}{X_{r1} + X_9} = \frac{0.153 \cdot 0.151}{0.153 + 0.151} = 0.076 \text{ (в. о.)} \quad (2.31)$$



Знайдемо коефіцієнти струморозподілу по гілкам схеми:

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		39

$$C = 1$$

$$C_1 = C \cdot \frac{X_9}{X_{r1} + X_9} = 1 \cdot \frac{0.151}{0.153 + 0.151} = 0.497 \text{ (в. о.)} \quad (2.32)$$

$$C_2 = C \cdot \frac{X_{r1}}{X_{r1} + X_9} = 1 \cdot \frac{0.153}{0.153 + 0.151} = 0.503 \text{ (в. о.)} \quad (2.32)$$

$$C_3 = C_2 \cdot \frac{(X_8 + X_5)}{X_8 + X_5 + X_7 + X_{r2}} = 0.503 \cdot \frac{(0.062 + 0.034)}{0.062 + 0.034 + 0.083 + 0.153} = 0.145 \text{ (в. о.)} \quad (2.33)$$

$$C_4 = C_2 \cdot \frac{(X_{18} + X_1)}{X_8 + X_5 + X_7 + X_{r2}} = 0.503 \cdot \frac{(0.083 + 0.153)}{0.062 + 0.034 + 0.083 + 0.153} = 0.358 \text{ (в. о.)} \quad (2.34)$$

$$C_5 = C_4 \cdot \frac{X_1}{X_1 + X_4} = 0.358 \cdot \frac{0.19}{0.19 + 0.041} = 0.294 \text{ (в. о.)} \quad (2.35)$$

$$C_6 = C_4 \cdot \frac{X_4}{X_1 + X_4} = 0.358 \cdot \frac{0.041}{0.19 + 0.041} = 0.064 \text{ (в. о.)} \quad (2.36)$$

$$C_7 = C_5 \cdot \frac{X_c}{X_2 + X_c} = 0.294 \cdot \frac{0.00807}{0.049 + 0.00807} = 0.041 \text{ (в. о.)} \quad (2.37)$$

$$C_8 = C_5 \cdot \frac{X_2}{X_2 + X_c} = 0.294 \cdot \frac{0.049}{0.049 + 0.00807} = 0.253 \text{ (в. о.)} \quad (2.38)$$

$$C_{r1} = C_1 = 0.497 \text{ (в. о.)} \quad (2.39)$$

$$C_{r2} = C_3 = 0.145 \text{ (в. о.)} \quad (2.40)$$

$$C_{r3} = C_6 = 0.064 \text{ (в. о.)}$$

$$C_{r4} = C_7 \cdot \frac{(X_{r5} + X_{r5})}{X_{r4} + X_{r4} + X_{r5} + X_{r5}} = 0.041 \cdot \frac{(0.044 + 0.022)}{0.069 + 0.121 + 0.044 + 0.022} = 0.011 \text{ (в. о.)} \quad (2.41)$$

$$C_{r5} = C_7 \cdot \frac{(X_{r4} + X_{r4})}{X_{r4} + X_{r4} + X_{r5} + X_{r5}} = 0.041 \cdot \frac{(0.069 + 0.121)}{0.069 + 0.121 + 0.044 + 0.022} = 0.03 \text{ (в. о.)} \quad (2.42)$$

$$C_{\text{сист.}} = C_8 = 0.253 \text{ (в. о.)} \quad (2.43)$$

Перевіряємо:

$$C_{r1} + C_{r2} + C_{r3} + C_{r4} + C_{r5} + C_{\text{сист.}} = 0.497 + 0.145 + 0.064 + 0.011 + 0.03 + 0.253 = 1 \quad (2.44)$$

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		40

$$I_{Л23_0.0} = I'_{0.0Л23} \cdot m \cdot I_{нл2} = 3.333 \cdot 1 \cdot 4.33 = 14.432(\kappa A)$$

$$I_{Л23_0.1} = I'_{0.1Л23} \cdot m \cdot I_{нл2} = 3.333 \cdot 4.33 = 14.432(\kappa A)$$

(2.61-63)

$$I_{Л23_∞} = I'_{∞Л23} \cdot m \cdot I_{нл2} = 3.333 \cdot 1 \cdot 4.33 = 14.432(\kappa A)$$

3) Трифазне КЗ, промінь 3

$$I'_{0.0Л33} = 0.44$$

$$I'_{0.1Л33} = 0.39$$

(2.64-2.66)

$$I'_{∞Л33} = 0.46$$

Струми в кА:

$$I_{Л33_0.0} = I'_{0.0Л33} \cdot m \cdot I_{нл3} = 0.44 \cdot 1 \cdot 37.487 = 16.494(\kappa A);$$

$$I_{Л33_0,1} = I'_{0.1Л33} \cdot m \cdot I_{нл3} = 0.39 \cdot 1 \cdot 37.487 = 14.62(\kappa A);$$

(2.67-2.69)

$$I_{Л33_∞} = I'_{∞Л33} \cdot m \cdot I_{нл3} = 0.46 \cdot 1 \cdot 37.487 = 17.244(\kappa A);$$

$$\text{Ударний струм: } i_{уд-3} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\Sigma 3} \cdot 0.0 = \sqrt{2} \cdot 1.95 \cdot 59.072 = 162.418(\kappa A)$$

(2.70)

4) Двофазне КЗ, промінь 1 ($m_2 = \sqrt{3}$):

(2.71)

$$I'_{0.0Л12} = 3.3$$

$$I'_{0.1Л12} = 2.8$$

(2.72-2.74)

$$I'_{∞Л12} = 2.4$$

Струми в кА:

$$I_{Л12_0.0} = I'_{0.0Л12} \cdot m_2 \cdot I_{нл1} = 3.4 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 24.75(\kappa A)$$

$$I_{Л12_0.1} = I'_{0.1Л12} \cdot m_2 \cdot I_{нл1} = 2.8 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 20.999(\kappa A)$$

(2.75-2.77)

$$I_{Л12_∞} = I'_{∞Л12} \cdot m_2 \cdot I_{нл1} = 2.4 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 17.999(\kappa A)$$

Двофазне КЗ, промінь 2

$$I'_{0.0Л22} = I'_{0.1Л22} = I'_{∞Л22} = \frac{1}{X_{розр}} = \frac{1}{0.6} = 1.667$$

(2.78)

Струми в кА:

$$I_{Л22_0.0} = I'_{0.0Л22} \cdot m \cdot I_{нл2} = 1.667 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 12.502(\kappa A)$$

$$I_{Л22_0.1} = I'_{0.1Л22} \cdot m \cdot I_{нл2} = 1.667 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 12.502(\kappa A)$$

(2.79-2.81)

$$I_{Л22_∞} = I'_{∞Л22} \cdot m \cdot I_{нл2} = 1.667 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 12.502(\kappa A)$$

Двофазне КЗ, промінь 3

$$I'_{0.0Л32} = I'_{0.1Л32} = I'_{∞Л32} = \frac{1}{X_{розр}} = \frac{1}{5.264} = 0.19$$

(2.82)

Струми в кА:

$$I_{Л32_0.0} = I'_{0.0Л32} \cdot m_2 \cdot I_{нл3} = 0.19 \cdot \sqrt{3} \cdot 37.487 = 12.337(\kappa A)$$

$$I_{Л32_0.1} = I'_{0.1Л32} \cdot m_2 \cdot I_{нл3} = 0.19 \cdot \sqrt{3} \cdot 37.487 = 12.337(\kappa A)$$

(2.83-2.85)

$$I_{Л32_∞} = I'_{∞Л32} \cdot m_2 \cdot I_{нл3} = 0.19 \cdot \sqrt{3} \cdot 37.487 = 12.337(\kappa A)$$

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		43

Результати розрахунків занесемо в таблицю 2.2:

Таблиця 2.2. Результати розрахунку струму КЗ на ГРП 10.5 кВ

№ п/п	Місце к.з.	Вид к.з.	U _б	X _{e1}	X _{e2}	X _{e0}	X _e	Параметри променів				
								№	S _П	C _П	I _{НП}	X _{РОЗР}
1	К ₁	(3)	10.5	0.076	-	-	0.076	1	78.75	0.497	4,33	0.153
								2	78.75	0.253	4,33	0.3
								3	681.75	0.25	37.487	2.632
2	К ₁	(2)	10.5	0.076	0.076	-	0.152	1	78.75	0.497	4,33	0.306
								2	78.75	0.253	4,33	0.6
								3	681.75	0.25	37.487	5.264

Продовження таблиці 2.2

№	m ⁰	I* _{0.0}	I* _{0.1}	I* _∞	I _{0.0} , кА	I _{0.1} , кА	I _∞ , кА	i _{уд} , кА
1	1	6,5	4,9	2,7	28,146	21,218	11,691	
2		3.333	3.333	3.333	14.432	14.432	14.432	
3		0.44	0.39	0.46	16.494	14.62	17.244	
-		Сума			59.072	50.27	43.367	
1	√3	3,3	2,8	2,4	24,75	20,999	17,999	
2		1.667	1.667	1.667	12.502	12.502	12.502	
3		0.19	0.19	0.19	12.337	12.337	12.337	
					167.733	146.378	130.572	

2.1.3. Розрахунок струму короткого замикання на РП 110кВ

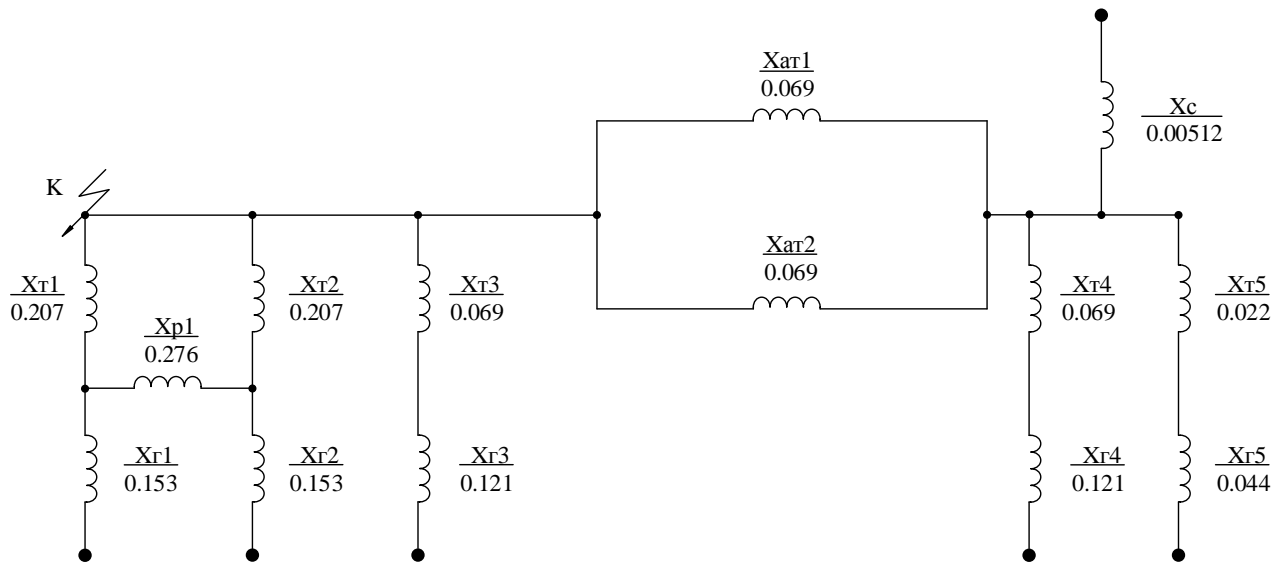
Визначимо опір системи з урахуванням того, що U_{б110} = 110 кВ. Відносний опір системи, наведений до базисної напруги 110 кВ:

$$I_{к.з.(сист)} = \frac{U_{330}}{U_b} \cdot I_{к.з.(сист)} = \frac{330}{10,5} \cdot 30,8 = 968 \text{ кА} \quad (2.86)$$

$$X_E = \frac{I_b}{I_{к.з.(сист)}} = \frac{4,33}{968} = 0,00447 \text{ в. о.} \quad (2.87)$$

$$X_{СИСТ} = \frac{X_E \cdot X_{СТ}}{X_{СТ} - X_E} = \frac{0,00447 \cdot 0,035}{0,035 - 0,00447} = 0,00512 \text{ в. о} \quad (2.88)$$

									Арк.
									44
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 5114.6.050701.011 ПЗ				



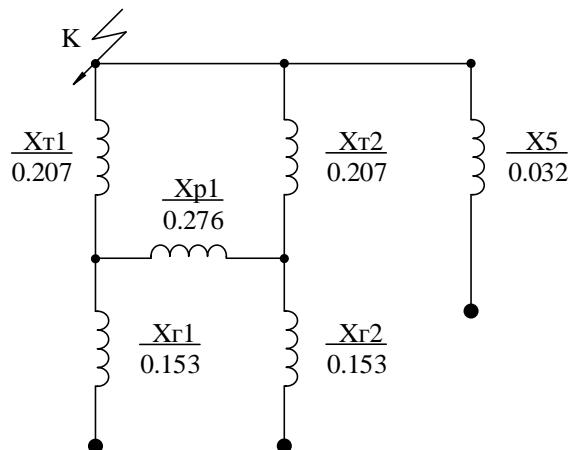
$$X_1 = X_{r3} + X_{T3} = 0.069 + 0.121 = 0.19 \text{ (в. о.)} \quad (2.89)$$

$$X_2 = \frac{(X_{r4} + X_{T4}) \cdot (X_{r5} + X_{T5})}{X_{r4} + X_{T4} + X_{r5} + X_{T5}} = \frac{(0.069 + 0.121) \cdot (0.044 + 0.022)}{0.069 + 0.121 + 0.044 + 0.022} = 0.049 \text{ (в. о.)} \quad (2.90)$$

$$X_3 = \frac{X_{AT1}}{2} = \frac{0.069}{2} = 0.0345 \text{ (в. о.)} \quad (2.91)$$

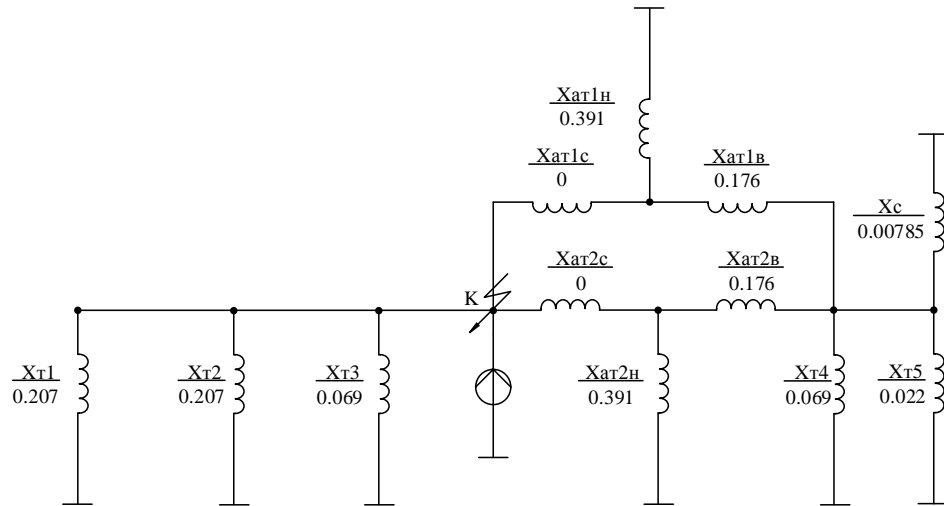
$$X_4 = \frac{X_2 \cdot X_c}{X_2 + X_c} + X_3 = \frac{0.049 \cdot 0.00512}{0.049 + 0.00512} + 0.0345 = 0.038 \text{ (в. о.)} \quad (2.92)$$

$$X_5 = \frac{X_1 \cdot X_4}{X_1 + X_4} = \frac{0.19 \cdot 0.038}{0.19 + 0.038} = 0.032 \text{ (в. о.)} \quad (2.93)$$



$$X_6 = \frac{X_{r1} \cdot X_{r2}}{X_{r1} + X_{r2} + X_{p1}} = \frac{0.153 \cdot 0.153}{0.153 + 0.153 + 0.276} = 0.04 \text{ (в. о.)} \quad (2.94)$$

$$X_7 = \frac{X_{r1} \cdot X_{p1}}{X_{r1} + X_{r2} + X_{p1}} = \frac{0.153 \cdot 0.276}{0.153 + 0.153 + 0.276} = 0.073 \text{ (в. о.)} \quad (2.95)$$



$$X_1 = \frac{X_C \cdot X_{T5}}{X_C + X_{T5}} = \frac{0.00512 \cdot 0.022}{0.00512 + 0.022} = 0.0058 \text{ (в. о.)} \quad (2.119)$$

$$X_2 = \frac{X_1 \cdot X_{T4}}{X_1 + X_{T4}} = \frac{0.0058 \cdot 0.069}{0.0058 + 0.069} = 0.0053 \text{ (в. о.)} \quad (2.120)$$

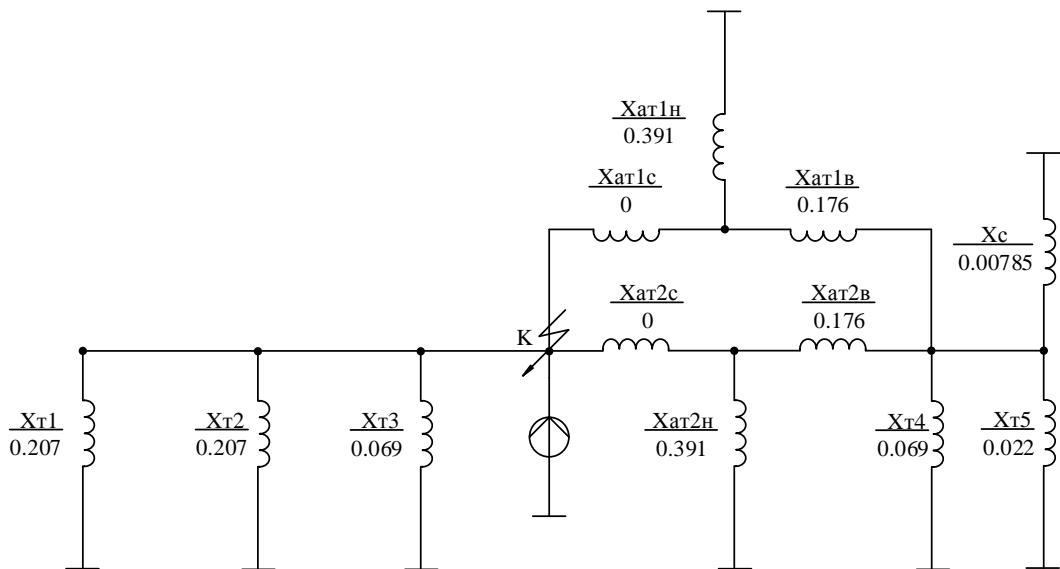
$$X_2 = \frac{X_{AT2H} \cdot X_1}{X_{AT2H} + X_1 + X_{AT2B}} = \frac{0.391 \cdot 0.0053}{0.391 + 0.0053 + 0.176} = 0.0036 \text{ (в. о.)} \quad (2.121)$$

$$X_3 = \frac{X_{AT2H} \cdot X_{AT2B}}{X_{AT2H} + X_1 + X_{AT2B}} = \frac{0.391 \cdot 0.176}{0.391 + 0.0053 + 0.176} = 0.12 \text{ (в. о.)} \quad (2.122)$$

$$X_4 = \frac{X_{AT2B} \cdot X_1}{X_{AT2H} + X_1 + X_{AT2B}} = \frac{0.176 \cdot 0.0053}{0.391 + 0.0053 + 0.176} = 0.0016 \text{ (в. о.)} \quad (2.123)$$

$$X_5 = X_{AT2C} + X_3 = 0 + 0.12 = 0.12 \text{ (в. о.)} \quad (2.124)$$

$$X_6 = X_{AT1B} + X_4 = 0.176 + 0.0016 = 0.178 \text{ (в. о.)} \quad (2.125)$$



$$X_7 = \frac{X_{AT1H} \cdot X_2}{X_{AT1H} + X_2 + X_6} = \frac{0.391 \cdot 0.0036}{0.391 + 0.0036 + 0.178} = 0.0024 \text{ (в. о.)} \quad (2.126)$$

Таблиця 2.4. Результати розрахунку однофазного КЗ на РП 110 кВ

Місце к.з.	Вид к.з.	U _б	X _{E1}	X _{E2}	X _{E0}	X _E	Параметри променів			
							S _п	C _п	I _{нп}	X _{розр}
К ₄	(1)	110	0.029	0.029	0.025	0.083	839.25	1	4.405	0.885

2.2. Вибір і перевірка обладнання розрахункового відгалуження

2.2.1. Вибір лінійного реактора на розрахункованому відгалуженні

За рахунок економічного фактору вартості електрообладнання та необхідності забезпечення якості електроенергії на розрахункованому відгалуженні необхідно встановити лінійний реактор.

Визначемо кількість приєднань до одної секції на ГРП 10.5 кВ:

$$n_{\text{пр}} = \frac{n_{\text{відг}}}{n_c} = \frac{30}{2} = 15 (\text{шт.}) \quad (2.141)$$

Приймемо, що від лінійного реактора відходить 4 відгалуження.

Визначаємо необхідну кількість лінійних реакторів:

$$n_p = \frac{n_{\text{пр}}}{4} = \frac{15}{4} \approx 4 (\text{шт.}) \quad (2.142)$$

Для вибору необхідного реактору задаємося струмом вимикання за реактором елегазового вимикача серії VF. Номінальний струм відключення якого складає 31.2 (кА).

Визначаємо бажений опір лінійного реактора:

$$X_{E1*} = \frac{I_b}{I_{\text{відкл}}} = \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_b} \cdot \frac{1}{I_{\text{відкл}}} = \frac{78.75}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot \frac{1}{31.2} = 0.144 (\text{в. о.}) \quad (2.143)$$

$$X_{\text{баж*}} = X_{E1} - X_{E1} = 0.144 - 0.076 = 0.068 (\text{в. о.}) \quad (2.144)$$

Знайдемо бажений опір реактора в іменованих одиницях:

$$X_{\text{баж}} = X_{\text{баж*}} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_b} = 0.068 \cdot \frac{10^2}{78.75} = 0.086 (\text{Ом}) \quad (2.145)$$

										Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 5114.6.050701.011 ПЗ					50

Розрахунковий струм тривалого режиму:

$$I_{\text{норм}} = \frac{4 \cdot P_{\text{від}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{уст}} \cdot \cos(\varphi)} = \frac{4 \cdot 6,22}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,85} = 1433,3(\text{A}) \quad (2.146)$$

Розрахунковий струм режиму, що обтяжує:

$$I_{\text{утяж}} = 1,05 \cdot \frac{4 \cdot P_{\text{від}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{уст}} \cdot \cos(\varphi)} = 1,05 \cdot \frac{4 \cdot 6,22}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,85} = 1590(\text{A}) \quad (2.147)$$

Для заданих значень опору, струму та напругу заделегідь вибираємо:

Реактор одинарний для внутрішньої установки РБГ 10 – 1600 – 0.25У3

Таблиця 2.5.

№	Параметр	Одиниці виміру	Розраховані параметри	Номінальні параметри
1	Номінальна напруга	кВ	10	10
2	Довгостоково допустимий струм	А	1590	1600
3	Струм електродинамічної стійкості	кА	43,14	49
4	Термічна стійкість	кА ² •с	1275	2980
5	Залишкова напруга	%	67.075	≤65-75
6	Втрати напруги	%	3.44	≤5...6

Перевірку вибраного реактора робимо в табличній формі (табл. 2.6), для $\tau = t_{\text{с.в}} + t_{\text{зmin}} = 0.08 + 5 = 5.08$ с.

Розрахуємо струм к.з. за лінійним реатором:

Потужність променя : $S_n = 839.25$ (МВА)

$$\text{Номінальний струм променя: } I_{\text{н.н.}} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = \frac{839.25}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 46.147 (\text{кА}) \quad (2.148)$$

$$\bar{X}_{\text{лр}^*} = X_{\text{ном.р}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\text{ном.р}}^2} = 0.25 \cdot \frac{78.75}{10^2} = 0.197 (\text{в.о.}) \quad (2.149)$$

$$X_{E1} = \bar{X}_{\text{лр}^*} + X_E = 0.197 + 0.076 = 0.273 (\text{в.о.}) \quad (2.150)$$

										ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата							51

$$X_{\text{розрах.}} = X_{E1} \cdot \frac{S_{Л}}{S_{\delta}} = 0.273 \cdot \frac{839.25}{78.75} = 2.909 \text{ (в.о)} \quad (2.151)$$

Виконуємо розрахунок струмів трифазного і двофазного КЗ за лінійним реактором.

1) Для трифазного КЗ по розрахунковим кривим знаходимо:

$$I'_{0.0Л} = 0.34$$

$$I'_{0.1Л} = 0.33 \quad (2.152-2.154)$$

$$I'_{\inftyЛ} = 0.35$$

Струми в кА:

$$I_{рт0.0} = I'_{рт0.0} \cdot I_{нл} = 0.34 \cdot 1 \cdot 46.147 = 15.69 \text{ (кА)}$$

$$I_{рт0.1} = I'_{рт0.1} \cdot I_{нл} = 0.33 \cdot 1 \cdot 46.147 = 15.229 \text{ (кА)} \quad (2.155-2.157)$$

$$I_{рт\infty} = I'_{рт\infty} \cdot I_{нл} = 0.45 \cdot 1 \cdot 46.147 = 20.766 \text{ (кА)}$$

$$\text{Ударний струм: } i_{рТУД} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{рт0.0} = \sqrt{2} \cdot 1.95 \cdot 15.69 = 43.14 \text{ (кА)}$$

2) Для двофазного КЗ по розрахунковим кривим знаходимо:

$$I'_{рд0.0} = I'_{рд0.1} = I'_{рд\infty} = \frac{1}{x_{розр2}} = \frac{1}{5.818} = 0.172$$

Струми в кА:

$$I_{рт0.0} = I'_{рт0.0} \cdot I_{нл} = 0.172 \cdot \sqrt{3} \cdot 46.147 = 13.748 \text{ (кА)}$$

$$I_{рт0.1} = I'_{рт0.1} \cdot I_{нл} = 0.172 \cdot \sqrt{3} \cdot 46.147 = 13.748 \text{ (кА)} \quad (2.158-2.160)$$

$$I_{рт\infty} = I'_{рт\infty} \cdot I_{нл} = 0.172 \cdot \sqrt{3} \cdot 46.147 = 13.748 \text{ (кА)}$$

Результати занесемо до табл. 2.6.

Таблиця 2.6. Результати розрахунку струму КЗ за лінійним реактором

№ п/п	Місце к.з.	Вид к.з.	U _б	X _{e1}	X _{e2}	X _{e0}	X _e ^(°)	Параметри променів			
								S _п	C _п	I _{нп}	X _{розр.}
1	K ₂	(3)	10.5	0.273	–	–	0.273	839.25	1	46.147	2.909
2	K ₂	(2)	10.5	0.273	0.273	–	0.546	839.25	1	46.147	5.818

Продовження табл. 2.6.

№ п/п	m ⁰	I* _{0.0}	I* _{0.1}	I* _∞	I _{0.0}	I _{0.1}	I _∞	i _{уд}
1	1	0.34	0.33	0.45	15.69	15.229	20.766	43.14
2	√3	0.172	0.172	0.172	13.748	13.748	13.748	-

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ					Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата						52

З таблиці видно, що реактор РБГ 10 – 1600 – 0.25У3 проходить по всім умовам.

2.2.2. Вибір вимикача та роз'єднувача на лінії місцевого навантаження

Розрахунковий струм тривалого режиму:

$$I_{\text{норм}} = \frac{P_{\text{від}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{уст}} \cdot \cos(\varphi)} = \frac{6,22}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,85} = 422,5(\text{А}) \quad (2.168)$$

Розрахунковий струм режиму, щообтяжує:

$$I_{\text{утяж}} = 1,05 \cdot \frac{P_{\text{від}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{уст}} \cdot \cos(\varphi)} = 1,05 \cdot \frac{6,22}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,85} = 443,6(\text{А}) \quad (2.169)$$

Для заданих значень струму та напруги заделегідь вибираємо:

Елегазовий вимикач VF12.08.31

Таблиця 2.7.

Параметр	Одиниці виміру	Розрахунки	Значення
Номінальна напруга	кВ	10	10
Номінальний струм	А	443,6	630
Номінальний струм відключення	кА	15,69	31,5
Нормована наявність аперіодичної скл.	%	10	40
Струм електродинамічної стійкості	кА	43,14	80
Струм термічної стійкості	кА	24,8	31,5
Допустимий час дії струму термічної стійкості	с	-	3
Власний час відключення	с	-	0.06
Повний час відключення	с	-	0.08

Параметр	Одиниці виміру	Розрахунки	Значення
Номінальна напруга	кВ	10	10
Номінальний струм	А	335	630
Граничний наскрізний струм (гол. ножі)	кА	15,69	52

Продовження таблиці 2.8.

Струм термічної стійкості (гол. ножі)	кА	-	71
Допустимий час дії струму термічної стійкості (гол.ножі)	с	-	4

Перевірку вибраного вимикача та роз'єднувача робимо в табличній формі, для $\tau = t_{c.v} + t_{zmin} = 0.08 + 5 = 5.08$ с.

Перевіряємо вибране обладнання:

Вимикач:

- за тривалим робочим струмом максимального режиму:

$$I_{утяж} = 443,6(A) \leq I_{ном} = 630 (A) \quad (2.170)$$

- за напругою установки:

$$U_{вст} = 10 (кВ) = U_{ном} = 10 (кВ) \quad (2.171)$$

- за мінімальним струмом вимкнення

$$I_{пт} = 15.69 (кА) \leq I_{ном.вимк.} = 31.2 (кА) \quad (2.172)$$

Перевіремо вимикач на динамічну стійкість струму к.з.:

$$I_{п0} = 15.69 (кА) \leq I_{пр.скв}^{по} = 31.2 (кА) \quad (2.173)$$

$$i_{ат} = 2.715 (кА) \leq I_{а ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{ном.вимк.} = \sqrt{2} \cdot 0.4 \cdot 40 = 17.819 (кА) \quad (2.174)$$

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		55

Перевіряємо по повному струму к.з.:

$$i_{\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 15.69 + 2.715 = 24.838 \text{ (кА)} \quad (2.175)$$

$$i_{НОМ} = \sqrt{2} \cdot I_{НОМ.ВИМК.} \cdot t_{\tau} = \sqrt{2} \cdot 30.5 \cdot (1 + 0.4) = 62.367 \text{ (кА)} \quad (2.176)$$

$i_{\tau} \leq i_{НОМ}$ – умова виконується

$$i_y = 43.14 \text{ (кА)} \leq I_{пр.скв} = 80 \text{ (кА)} \quad (2.177)$$

Перевіряємо на вміст аперіодичної складової струму к.з.:

$$\beta = \frac{i_{ат}}{i_{\tau}} \cdot 100\% = \frac{2.715}{24.838} \cdot 100\% = 10.9 \text{ (\%)} \leq \beta_{НОМ} = 40 \text{ (\%)} \quad (2.178)$$

Перевіряємо на термічну стійкість вимикач та роз'єднувач: $V_k \leq I_{\tau}^2 \cdot t_{\tau}$,

де $V_k \leq I_{по}^2 \cdot (t_{ВИМК} + T_a)$ - тепловий імпульс квадратичного початкового струму к.з.

$t_{ВИМК} = t_{р.з.} + t_{с.в.}$ – час вимкнення

Для вимикача з номінальних параметрів:

$$V_k = I_{\tau}^2 \cdot t_{\tau} = 31.2^2 \cdot 5 = 4961 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \quad (2.179)$$

Для роз'єднувача з номінальних параметрів (гол. ножі):

$$V_k = I_{\tau}^2 \cdot t_{\tau} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \quad (2.180)$$

Розрахунковий імпульс квадратичного струму:

$$V_k = 15.69^2 \cdot (5.08 + 0.1) = 1275 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \quad (2.181)$$

$V_k \leq I_{по}^2 \cdot (t_{ВИМК} + T_a)$ -умова виконується

З таблиці видно, що вимикач VF12.08.31 та роз'єднувач РВ – 10/630 УЗ проходять по всім умовам.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		56

2.3. Вибір вимикачів та роз'єднувачів на ГРП 10.5 кВ, РП 110 кВ та

РП 330 кВ

2.3.1. Вибір вимикачів та роз'єднувачів на ГРП 10.5 кВ

Розрахунковий струм тривалого режиму:

$$I_{\text{норм}} = \frac{P_{\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{уст}} \cdot \cos(\varphi)} = \frac{60}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.8} = 4330 \text{ (A)} \quad (2.182)$$

Розрахунковий струм режиму, щообтяжує:

$$I_{\text{утяж}} = 1.05 \cdot \frac{P_{\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{уст}} \cdot \cos(\varphi)} = 1.05 \cdot \frac{60}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.8} = 4547 \text{ (A)} \quad (2.183)$$

Для заданих значень струму та напругу заделегідь вибираємо:

Вакуумний вимикач ВВГ-10-5000-63 У1

Таблиця 2.9.

Параметр	Одиниці виміру	Розрахунки	Значення
Номінальна напруга	кВ	10	10
Номінальний струм	А	4547	5000
Номінальний струм відключення	кА	58,683	80
Нормована наявність аперіодичної скл.	%	43,2	50
Струм електродинамічної стійкості	кА	160,831	161
Струм термічної стійкості	кА	59,465	63
Допустимий час дії струму термічної стійкості	с	-	3
Власний час відключення	с	-	0.05
Повний час відключення	с	-	0.08

№ п/п	Параметр	Одиниці виміру	Розрахунки
1	Номінальна напруга	кВ	10
2	Номінальний струм	А	4547
3	Граничний наскрізний струм (гол. ножі)	кА	160,831
4	Струм термічної стійкості (гол. ножі)	кА	-
5	Допустимий час дії струму термічної стійкості (гол.ножі)	С	-
6	Граничний наскрізний струм (зезем. ножі)	кА	160,831
7	Струм термічної стійкості (зезем. ножі)	кА	-
8	Допустимий час дії струму термічної стійкості (зезем. ножі)	С	-

Перевірку вибраного вимикача та роз'єднувача робимо в табличній формі, для $\tau = t_{c.в} + t_{зmin} = 0.05 + 0.01 = 0.06$ с.

Умова установки:

- за напругою установки:

$$U_{вст} = 10 \text{ (кВ)} \quad (2.184)$$

-за тривалим робочим струмом максимального режиму:

$$I_{трив.макс} = 1.1 \cdot I_{роб.} = 1.1 \cdot \frac{P'_r}{\cos(\varphi) \cdot U_{уст} \cdot \sqrt{3}} = 1.1 \cdot \frac{54}{0.8 \cdot 10 \cdot \sqrt{3}} = 4287 \text{ (А)} \quad (2.185)$$

Перевіряємо вибране обладнання:

Вимикач:

-за тривалим робочим струмом максимального режиму:

$$I_{трив.макс} = 4287 \text{ (А)} \leq I_{ном} = 5000 \text{ (А)} \quad (2.186)$$

- за напругою установки:

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		58

$$U_{\text{вст}} = 10 \text{ (кВ)} = U_{\text{ном}} = 10 \text{ (кВ)} \quad (2.187)$$

- за мінімальним струмом вимкнення

$$I_{\text{пт}} = 59.072 \text{ (кА)} \leq I_{\text{ном.вимк.}} = 80 \text{ (кА)} \quad (2.188)$$

Перевіримо вимикач на динамічну стійкість струму к.з.:

$$I_{\text{по}} = 59.072 \text{ (кА)} \leq I_{\text{пр.скв}}^{\text{по}} = 80 \text{ (кА)} \quad (2.189)$$

$$i_{\text{ат}} = 59.681 \text{ (кА)} \leq I_{\text{а ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном.вимк.}} = \sqrt{2} \cdot 0.5 \cdot 80 = 56.569 \text{ (кА)} \quad (2.190)$$

Перевіряємо по повному струму к.з.:

$$i_{\text{т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 59.072 + 59.681 = 142.973 \text{ (кА)} \quad (2.191)$$

$$i_{\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.вимк.}} \cdot t_{\text{т}} = \sqrt{2} \cdot 80 \cdot (1 + 0.5) = 169.706 \text{ (кА)} \quad (2.192)$$

$i_{\text{т}} \leq i_{\text{ном}}$ – умова виконується

$$i_{\text{у}} = 162.418 \text{ (кА)} \leq I_{\text{пр.скв}} = 163 \text{ (кА)} \quad (2.193)$$

Перевіряємо на вміст аперіодичної складової стуму к.з.:

$$\beta = \frac{i_{\text{ат}}}{i_{\text{т}}} \cdot 100\% = \frac{59.681}{142.973} \cdot 100\% = 42.6 (\%) \leq \beta_{\text{ном}} = 50 (\%) \quad (2.194)$$

Перевіряємо на термічну стійкість вимикач та роз'єднувач: $V_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$,

де $V_{\text{к}} \leq I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{вимк}} + T_{\text{а}})$ - тепловий імпульс квадратичного початкового стуму к.з.

$t_{\text{вимк}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{с.в.}}$ - час вимкнення

Для вимикача з номінальних параметрів:

$$V_{\text{к}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 63^2 \cdot 3 = 11910 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \quad (2.195)$$

Для роз'єднувача з номінальних параметрів (гол. ножі):

$$V_{\text{к}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 71^2 \cdot 4 = 20160 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \quad (2.196)$$

Для роз'єднувача з номінальних параметрів (зазем. ножі):

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		59

$$W_k = I_t^2 \cdot t_t = 71^2 \cdot 1 = 5041 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \quad (2.197)$$

Розрахунковий імпульс квадратичного струму:

$$W_k = 59.072^2 \cdot (0.06 + 0.02) = 279.16 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \quad (2.198)$$

$$W_k \leq I_{по}^2 \cdot (t_{вимк} + T_a) \text{ - умови виконуються}$$

З таблиці видно, що вимикач ВВГ-10-5000-63У1 та роз'єднувач РВРЗ-1-10/6300У3 проходять по всім умовам.

2.3.2. Вибір вимикачів та роз'єднувачів на ВРП-110 кВ

Розрахунковий струм тривалого режиму:

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ.АТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 115} = 2008 \text{ (А)} \quad (2.199)$$

Для заданих значень струму та напруги за делегідь вибираємо:

Елегазовий вимикач ЛТВ – 145

Таблиця 2.11.

Параметр	Одиниці виміру	Розрахунки	Значення
Номинальна напруга	кВ	110	110
Номинальний струм	А	2008	2500
Номинальний струм відключення	кА	17,517	40
Нормована наявність аперіодичної складової	%	31	52
Струм електродинамічної стійкості	кА	48,163	102
Струм термічної стійкості	кА	17,517	40
Допустимий час дії струму термічної стійкості	с	0,05	3
Власний час відключення	с	0,01	0.022
Повний час відключення	с	0,04	0.04

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		60

Параметр	Одиниці виміру	Розрахунки	Значення
Номінальна напруга	кВ	110	110
Номінальний струм	А	2500	3200
Граничний наскрізний струм (гол. ножі)	кА	48,163	125
Струм термічної стійкості (гол. ножі)	кА	17,517	50
Допустимий час дії струму термічної стійкості (гол.ножі)	с	-	4
Граничний наскрізний струм (зезем. ножі)	кА	48,163	125
Струм термічної стійкості (зезем. ножі)	кА	17,517	50
Допустимий час дії струму термічної стійкості (зезем. ножі)	с	-	1

Перевірку вибраного вимикача та роз'єднувача робимо в табличній формі, для $\tau = t_{c.b} + t_{zmin} = 0.04 + 0.01 = 0.05$ с.

Умова установки:

- за напругою установки:

$$U_{вст} = 110 \text{ (кВ)} \quad (2.200)$$

-за тривалим робочим струмом максимального режиму:

$$I_{трив.макс} = 1.1 \cdot I_{роб.} = 1.1 \cdot \frac{P'_r}{\cos(\varphi) \cdot U_{уст} \cdot \sqrt{3}} = 1.1 \cdot \frac{90}{0.8 \cdot 110 \cdot \sqrt{3}} = 650 \text{ (А)} \quad (2.201)$$

Перевіряємо вибране обладнання:

Вимикач:

-за тривалимробочимструмом максимального режиму:

$$I_{трив.макс} = 650 \text{ (А)} \leq I_{ном} = 2500 \text{ (А)} \quad (2.202)$$

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		61

- за напругою установки:

$$U_{\text{вст}} = 110 \text{ (кВ)} = U_{\text{ном}} = 110 \text{ (кВ)} \quad (2.203)$$

- за мінімальним струмом вимкнення

$$I_{\text{пт}} = 14.977 \text{ (кА)} \leq I_{\text{ном.вимк.}} = 40 \text{ (кА)} \quad (2.204)$$

Перевіримо вимикач на динамічну стійкість струму к.з.:

$$I_{\text{п0}} = 14.977 \text{ (кА)} \leq I_{\text{пр.скв}}^{\text{по}} = 40 \text{ (кА)} \quad (2.205)$$

$$i_{\text{ат}} = 9.489 \text{ (кА)} \leq I_{\text{а ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном.вимк.}} = \sqrt{2} \cdot 0.52 \cdot 40 = 29.416 \text{ (кА)} \quad (2.206)$$

Перевіряємо по повному струму к.з.:

$$i_{\text{т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 14.977 + 9.489 = 30.607 \text{ (кА)} \quad (2.207)$$

$$i_{\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.вимк.}} \cdot t_{\text{т}} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + 0.52) = 85.984 \text{ (кА)} \quad (2.208)$$

$$i_{\text{т}} \leq i_{\text{ном}} - \text{умова виконується}$$

$$i_{\text{у}} = 41.179 \text{ (кА)} \leq I_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ (кА)} \quad (2.209)$$

Перевіряємо на вміст аперіодичної складової струму к.з.:

$$\beta = \frac{i_{\text{ат}}}{i_{\text{т}}} \cdot 100\% = \frac{9.489}{30.607} \cdot 100\% = 32.8 \text{ (\%)} \leq \beta_{\text{ном}} = 52 \text{ (\%)} \quad (2.210)$$

Перевіряємо на термічну стійкість вимикач та роз'єднувач: $V_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$,

де $V_{\text{к}} \leq I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{вимк}} + T_{\text{а}})$ - тепловий імпульс квадратичного початкового струму к.з.

$$t_{\text{вимк}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{с.в.}} - \text{час вимкнення}$$

Для вимикача з номінальних параметрів:

$$V_{\text{к}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \quad (2.211)$$

Для роз'єднувача з номінальних параметрів (гол. ножі):

									ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата						62

Процеси іонізації повітря навколо проводу призводять до додаткових втрат електроенергії, до виникнення електромагнітних коливань, які створюють радіоперешкоди, до виникнення озону, який шкідливо впливає на поверхню контактних з'єднань.

Правильний вибір провідників повинен забезпечити зменшення дії корони до допустимих значень.

Розряд у вигляді корони виникає при максимальному значенні початкової критичної напруженості електричного поля, кВ/см.

$$E_0 = 30.3 m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (2.217)$$

де m – коефіцієнт, який враховує жорсткість поверхні проводу, для багатопроволочних проводів $m = 0.82$;

r_0 – радіус проводу, см. $r_0 = 1.945$ (см).

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{1.945}}\right) = 30.173 \left(\frac{\text{кВ}}{\text{см}}\right) \quad (2.218)$$

Напруженість електричного поля біля поверхні нерозщепленого проводу визначається за виразом:

$$E = \frac{0.354 U}{r_0 \lg \frac{D_{\text{серед}}}{r_0}}, \quad (2.219)$$

де U – лінійна напруга. Приймаємо $U = 126$ кВ (найбільша робоча напруга для мережі 110 кВ згідно з Л-6 – "Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж", п. 12.12.22).

$D_{\text{серед}}$ – середньо-геометрична відстань між проводами фаз, см. При горизонтальному розташуванні дротів $D_{\text{серед}} = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot 2D} = 1.26 D$ (2.220)

$$D_{\text{серед}} = 1.26 \cdot 300 = 378 \text{ (см)} \quad (2.221)$$

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		64

де, $a = D$ – відстань між фазами.

Приймаємо $D=3$ м.

$I_{0,0}^{(2)}$ – періодична складова струму при двофазному КЗ на шинах 110 кВ для $t=0$.

$I_{0,0}^{(2)} = 12.97$ кА за розрахунком.

$$\text{Тоді } f = 0.15 \cdot \frac{12.97^2}{3} = 8.411 \frac{\text{Н}}{\text{м}} \quad (2.226)$$

Визначимо силу тяжіння 1 м струмопроводу, кг.

$g = 9.8 m$, де m – маса 1 м струмопроводу, кг.

$$\text{Для АС-900/38.9 } m = 2.7895 \frac{\text{кг}}{\text{м}} \quad (2.227)$$

$$g = 9.8 \cdot 2.7895 = 27.337 \frac{\text{Н}}{\text{м}}.$$

Задаючись стрілою прогину h , визначаємо параметр $\frac{\sqrt{h}}{t_c}$,

де t_c – еквівалентний за імпульсом час дії швидкодіючого захисту.

$$t_{\text{екв}} = t_3 + 0.05, \quad (2.228)$$

де, t_3 – дійсна витримка часу захисту від струмів КЗ, 0.05 – враховується вплив аперіодичної складової.

Максимальна стріла прогину h залежить від довжини прольоту, тяжіння проводів, мінімально припустимої відстані від землі, умов монтажу та інших факторів.

Зазвичай, h не більше 2 – 2.2 м.

$$\text{Приймаємо } h = 2 \text{ м, тоді } \frac{\sqrt{h}}{t_c} = \frac{\sqrt{2}}{0.15} = 9.428 \quad (2.229)$$

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		66

По діаграмі в залежності від $\frac{f}{g}$ і $\frac{\sqrt{h}}{t_c}$, визначаємо відхилення проводу **b** та

кут **α** .

$$\frac{f}{g} = \frac{8.411}{27.337} = 0.308 \quad (2.230)$$

Знаходимо $\frac{b}{h} = 0.21$ (2.231)

Звідси $b = h \cdot 0.21 = 2 \cdot 0.21 = 0.42 \text{ м}$ $\alpha = 10^\circ$ (2.232)

Знайдене значення порівнюємо з максимально-допустимим.

$$b_{\text{дон}} = \frac{D - d - a_{\text{дон}}}{2}, \quad (2.233)$$

де, d – діаметр проводу, $d = 0.0389 \text{ м}$; (2.234)

$a_{\text{дон}}$ – найменша припустима відстань між проводами в момент їх найбільшого зближення.

$a_{\text{дон}} = 0.45 \text{ м}$ при 110 кВ згідно з ПУЕ.

$$b_{\text{дон}} = \frac{3 - 0.0389 - 0.45}{2} = 1.256 \text{ м}. \quad (2.235)$$

$$b_{\text{дон}} = 1.256 \text{ м} > b = 0.42 \text{ м}. \quad (2.236)$$

Схлестування (дотик) не відбувається.

2.3.5. Вибір вимикачів та роз'єднувачів на ВРП-330 кВ

Розрахунковий струм тривалого режиму:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ.АТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 330} = 1050 \text{ (А)} \quad (2.237)$$

Для заданих значень струму та напруги заделегідь вибираємо:

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		67

Елегазовий вимикач НРЛ – 420В1

Таблиця 2.13.

Параметр	Одиниці виміру	Розрахунки	Значення
Номінальна напруга	кВ	330	330
Номінальний струм	А	1050	4000
Номінальний струм відключення	кА	33,5	63
Нормована наявність аперіодичної складової	%	31	51
Струм електродинамічної стійкості	кА	92,108	158
Струм термічної стійкості	кА	33,5	63
Допустимий час дії струму термічної стійкості	с	0,05	3

Роз'єднувач РНДЗ,1 – 330У/3200У1

Таблиця 2.14.

Параметр	Одиниці виміру	Розрахунки	Значення
Номінальна напруга	кВ	330	330
Номінальний струм	А	1050	3200
Струм термічної стійкості (гол. ножі)	кА	33,5	50
Допустимий час дії струму термічної стійкості (гол.ножі)	с	-	3
Граничний наскрізний струм (зезем. ножі)	кА	92,108	125
Струм термічної стійкості (зезем. ножі)	кА	33,5	50
Допустимий час дії струму термічної стійкості (зезем. ножі)	с	-	1

Перевірку вибраного вимикача та роз'єднувача робимо в табличній формі,
для $\tau = t_{c,v} + t_{zmin} = 0.04 + 0.01 = 0.05$ с.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		68

Умова установки:

- за напругою установки:

$$U_{\text{вст}} = 330 \text{ (кВ)} \quad (2.238)$$

- за тривалим робочим струмом максимального режиму:

$$I_{\text{трив.макс}} = 1.1 \cdot I_{\text{роб.}} = 1.1 \cdot \frac{P'_r}{\cos(\varphi) \cdot U_{\text{вст}} \cdot \sqrt{3}} = 1.1 \cdot \frac{270}{0.85 \cdot 330 \cdot \sqrt{3}} = 917 \text{ (А)} \quad (2.239)$$

Перевіряємо вибране обладнання:

Вимикач:

- за тривалим робочим струмом максимального режиму:

$$I_{\text{трив.макс}} = 1050 \text{ (А)} \leq I_{\text{ном}} = 4000 \text{ (А)} \quad (2.240)$$

- за напругою установки:

$$U_{\text{вст}} = 330 \text{ (кВ)} = U_{\text{ном}} = 330 \text{ (кВ)} \quad (2.241)$$

- за мінімальним струмом вимкнення

$$I_{\text{пт}} = 30.5 \text{ (кА)} \leq I_{\text{ном.вимк.}} = 63 \text{ (кА)} \quad (2.242)$$

Перевіряємо вимикач на динамічну стійкість струму к.з.:

$$I_{\text{по}} = 30.5 \text{ (кА)} \leq I_{\text{пр.скв}}^{\text{но}} = 63 \text{ (кА)} \quad (2.243)$$

$$i_{\text{ат}} = 19.957 \text{ (кА)} \leq I_{\alpha \text{ ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном.вимк.}} = \sqrt{2} \cdot 0.51 \cdot 63 = 45.439 \quad (2.244)$$

Перевіряємо по повному струму к.з.:

$$i_{\text{т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 30.5 + 19.957 = 64.372 \text{ (кА)} \quad (2.245)$$

$$i_{\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.вимк.}} \cdot t_{\text{т}} = \sqrt{2} \cdot 63 \cdot (1 + 0.51) = 134.534 \text{ (кА)} \quad (2.246)$$

$i_{\text{т}} \leq i_{\text{ном}}$ – умова виконується

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		69

$$i_y = 86.609 \text{ (кА)} \leq I_{\text{пр.СКВ}} = 158 \text{ (кА)} \quad (2.247)$$

Перевіряємо на вміст аперіодичної складової стуму к.з.:

$$\beta = \frac{i_{\text{аг}}}{i_{\text{т}}} \cdot 100\% = \frac{19.957}{64.372} \cdot 100\% = 31 \text{ (\%)} \leq \beta_{\text{ном}} = 51 \text{ (\%)} \quad (2.248)$$

Перевіряємо на термічну стійкість вимикач та роз'єднувач: $V_k \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$,

де $V_k \leq I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{вимк}} + T_a)$ - тепловий імпульс квадратичного початкового стуму к.з.

$t_{\text{вимк}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{с.в.}}$ -час вимкнення

Для вимикача з номінальних параметрів:

$$V_k = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 63^2 \cdot 3 = 11910 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \quad (2.249)$$

Для роз'єднувача з номінальних параметрів (гол. ножі):

$$V_k = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \quad (2.250)$$

Для роз'єднувача з номінальних параметрів (зазем. ножі):

$$V_k = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 50^2 \cdot 1 = 2500 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \quad (2.251)$$

Розрахунковий імпульс квадратичного струму:

$$V_k = 30.5^2 \cdot (0.05 + 0.04) = 89.302 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \quad (2.252)$$

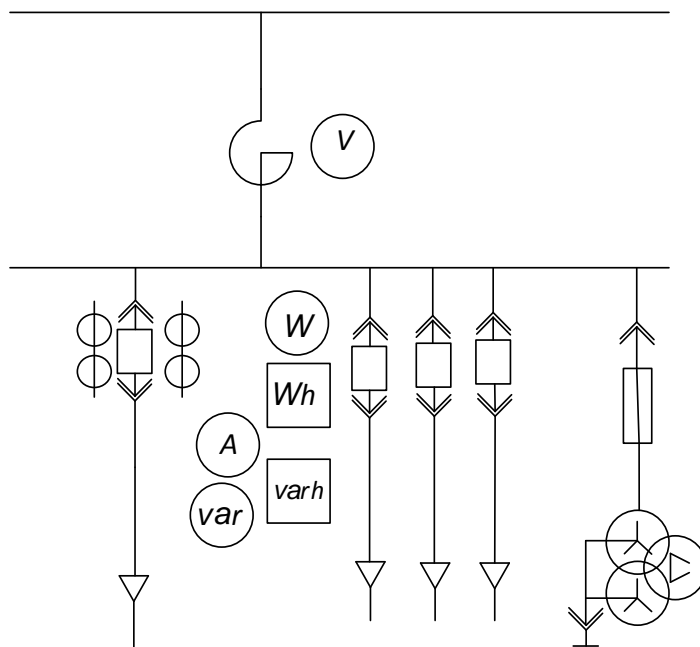
$V_k \leq I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{вимк}} + T_a)$ - умова виконується

З таблиці видно, що вимикач НРЛ – 420В1 та роз'єднувач РНД3,1 – 330У/3200У1 проходять по всім умовам.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		70

2.4. Вибір вимірювальних трансформаторів

2.4.1. Вибір вимірювального трансформатора струму



Таблиця 2.15. Вторинне навантаження трансформаторів струму

№ п/п	Прилад	Потужність, яка споживається послідов. обмоткою тр-ра I(S), ВА	Навантаження		
			Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	Амперметр Е-335	0,5	0,5	—	—
2	Лічильник акт. енергії САЗУ-І681	2,5	2,5	—	2,5
3	Лічильник реакт. енергії СР4У-І676	2,5	2,5	—	2,5
4	Ватметр Д-335	0,5	0,5	—	0,5
5	Варметр Д-335	0,5	0,5	—	0,5

	$\sum S$	6,5	6,5	0	6
--	----------	-----	-----	---	---

$S_{прил} = 6,5 \text{ ВА}$ – сумарна потужність, що споживається приладами,

$I_{IIH} = 5 \text{ А}$ – номінальний вторинний струм.

Визначаємо сумарний опір приладів:

$$r_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_{IIH}^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом} \quad (2.253)$$

Вибираємо трансформатор струму, який для класу точності 0,5 має відповідний зовнішній опір. Вибираємо трансформатор струму ТПЛ-10 з параметрами:

Таблиця 2.16. Номінальні параметри трансформатору струму ТПЛ-10

U_n , кВ	I_{IH} , А	I_{IIH} , А	Клас точності	Номінальна навантаження, Ом	$I_{ел.дин}$, кА	$I_{тер}$, кА	$t_{тер}$, С
10	600	5	0,5	0,4	74,5	37,6	3

Перехідний опір контактів приймаємо 0,1 Ом, тоді опір проводів:

$$r_{прил} + r_{конт} + r_{пр} = z_{2H}, \quad (2.254)$$

$$r_{пр} = z_{2H} - r_{прил} - r_{конт} = 0,4 - 0,26 - 0,1 = 0,04 \text{ Ом} \quad (2.255)$$

Приймаючи довжину з'єднувальних проводів з алюмінієвими жилами 5,5 мм, визначаємо переріз:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 5,5}{0,04} = 3,89 \text{ мм}^2, \quad (2.256)$$

де $\rho = 0,0283$ – питомий опір матеріалу проводу.

В якості з'єднувальних приладів приймаємо багатожильні контрольні кабелі КРВГ з перерізом 4 мм².

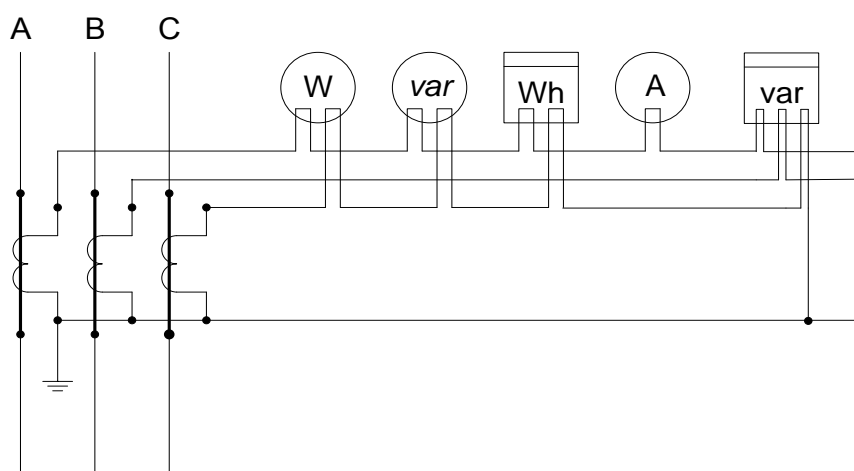
Вибір трансформатору струму виконаємо в табличній формі.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		72

Таблиця 2.17. Порівняльна таблиця для трансформатора струму ТПЛ-10

№	Назва параметру	Одиниці вимірюв.	Номінальні параметри	Розраховані параметри
	Трансформатор струму типу ТПЛ-10			
1	Напруга, U	кВ	10	10
2	Струм, I	А	600	319
3	Струм електродинам. стійк., $I_{уд}$.	кА	81	43.14
4	Тепловий імпульс струму к.з., B	$(кА)^2 \cdot с$	3072	1275
5	Навантаження, $г$	Ом	0.4	0.26

Схема підключення вимірювальних приладів по струму:



2.4.2. Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

Таблиця 2.18. Вторинне навантаження трансформаторів напруги

№ п/п	Назва приладу	Кількість	Кількість обмоток	cosφ	Sinφ	Навантаження одного приладу		Навантаження всіх приладів	
						P Вт	Q ВА	ΣP Вт	ΣQ ВА
1	Вольтметр Е-335	1	1	1	0	2	0	2	0
2	Ватметр Д-335	4	2	1	0	1.5	0	12	0
3	Варметр Д-335	4	2	1	0	1.5	0	12	0
4	Лічильник реакт.енергії СР4У-І676	4	2	0.38	0.925	2.67	2	21.36	16
5	Лічильник акт.енергії СА3У-І676	4	2	0.38	0.925	2.67	2	21.36	16
	Всього							68.72	32

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{прил}^2 + Q_{прил}^2} = \sqrt{68.72^2 + 32^2} = 75.85 \text{ ВА} \quad (2.257)$$

Вибираємо трансформатор напруги НТМИ-10-66 УЗ

$$S_{\Sigma} = 75.85 \text{ ВА} < S_n = 120 \text{ ВА} \quad (2.258)$$

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		74

Таблиця 2.19. Порівняльна таблиця для трансформатора типу НТМИ-10-66 УЗ

№	Назва параметру	Одиниці вимірюв.	Номінальні Параметри	Розраховані параметри
Трансформатор напруги типу НТМИ-10-66 УЗ				
1	Напруга, U	кВ	10	10
2	Потужність	ВА	120	75.85

Схема з'єднань обмоток трансформатора напруги НТМИ:

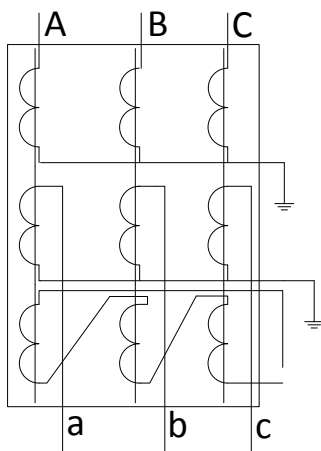
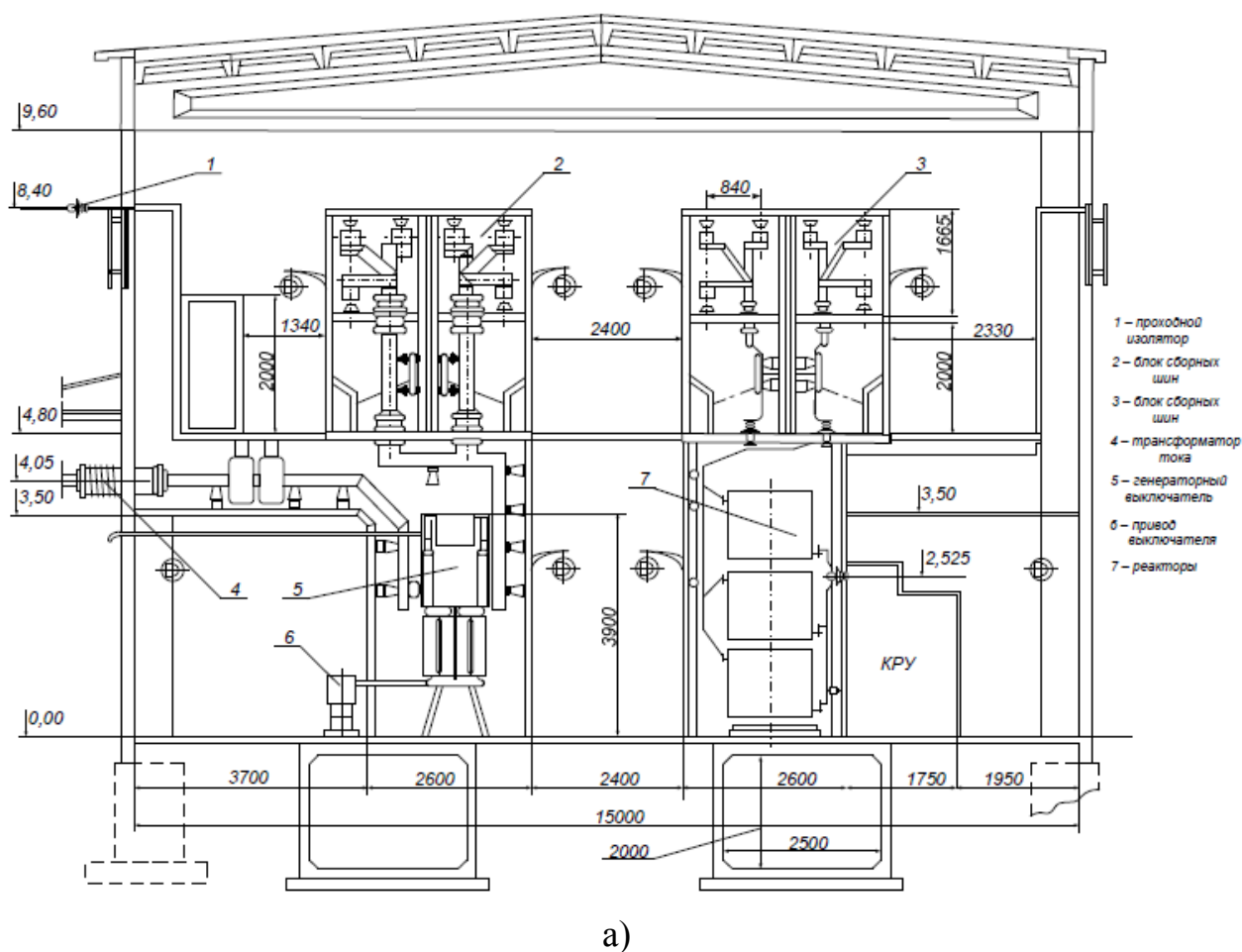


Схема підключення вимірювальних приладів по напрузі:

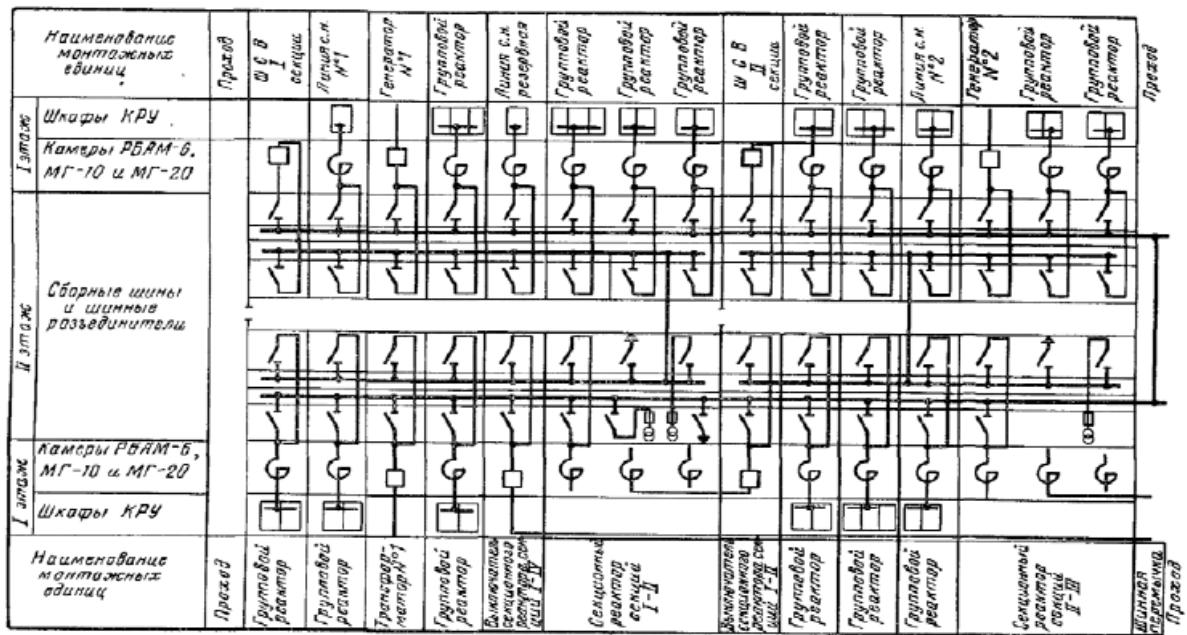
					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		75

частини по можливості зменшують обсяг будинку і спрощують його конструкцію. Значне зменшення вартості досягається застосуванням будівель РП із збірних залізобетонних конструкцій, які замінили цегельну кладку, застосовувалася раніше. Для зменшення вартості електромонтажних робіт і прискорення спорудження РП широко застосовують укрупнені вузли, зібрані на спеціалізованій монтажній базі. Такими вузлами можуть бути камери і шафи з вбудованим електрообладнанням: камери для збірних шин і шинні роз'єднувачі, шафи управління вимикачами, шафи лінійних роз'єднувачів і т.п.

Для приєднання ліній в сучасних РП широко застосовують шафи комплектних РП. Застосування укрупнених вузлів дозволяє використовувати індустріальні методи спорудження ЗРП з максимальною механізацією робіт.



						ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			79



б)

Рис.2.3. ГРП 10 кВ з двома системами шин і груповими реакторами. а – розріз по колам генератора і групового реактора; б – схема заповнення для першої та другої секцій.

2.5.4. Вибір і перевірка гнучких шин

У РП 35 кВ і вище застосовуються гнучкі шини, виконані проводами АС. Гнучкі струмопроводи для з'єднання генераторів і трансформаторів з РП 6-10 кВ виконуються пучком проводів, закріплених по окружності в кільцях-обіймах. Два проводи з пучка — сталевалюмінієві — несуть в основному механічне навантаження від власної маси струмопровода, ожеледі й вітру. Інші проводи — алюмінієві — є тільки струмоведучими. Перетин окремих проводів у пучку рекомендується вибирати максимально великим (500, 600 мм²), тому що це зменшує число проводів і вартість струмопровода.

Перетин гнучких шин і струмопроводів вибирається:

по економічній щільності струму:

$$q_{ек} = \frac{I_{роб}}{j_{ек}} \quad (2.259)$$

і перевіряється:

- по тривалому припустимому струму з умови нагрівання

$$I_{роб.макс} \leq I_{доп} \quad (2.260)$$

- по припустимій термічній дії струму к.з.

$$\Theta_k \leq \Theta_{k,\text{доп}} \text{ або } q_{\text{мін}} = \frac{\sqrt{B_k}}{c} \leq q \quad (2.261)$$

- по електродинамічній дії струму к.з.

Гнучкі шини й струмопроводи звичайно кріпляться на гірляндах підвісних ізоляторів з досить великою відстанню між фазами. Так, для збірних шин прийняті відстані: при напрузі 35 кВ - 1,5 м; 110 кВ - 3,0 м; 330 кВ - 4,0 м; для струмопроводів генераторної напруги – 3,0 м. При таких відстанях сили взаємодії між фазами невеликі, і тому розрахунки на динамічну стійкість гнучких шин звичайно не роблять. Однак при більших струмах к.з. проведення у фазах можуть настільки зблизитися один з одним, що відбудеться їх дотик.

Найбільше зближення фаз спостерігається при двофазному короткому замиканні сусідніх фаз, коли проводи спочатку відкидаються в протилежні сторони, а потім, після відключення струму к.з., рухаються назустріч один одному. Їхнє зближення буде тим більше, чим менша відстань між фазами, чим більша стріла прогину й чим більша тривалість протікання й величина струму к.з.

2.5.5. Перевірка шин на дотик при К.З.

При великих значеннях струмів к.з. проводи в фазах внаслідок динамічної взаємодії можуть наблизитися так, що виникне дотик або перекриття між фазами.

Найбільше зближення фаз спостерігається при двофазному к.з. між сусідніми фазами, коли проводи спочатку відкидаються в протилежні сторони, а потім після відключення к.з. рухаються назустріч один одному. Їх наближення буде тим більшим, чим менша відстань між фазами і чим більша стріла прогину, а також чим більша тривалість протікання і величина струму к.з.

Перевіримо гнучкий струмопровід на умови дотику.

Визначимо зусилля від тривалого протікання струму двофазного к.з.

$$f = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{I^{(2)2}}{a} \frac{H}{M} \quad (2.262)$$

Де $a = D$ – відстань між фазами.

Приймається $D=3$ м.

$I^{(2)}$ – середньоквадратичне значення струму двухфазного кз. З достатньою точністю для розрахунків можна прийняти:

$$I^{(2)} = I_{п.0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{п.0}^{(3)} \quad (2.263)$$

Тоді

$$f = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{I_{п.0}^{(3)2}}{D} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{19,87^2}{3} = 11,47 \frac{H}{M} \quad (2.264)$$

Визначається сила тяжіння 1м струмопроводу, кг.

									ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата						81

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m \quad (2.265)$$

де m – маса 1 м струмопроводу, кг.

$$\text{Для АС-500/64 } m_{\Pi} = 4 \cdot (1354 + 398) = 7408 \text{ кг/м} \quad (2.266)$$

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot 7408 = 79,858 \frac{\text{Н}}{\text{м}} \quad (2.267)$$

Задаючись стрілою прогину h в кожному прольоті при максимальній розрахунковій температурі, визначаємо параметр $\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{екв}}}$, де $t_{\text{екв}}$ – еквівалентний за імпульсом час дії швидкодіючого захисту.

$$t_{\text{екв}} = t_3 + 0,05$$

де, t_3 – дійсна витримка часу захисту від струмів к.з.,

0,05 – враховується вплив аперіодичної складової.

Максимальна стріла прогину h залежить від довжини прольоту, тяжіння проводів, мінімально припустимої відстані від землі, умов монтажу та інших факторів.

Зазвичай, h не більше 2 – 2,2 м.

$$\text{Приймаємо } h = 2 \text{ м, тоді } \frac{\sqrt{h}}{t_{\text{екв}}} = \frac{\sqrt{2}}{0,15} = 9,428 \quad (2.268)$$

По діаграмі рис. 4.8 (Л-2), в залежності від $\frac{f}{g}$ і $\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{екв}}}$, визначаємо відхилення проводу b та кут α .

$$\frac{f}{g} = \frac{11,47}{79,858} = 0,144 \quad (2.269)$$

Знаходимо

$$\frac{b}{h} = 0,06 \quad (2.270)$$

$$\text{Звідси } b = h \cdot 0,06 = 2 \cdot 0,06 = 0,12 \text{ м } \alpha = 3^\circ \quad (2.271)$$

Знайдене значення порівнюємо з максимально допустимим.

$$b_{\text{доп}} = \frac{D-d-a_{\text{доп}}}{2} \quad (2.272)$$

$$\text{де, } d \text{ – діаметр проводу, } d = 0,0266 \text{ м;} \quad (2.273)$$

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		82

$a_{\text{доп}}$ – найменша припустима відстань між сусідніми фазами в момент їх найбільшого зближення.

$a_{\text{доп}} = 0,45$ м при 110 кВ згідно з ПУЕ.

$$b_{\text{доп}} = \frac{3 - 0,0306 - 0,45}{2} = 1,26 \text{ м} \quad (2.274)$$

$$b_{\text{доп}} = 1,26 \text{ м} > b = 0,12 \text{ м} \quad (2.275)$$

Дотик не відбувається.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		83

Висновки:

В розділі 2 бакалаврської роботи я склав розрахункову схему, та розрахував струми КЗ за методом розрахункових. За отриманими результатами я перевіряв комутаційне обладнання станції, а саме: вимикачі, роз'єднувачі, реактори, вимірювальні трансформатори струму та вимірювальні трансформатори напруги. Обрані комутаційні пристрої задовольняють усім перевіркам та вимогам.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		84

Розділ 3. Спеціальний розділ: аналіз впливу якості електроенергії на обладнання теплоелектроцентралі потужністю 620 МВт

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ			
Змн.	Лист	№докум.	Підпис	Дата				
Розробник		Кунцевич Н.В.			Аналіз впливу якості електроенергії на обладнання теплоелектроцентралі потужністю 620 МВт	Літ.	Арк.	Аркушів
Керівник		Гаєвська Г.М.					85	132
Н. контр.		Матєєнко Ю.П.				НТУУ «КП» кафедра Відновлюваних джерел енергії гр. ЕТ - с51		
Зав. Каф.		Кудря С.О.						

3.1. Показники якості електроенергії і їх визначення

Забезпечення надійної якості електроенергії веде до підвищення ефективності роботи приймачів електроенергії та електроенергетичних систем.

Рішення проблеми якості електроенергії має спиратися на техніко-економічне зіставлення ефекту від заходів щодо поліпшення якості і неминучих при цьому додаткових витрат.

Якість електроенергії оцінюється по техніко-економічними показниками, що враховує збиток від неякісної електроенергії:

- технологічний збиток, обумовлений недовідпуском продукції, розладом технологічного процесу споживачів електроенергії – збиток в системах електропостачання споживачів;

- електромагнітний збиток від неякісної електроенергії, що виражається в збільшенні втрат електроенергії та порушення роботи електроустаткування - збиток в електроенергетиці.

Якість електроенергії пов'язана з надійністю, оскільки нормальним вважається режим електропостачання, при якому споживачі забезпечуються електроенергією нормованої якості, необхідної кількості і безперебійно.

Розрізняють чотири види режимів:

1) нормальні режими, при яких відхилення параметрів якості електроенергії від їх номінальних значень не виходять за тривало допустимі межі;

2) тимчасово допустимі режими, які характеризуються струмовими перевантаженнями, відхиленнями напруги і т. п., які або закладені в проектні розрахунки (наприклад, систематичні перевантаження під час добових максимумів), або допускаються на певний обмежений час без суттєвого збитку для мережі і приймачів, які живляться від неї;

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						86
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

3) аварійні режими, які характеризуються небезпечними для елементів мережі надструмами або іншими неприпустимими явищами; такі режими зазвичай виникають при ушкодженнях елементів мережі (при порушеннях ізоляції, при обриві провідників і т.п.) і мають перехідний (несталий) характер;

4) післяаварійні режими, в які входять як перехідні процеси, що виникають при ручному або автоматичному відновленні живлення (викликані, наприклад, одночасним самозапуском великого числа електроприймачів), так і сталі режими в нових, часто обмежених по потужності умовах живлення.

Для всіх перерахованих видів режимів нормуються показники якості електроенергії або їх допустимі по величині і тривалості значення.

Згідно ГОСТ 13109-97 основними показниками якості електроенергії є:

- відхилення частоти (Δf);
- усталене відхилення напруги (δU_y);
- коливання напруги, які характеризуються розмахом зміни напруги (δU_t) і дозою флікера (P_f);
- коефіцієнт n-ї гармонійної складової напруги ($K_{U(n)}$);
- коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги (K_U);
- коефіцієнт несиметрії напруги по зворотній послідовності (K_{2U});
- коефіцієнт несиметрії напруги по нульовій послідовності (K_{0U});
- тривалість провалу напруги (Δt_n);
- імпульсна напруга (U_{imp});
- коефіцієнт тимчасового перенапруження ($K_{пер U}$).

При визначенні показників якості електроенергії слід враховувати, що основні показники якості, для уникнення тривалого порушення нормальної роботи

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						87
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

електроприймачів, повинні протягом не менше 95% часу кожної доби не виходити за межі своїх нормальних значень, а в післяаварійних режимах - за межі максимальних значень.

На виводах приймачів електроенергії, що є джерелами електромагнітних завад, допускаються зміни показників якості електроенергії в більш широких межах, ніж зазначені в ГОСТ 13109-97, якщо це не приводить до порушення нормованої якості електроенергії у інших електроприймачів, і встановлюються договорами між електропостачальними підприємствами і споживачами електроенергії.

В аварійних режимах допускаються короточасні виходи показників якості електроенергії за встановлені межі (зниження напруги аж до нульового рівня, відхилення частоти до 5 Гц і т. д.) з подальшим їх відновленням до рівня, необхідного в післяаварійних режимах.

3.2. Відхилення частоти

Відхилення частоти напруги змінного струму, як встановлено в ГОСТ 13109-97, в електричних мережах характеризується показником відхилення частоти (Δf). Відхилення частоти від номінальної дорівнює різниці фактичного і номінального значень частоти.

Усереднене значення частоти f_y обчислюється як результат усереднення N спостережень f_i (число спостережень має бути не менше 15) на інтервалі часу, що дорівнює 20 с, за формулою

$$f_y = \frac{1}{N} * \sum_{i=1}^N f_i \quad (3.1)$$

Відхилення частоти Δf визначається за формулою

$$\Delta f = f_y - f_{\text{ном}} \quad (3.2)$$

де $f_{\text{ном}}$ - номінальне значення частоти, Гц.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						88
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

У нормальних режимах допустимі значення відхилення частоти рівні $\pm 0,2$ Гц і максимально допустимі $\pm 0,4$ Гц. У післяаварійних режимах роботи електричної мережі допускається відхилення частоти від $+0,5$ до -1 Гц загальною тривалістю за часом не більше 90 ч.

Якість електричної енергії за відхиленням частоти вважають відповідним вимогам ГОСТ 13109-97, якщо максимальне з усіх виміряних і усереднених за кожні 20 с протягом 24 год значень відхилення частоти не перевищує гранично допустимих значень, а значення усередненого з імовірністю 95% не перевищує нормально допустимих значень.

При відхиленнях частоти від номінальної погіршується робота як джерел, так і споживачів електроенергії.

3.2.1. Регулювання частоти

Вимоги до параметрів якості електроенергії обумовлюють необхідність заходів з регулювання балансу потужностей. Частота є загальносистемним параметром, тобто в будь-якій точці системи в сталому режимі частота має одне і те ж значення. У цьому сенсі байдуже в якій точці здійснити регулювання частоти, її рівень залежить від балансу активної потужності в системі в цілому.

У кожен момент часу усталеного режиму в електроенергетичній системі існує баланс активних потужностей. Розглянемо умови підтримки балансу потужностей в енергосистемі, в системі турбіна-генератор з еквівалентним навантаженням на шинах генератора. Схема такої системи показана на рис. 3.1, а

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						89
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

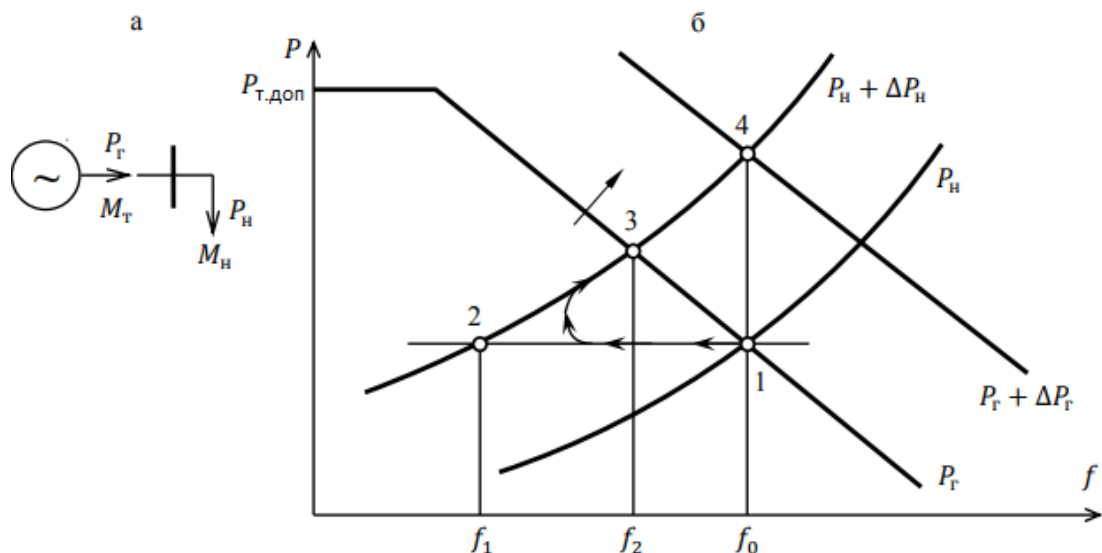


Рис. 3.1. Регулювання частоти: а - схема мережі; б - процес регулювання частоти

У такій системі характеристика P_G (рис. 3.1, б) відповідає турбіні, забезпеченою регулятором швидкості. Зниження частоти в енергосистемі приводить до збільшення подачі енергоносія на лопатки турбіни і збільшення видачі генератором активної потужності в мережу. Горизонтальна частина характеристики відповідає гранично допустимій, як правило, номінальній, потужності турбіни $P_{T,доп}$ при цьому засув паропроводу повністю відкритий і подальше збільшення потужності турбогенератора неможливо. Збільшення генерації можна досягти тільки шляхом введення резервних потужностей.

Навантаження P_H є статичною характеристикою $P_H(f)$; збільшення навантаження призводить до зміщення статичної характеристики навантаження вгору паралельно собі, зниження навантаження зміщує характеристику вниз.

Перетин характеристик генератора P_G і навантаження P_H відповідає балансу активних потужностей ($P_G = P_H$) при деякій початковій частоті в енергосистемі, що дорівнює f_0 (точка 1, рис. 3.1, б). Нехай $f_0 = f_{ном}$.

Розглянемо порушення балансу активних потужностей, викликане підключенням додаткового навантаження, тобто її збільшенням на ΔP_H , нова

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						90
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

характеристика навантаження займе положення $P_n + \Delta P_n$. При відсутності регулювання (потужність генератора не змінюється при зниженні частоти) новий баланс потужності настане при вирівнюванні обертового і гальмівного моментів при значенні частоти f_1 (точка 2, рис. 3.1, б). При наявності на турбіні регулятора швидкості новий баланс встановиться при частоті f_2 більшою, ніж f_1 (точка 3). Стрілками показаний аперіодичний перехідний процес від початкового стану (точка 1) до нового (точка 3). Таким чином, за рахунок нахилу (статизму) характеристики регулятора швидкості виконується регулювання частоти від f_1 до f_2 , так зване первинне регулювання частоти.

Як правило, первинне регулювання частоти не забезпечує вимог ГОСТів на якість електроенергії, тому необхідне подальше регулювання. Вторинне регулювання частоти зазвичай виконується спеціально виділеними частотопровідними станціями шляхом введення додаткових резервних потужностей з використанням механізму зміни швидкості обертання. Введення додаткових потужностей ΔP_r відповідає переходу на характеристику генератора $P_r + \Delta P_r$ і встановленню нового балансу потужностей ($P_r + \Delta P_r = P_n + \Delta P_n$) при початковій частоті f_0 (точка 4, рис. 3.1, б). Регулювання частоти f_2 від f_0 називається вторинним регулюванням частоти.

Наявність резерву потужності, що перевищує можливі збільшення навантаження і втрати генеруючої потужності через аварійні відключення генераторів, є необхідною умовою підтримки прийнятної якості частоти в енергосистемі. Одні лише регулятори швидкості турбін нездатні підтримувати частоту в допустимих межах при збурення.

Наявність механізму зміни швидкості обертання турбіни само собі не вирішує проблему вторинного регулювання частоти, якщо доручити таке регулювання тільки оперативному персоналу електростанцій, через недостатню швидкодію процесу регулювання і можливу неузгодженість дій персоналу різних електростанцій.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						91
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Ефективним способом регулювання частоти є застосування системних регуляторів частоти. Однак встановлювати такі регулятори на кожній станції недоцільно, по крайній мірі, з двох причин. Перша - дороговизна впровадження такого регулювання, оскільки для узгодженості систем регулювання необхідно централізувати процес, а значить, мати канали передачі інформації від електростанцій до диспетчерського пункту енергосистеми. Друга - недоцільність залучення до процесу вторинного регулювання всіх електростанцій, так як вторинне регулювання частоти, по суті, реалізує регулювання роботи в пікової зоні графіка навантаження енергосистеми. Роботу електростанцій по покриттю графіка навантаження системи доцільно розділити по їх типам - базисним, маневреним і піковим - відповідно до характеристик мобільності, економічності і особливостями технологічного процесу на різних типах генеруючих установок.

Перераховані причини є обґрунтуванням вимоги виділяти спеціальні електростанції в енергосистемі, покликані здійснювати вторинне регулювання частоти. Такі електростанції повинні задовольняти таким умовам:

- 1) відноситися до найменш економічних електростанцій енергосистеми;
- 2) бути мобільними стосовно швидкості зміни електричного навантаження генераторів;
- 3) мати значну потужність в своєму в розпорядженні і великий діапазон її регулювання.

Крім того, бажано виділяти в якості частотопровідних невелике число електростанцій (одну-три).

Перша з названих вимог визначається тим, що, оскільки частотопровідні електростанції беруть участь в покритті пікової зони графіка навантаження енергосистеми, вони мають низьке число годин використання встановленої потужності. Тим часом для підвищення економічності роботи енергосистеми високоекономічні електростанції необхідно завантажувати в першу чергу, тобто поміщати їх в зону базисної частини графіка електричного навантаження.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						92
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Вимога мобільності генеруючих агрегатів частотопровідних електростанцій визначається необхідністю скорочувати час значних відхилень частоти від номінальної, тобто частотопровідні електростанції повинні бути здатними при необхідності швидко змінювати свою потужність.

У зв'язку з цим в якості частотопровідних електростанцій бажано використовувати гідроелектростанції. Турбіни ГЕС здатні запускатися і набирати номінальну потужність з зупиненого стану всього за одну-дві хвилини. У той же час ГЕС відноситься до найбільш економічних станцій. Таким чином, ми маємо суперечливі умови. Тому ГЕС доцільно представляти у вигляді двох частин. Одна частина генераторів виділяється на базисну частину графіка навантаження системи, а інша - на пікову. У зв'язку з цим сумарна встановлена потужність ГЕС зазвичай має порівняно невисоку кількість годин використання встановленої потужності, що пояснюється значним резервом потужності, що закладаються з урахуванням великої нерівномірності її річного графіка роботи.

Третя умова вимагає пояснень. Уявімо процес регулювання частоти в осях f , $P_{ч.п}$, $P_{інш}$, де $P_{ч.п}$ - потужність частотопровідних станцій, а $P_{інш}$ - потужність інших електростанцій енергосистеми. Їх характеристики зображені на рис. 3.2.

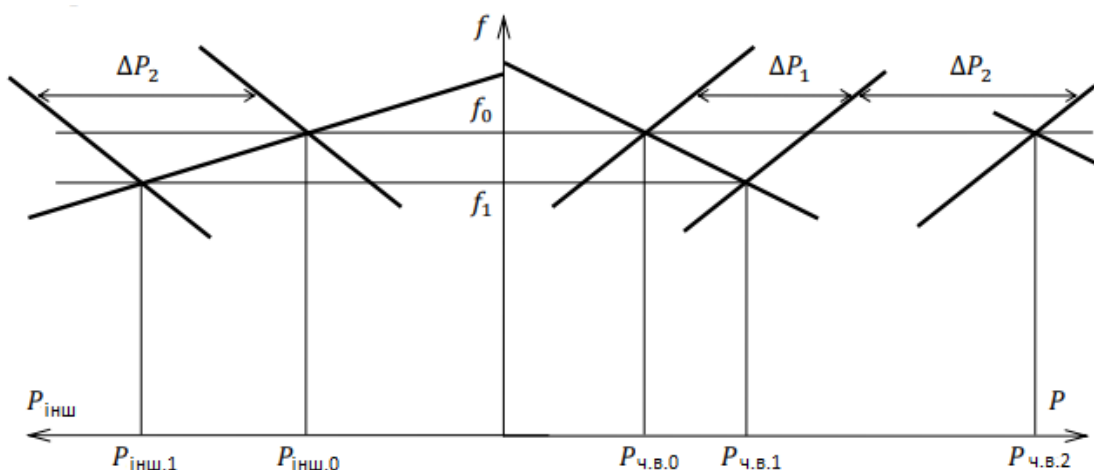


Рис. 3.2. Характеристики регулювання станцій

Початкові параметри роботи системи позначені як f_0 , $P_{ч.п.0}$, $P_{інш.0}$. На малюнку зображені також характеристики навантаження енергосистеми. Умовно все

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						93
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

навантаження P_H розподіляється між частотопровідними і іншими електростанціями енергосистеми відповідно до їх характеристик і єдиної частоти в системі, так що $P_{ч.п.0} + P_{інш.0} = P_{сист.0} = P_H$.

Припустимо, що сталося збільшення навантаження величиною ΔP_H , в результаті чого частота в системі знизилася до значення f_1 що визначається тим, що на першому етапі зміни частоти в дію вступають всі регулятори швидкості турбін - як частотопровідних, так і інших електростанцій. Збільшення навантаження перерозподілиться між частотопровідними (ΔP_1) і іншими електростанціями (ΔP_2) енергосистеми, так що $\Delta P_H = \Delta P_1 + \Delta P_2$. Таким чином, на першій стадії в первинному регулюванні частоти беруть участь всі електростанції.

Однак потім вступають в дію системні регулятори частоти (вторинне регулювання частоти). Їх дія полягає в тому, що частотопровідні електростанції починають набирати потужність, розвантажуючи тим самим інші електростанції. На рис. 3.2 це зображується тим, що зміна навантаження ΔP_2 , яку на першому етапі взяли на себе інші електростанції, тепер беруть на себе частотопровідні електростанції. У цьому процесі характеристика частотопровідних станцій під дією їх переміщується вправо, частота в системі повертається до початкового рівня f_0 , потужність частотопровідних станцій зростає до значень $P_{ч.п.2}$, а потужність інших електростанцій відповідно до їхніх характеристик регуляторів швидкості повертається до колишнього значення $P_{інш.0}$.

Як впливає з рис. 3.2, частотопровідні електростанції повинні мати дуже великий діапазон регулювання потужності. Для розглянутого прикладу він виражається величиною $P_{ч.п.2} - P_{ч.п.0} = \Delta P_H = \Delta P_1 + \Delta P_2$. На закінчення відзначу, що в якості частотопровідних електростанцій, крім уже згаданих ГЕС, рекомендується вибирати великі КЕС, що працюють на низькоякісному паливі і мають низькі показники економічності, пов'язані з досить високою маневреністю.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						94
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

3.2.2. Вплив відхилень частоти на роботу енергосистем і систем електропостачання

Відхилення частоти від номінальної негативно позначається як на роботі електроенергетичних систем, так і на системах електропостачання.

Лопатки парових турбін розраховані на безударне надходження пару при номінальній частоті обертання турбін. При відхиленні частоти пар входить в турбіну з ударом, що може привести до биття і навіть руйнування лопаток турбіни.

Зниження частоти сильно позначається на роботі живильних насосів котлів електростанцій, що характеризуються різким падінням продуктивності при зниженні частоти. У свою чергу, зниження подачі живильної води в котли призводить до зниження вироблення пару, а отже, активної потужності генераторів і до подальшого зниження частоти. На електричних станціях є безліч вентиляторів, насосів, які забезпечують роботу власних потреб. Їх продуктивність пропорційна третій степені частоти і різко падає при зниженні частоти, що ставить під загрозу роботу електростанцій.

При зниженні частоти в системах електропостачання споживачів відбувається погіршення роботи електроприводів і зниження вироблення продукції.

З урахуванням сказаного коливання частоти Δf при роботі згаданих електроприводів визначаються за такою спрощеною формулою:

$$\Delta f \approx \frac{\Delta P}{2\pi S_k \Delta t} \quad (3.3)$$

де S_k - потужність короткого замикання (к.з.); ΔP – зміна споживаної потужності за час Δt .

Відношення $\Delta P/S_k$ в системах електропостачання промислових підприємств зазвичай не перевищує 0,2.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						95
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Різкі швидкозмінні збільшення активної потужності негативно позначаються на роботі генераторів і турбін електростанцій і паралельно включених електродвигунів. Вони можуть викликати порушення стійкості і чинять механічну дію на редуктори і механізми.

При зменшенні частоти, магнітний потік, а отже, і намагнічуючий струм асинхронного двигуна збільшуються. Якщо двигун повинен розвинути той же момент, що і при номінальній частоті, то активні складові струму ротора і струму статора зменшуються, знижується і коефіцієнт потужності $\cos \phi$. Струм статора зазвичай зростає через переважаючий вплив збільшення намагнічувального струму. Збільшуються в статорі втрати електричні і в сталі, охолодження дещо погіршується, так як швидкість обертання ротора знижується, нагрівання двигуна зростає.

Збільшення частоти і відповідне йому зменшення магнітного потоку призводять до зменшення намагнічувального струму. Однак при постійному моменті зростає струм ротора; при певних умовах струм статора може також зрости. Зміна таких показників, як коефіцієнт потужності $\cos \phi$, втрати в сталі статора, швидкість обертання двигуна, буде протилежним, ніж при роботі двигуна на зниженій частоті.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						96
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.1. Значення основних параметрів АД при відхиленні частоти

Параметри	Значення параметрів АД при відхиленнях частоти	
	0,95	1,05
Пусковий і номінальний момент	1,05	0,95
Синхронна частота обертання	0,95	1,05
Асинхронна частота обертання при номінальному навантаженні	0,95	1,05
Струм при номінальному навантаженні	1,02	0,98
Пусковий струм	1,05	0,95
Збільшення температури при номінальному навантаженні	1,02	0,98
Ковзання	1	1
ККД при номінальному навантаженні	0,99	1,01
cos φ при номінальному навантаженні	0,99	1,01

3.3. Стале відхилення напруги

Стале відхилення напруги - це відхилення напруги від його номінального значення в сталому режимі роботи електричних мереж, усереднене за розрахунковий інтервал.

Нормально і гранично допустимі значення усталеного відхилення напруги на виводах приймачів електроенергії складають, згідно ГОСТ 13109-97, відповідно ± 5 і $\pm 10\%$ від номінальної напруги електричної мережі.

Відмінні від нормованих нормально і гранично допустимі значення усталеного відхилення напруги в точках приєднання споживачів до мережі напругою 0,38 кВ і вище повинні бути встановлені в договорах між енергопостачальними організаціями та споживачами електроенергії.

Відхилення напруги від номінального δU_y визначається у відсотках від номінального $U_{ном}$:

$$\delta U_y = \frac{U_y - U_{ном}}{U_{ном}} * 100\% \quad (3.4)$$

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						97
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

де U_y - усталене дійсне значення напруги.

Під сталим дійсним значенням напруги розуміється:

- діюче значення основної частоти без урахування вищих гармонік $U_{(1)}$ в мережах однофазного струму;
- діюче значення кожної фазної (міжфазної) напруги основної частоти $U_{(1)}$ або діюче значення напруги прямої послідовності основної частоти $U_{1(1)}$ в мережах трифазного струму.

Напругу прямої послідовності основної частоти в трифазних мережах допускається визначати за наближеному виразу

$$U_{1(1)i} = \frac{1}{3} * (U_{AB(1)i} + U_{BC(1)i} + U_{CA(1)i}) \quad (3.5)$$

де $U_{AB(1)i}$, $U_{BC(1)i}$, $U_{CA(1)i}$ - діючі значення міжфазних напруг основної частоти в спостереженні i .

Похибка розрахунку за формулою (3.5) не перевищує 0,1% при коефіцієнті несиметрії напруг за зворотною послідовністю не більше 6%.

Діючі значення фазних і міжфазних напруг в мережах одно- і трифазного струмів допускається вимірювати з урахуванням гармонійних складових напруг при коефіцієнті спотворення синусоїдальності не більше 5%.

Значення усталеної напруги U_y обчислюється як результат усереднення напруги $U_{1(1)}$ по N спостережень на інтервалі усереднення в 60 секунд. Число спостережень N за цей час має бути не менше 18.

$$U_y = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (U_{1(1)i})^2}{N}} \quad (3.6)$$

Слід враховувати, що з підвищенням стабільності напруги знижуються як електромагнітний, так і технологічний збитки. У той же час заходи щодо обмеження відхилень напруги вимагають додаткових капіталовкладень, і, отже, існують деякі оптимальні межі відхилень напруги, які в загальному випадку

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						98
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

можуть не збігатися з нормованими ГОСТами і можуть регламентуватися договорами між енергопостачальними організаціями та електроспоживачами.

3.3.1. Регулювання напруги

Під регулюванням напруги розуміється комплекс технічних заходів щодо обмеження відхилень напруг від їх номінальних значень на шинах споживачів електроенергії в допустимих ГОСТ 13109-97 межах. Крім того, регулювання напружень виконується в системоутворюючих і розподільних мережах електроенергетичних систем з метою забезпечення економічної та надійної роботи енергетичного обладнання та підтримання напружень в вузлах мережі в технічно допустимих межах. Таким чином, регулювання напружень проводиться як в системах електропостачання споживачів, так і в мережах електроенергетичних систем.

Регулювання напруги пов'язане з балансом реактивної потужності в мережі на шинах споживачів електроенергії. Знижені рівні напруг спостерігаються, як правило, в районах з дефіцитом реактивної потужності.

Розрізняють централізоване і місцеве регулювання напруги. При централізованому регулюванні в живильному вузлі одночасно підтримуються допустимі рівні напруги в цілому для групи споживачів довколишнього району. Місцеве регулювання передбачає підтримку необхідних рівнів напруги безпосередньо на шинах споживача.

Слід зауважити, що розмежування між місцевим і централізованим регулюванням напружень дати складно, так як місцеве регулювання напруги в вузлах електроенергетичних систем є одночасно централізованим для споживачів електроенергії, які отримують живлення з цього вузла.

Місцеве регулювання напруги можна поділити на групове і індивідуальне. Групове регулювання виконується одночасно для групи споживачів, індивідуальне

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						99
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

регулювання - для одного конкретного, як правило, особливого споживача. Централізоване регулювання напруги в залежності від характеру графіків навантажень можна умовно розбити на три типи: стабілізація напруги; двоступінчасте регулювання; зустрічне регулювання напруги. Стабілізація напруги застосовується для споживачів з практично незмінним навантаженням, де необхідний рівень напруги необхідно підтримувати незмінним протягом доби. Графік навантаження таких підприємств показаний на рис. 3.3, а.

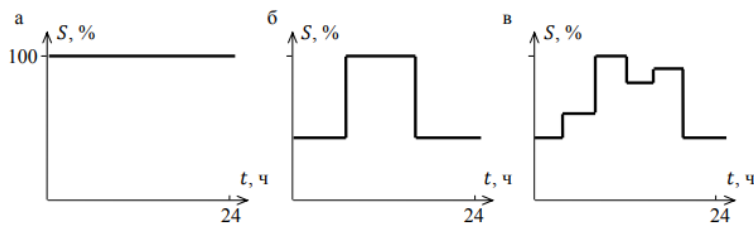


Рис. 3.3. Графік навантаження споживачів: а - незмінний; б – двохступінчастий; в – багатоступінчастий.

Двоступінчасте регулювання застосовують для навантажень, графік яких має два явно виражених рівня (рис. 3.3, б). При цьому підтримуються два необхідних рівня напруги відповідно до графіка навантажень. Зазвичай необхідний рівень напруги в режимі максимальних навантажень вище, ніж в режимі мінімальних навантажень.

Зустрічне регулювання напруги застосовується для споживачів з змінним, багатоступінчастим графіком навантажень (рис. 3.3, в) і є розвитком двоступінчастого. Для кожного значення навантаження в системі електропостачання споживача матимуть місце свої значення втрат напруги. Для підтримки необхідних рівнів напруг на шини споживача напругу слід регулювати відповідно до графіка навантажень.

Зустрічне регулювання полягає в підтримуванні підвищеної напруги на шинах електростанцій або понижуючих підстанцій в період найбільших навантажень і в зниженні його до номінального в період найменших навантажень. Таким чином, напруга на затискачах споживачів як віддалених від живильної підстанції, так і прилеглих вводиться в допустимі межі. При такому регулюванні в

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						100
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

режимах максимальних і мінімальних навантажень відповідно підвищується і знижується і тому називається зустрічним.

Практично, без спеціальних регулюючих пристроїв, допустимий режим напруг може бути забезпечений лише в умовах, коли сумарні втрати напруги в електричній мережі відносно невеликі. Такі умови мають місце в електричних мережах невеликої довжини з малим числом проміжних трансформацій.

Сучасні вітчизняні електричні системи характеризуються багатоступінчастою трансформацією і все більшою довжиною ліній різних напруг. Сумарна величина втрат напруги на шляху передачі електроенергії від її джерел до приймачів виходить вельми великою. При зміні значень навантажень від найменших до найбільших сумарні втрати напруги також змінюються. В результаті на затискачах електроприймачів має місце зміна напруги в досить значних межах, істотно перевищуючих допустимі. У цих умовах не можна забезпечити необхідну якість напруги без застосування спеціальних регулюючих пристроїв.

Завданням регулювання напруги є навмисна зміна режиму напружень в окремих пунктах мережі за задалегідь заданими законами. Більш надійним і економічним є автоматичне регулювання напруги. Закони регулювання напруги повинні встановлюватися з умов забезпечення найбільш економічної співпраці джерел реактивної потужності, електричних мереж і приєднаних до них електроприймачів. Вибір вихідних положень для регулювання напруги багато в чому залежить від місцевих умов, типу мережі, складу електроприймачів і т. п.

Засобами регулювання напруги можуть служити: генератори на електростанціях, трансформатори з пристроями регулювання напруги під навантаженням (РПН) і без навантаження (ПБЗ); вольтодобавочні трансформатори і лінійні регулятори; компенсуючі пристрої, що виробляють (батареї конденсаторів, синхронні компенсатори в перезбудженому режимі) і

споживають (реактори, синхронні компенсатори в недозбудженому режимі) реактивну потужність. Крім того, регулювання напруги може здійснюватися

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						101
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

зміною конфігурації мережі. Деяку участь в регулюванні напруги приймають і навантаження, що знижують споживання активної і особливо реактивної потужності при зниженні напруги на їх шинах (регулюючий ефект навантаження).

Засоби регулювання напруги можна розглянути на прикладі розподільної мережі, приєднаної до шин центру живлення (ЦЖ). Відхилення напруги у електроприймачів залежить від багатьох чинників: режиму напружень в ЦЖ, втрат напруги в елементах мережі, за якими здійснюється електропостачання даних електроприймачів від ЦЖ, наявності в цій мережі додаткових регулюючих пристроїв.

Можуть бути використані наступні

способи регулювання напруги:

а) зміна режиму напруг або регулювання напруги на шинах ЦЖ;

б) зміна значень втрат напруги в окремих елементах мережі (Лініях, трансформаторах) або на декількох ділянках мережі одночасно;

в) зміна коефіцієнтів трансформації нерегульованих і регульованих під навантаженням трансформаторів та автотрансформаторів, лінійних регуляторів (ЛР), включених на ділянці мережі ЦЖ - електроприймач. При цьому змінюються величини відповідних добавок напруги.

3.3.2. Вплив відхилень напруги на роботу електроприймачів і енергосистем

Кожен приймач електроенергії має найкращі техніко-економічні показники при певній оптимальній нарузі на його затискачах. Відхилення напруги від оптимального призводить до зміни техніко-економічних показників приймачів електричної енергії. При зміні напруги змінюються також показники самої мережі - в основному за рахунок зміни втрат потужності і енергії. Таким чином, відхилення

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						102
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

напруги в окремих точках мережі впливають на всю систему електропостачання промислового підприємства.

Розглянемо приклади впливу відхилень напруги в системі електропостачання на роботу окремих приймачів електричної енергії і на протікання технологічних процесів.

В даний час найбільш поширеними приймачами електричної енергії є асинхронні двигуни, які використовуються для приводу найрізноманітніших механізмів. При відхиленні напруги мережі від номінального активна потужність на валу асинхронного двигуна залишається майже незмінною, проте змінюються втрати активної потужності в ньому, що може викликати перевитрату електричної енергії. Реактивна потужність двигуна при цьому істотно змінюється, в середньому підвищення напруги на 1% призводить до зростання споживання реактивної потужності на 5%. При зниженні напруги на шинах завантажених асинхронних двигунів знижується їх термін служби.

Частота обертання асинхронних двигунів змінюється в залежності від підведеної напруги. У ряді випадків зміни напруги навіть в допустимих межах (-5 ... + 10)% можуть істотно вплинути на продуктивність технологічного устаткування.

Відхилення напруги істотно впливає на роботу освітлювальних установок. Від підведеної напруги залежать світловий потік, освітленість, термін служби, споживана потужність і ККД освітлювальних приймачів електричної енергії. Так, наприклад, для ламп розжарювання підвищення напруги тільки на 1% понад номінальний викликає збільшення споживаної потужності приблизно на 1,5%, світлового потоку - на 3,7%, скорочення терміну служби ламп розжарювання - на 14%. Збільшення напруги на 3% скорочує термін служби ламп розжарювання на 30%, а підвищення напруги на 5% призводить до скорочення терміну служби ламп в 2 рази. Термін служби люмінесцентних ламп при підвищенні напруги на 10% скорочується на 20-30%. Зниження напруги нижче номінального збільшує термін служби ламп розжарювання, зменшує потужність, споживану лампою. Однак в лампі зменшуються струм і світловий потік, що негативно відбивається на

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						103
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

освітленості. При зниженні напруги на 20% і більше у газорозрядних ламп, в тому числі і люмінесцентних, запалювання стає неможливим.

Вельми чутливий до відхилень і коливань напруги живильної мережі вентильний електропривод. Зміна напруги змінного струму викликає зміну випрямленої напруги, що призводить до зміни частоти обертання двигунів. Для стабілізації напруги передбачається установка додаткових регулюючих пристроїв.

При відхиленні напруги від номінальних значень погіршується робота енергетичного обладнання електроенергетичних систем.

При зниженні напруги в мережі збільшуються втрати потужності і, як наслідок, падає продуктивність двигунів власних потреб, що може привести до зниження вироблення електроенергії.

При підвищенні напруги зростає швидкість старіння ізоляції електрообладнання, що може бути причиною аварійних ситуацій. При зростанні напруги збільшуються втрати в сталі силових трансформаторів, що веде до підвищення температури сталі. При підвищенні напруги збільшується генерація реактивної потужності повітряними лініями електропередачі і батареями статичних конденсаторів, що може привести до великих підйомів напруг в мережі і небезпеки пробою ізоляції електрообладнання.

Коефіцієнт потужності при зменшенні напруги зазвичай збільшується відповідно до збільшення активної і зменшенням реактивної складових струму статора, ковзання зростає, коефіцієнт корисної дії дещо падає, перевантажувальна здатність двигуна зменшується.

При відхиленні напруги від номінального значення споживачі електроенергії і електричні мережі працюють в гірших умовах порівняно з режимом номінальних напруг.

При підвищенні напруги:

- виникає небезпека перегріву статорів асинхронних двигунів;

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						104
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

- зменшується термін служби ламп розжарювання (в 5 раз при збільшенні напруги на 10%);

- збільшується струм холостого ходу трансформаторів, що призводить до перегріву сердечників трансформаторів;

- збільшується споживання реактивної потужності вентильними перетворювачами (на 1 ... 1,5% при підвищенні напруги на 1%).

При зниженні напруги:

- зменшуються обертові моменти асинхронних;

- можливий перегрів роторів асинхронних двигунів, зменшення їх пускових і перекидних моментів, що може спричинити за собою порушення технологічного процесу електроприймачів;

- зменшується світловий потік ламп розжарювання (на 30% при зниженні напруги на 10%);

Таблиця 3.2. Значення основних параметрів АД при відхиленні напруги

Параметри	Значення параметрів АД при відхиленнях напруги	
	0,9	1,1
Пусковий і номінальний момент	0,81	1,21
Синхронна частота обертання	1	1
Асинхронна частота обертання при номінальному навантаженні	0,985	1,01
Струм при номінальному навантаженні	1,11	0,93
Пусковий струм	0,9	1,1
Збільшення температури при номінальному навантаженні	1,07	0,96
Ковзання	1,01	0,99
ККД при номінальному навантаженні	0,98	1,01
cos φ при номінальному навантаженні	1,01	0,97

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						105
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

3.4. Коливання напруги

Коливання напруги відповідно до ГОСТ 13109-97 характеризуються двома показниками якості електроенергії: розмахом зміни напруги і дозою флікера.

3.4.1. Розмах зміни напруги

Розмах зміни напруги (δU_t) - це величина, що дорівнює різниці значень U_i і U_{i+1} наступних один за одним екстремумів або екстремуму і горизонтальної ділянки, яка огинає середньоквадратичні значення напруги основної частоти, визначені на кожному напівперіоді в процентах від номінальної напруги:

$$\delta U_t = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{U_{\text{НОМ}}} * 100\% \quad (3.7)$$

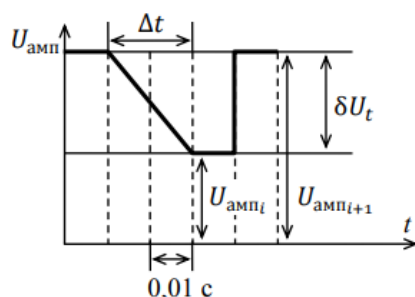


Рис. 3.4. Визначення розмаху напруги і інтервалів між ними

Допускається визначати розмах зміни напруги при коефіцієнті спотворення синусоїдальності не більше 5% за формулою:

$$\delta U_t = \frac{|U_{\text{амп } i} - U_{\text{амп } i+1}|}{\sqrt{2} * U_{\text{НОМ}}} * 100\% \quad (3.8)$$

де $U_{\text{амп } i}$ і $U_{\text{амп } i+1}$ - значення наступних один за одним екстремумів або екстремуму по горизонталі огинають амплітудних значень напруги основної частоти (рис. 3.4), Δt - інтервал між розмахами напруги.

Сумарне максимально допустиме значення розмаху зміни напруги і усталеного відхилення напруги в точках приєднання до мережі 0,38 кВ ($\delta U_y + \delta U_t$) має становити в нормальних режимах не більше 10% від номінальної напруги.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						106
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Коливання і інші швидкі зміни напруги призводять до помітного і неприємного для очей людини зміни освітленості, створюваної електричними лампами. Зміна світлового потоку ламп $\delta\Phi_t$ пропорційна розмаху зміни напруги і частоті зміни напруги.

З ростом частоти коливань напруги збільшується подразнююча дія миготіння світла на око і відповідно зменшується допустимий нормативний розмах зміни напруги. Така закономірність триває до деякої критичної частоти ($\sim 17,5$ Гц). При подальшому підвищенні частоти відбувається злиття миготінь світла, і, починаючи з частоти 25 ... 30 Гц, очі перестають сприймати коливання світла і допустимий розмах збільшується. Крім того, при великій частоті проявляється теплова інерція нитки напруження, що призводить до зменшення коливань освітленості.

У разі однакових періодичних коливань напруги з частотою F нормативні вимоги зводяться до обмеження розмаху напруги:

$$\delta U_t \leq \delta U_{t \text{ доп}} \quad (3.9)$$

де $\delta U_{t \text{ доп}}$ - нормоване максимально допустиме значення розмаху напруги при частоті F . Значення $\delta U_{t \text{ доп}}$ наведені на рис. 3.5 (криві 1, 2, 3).

Нерідко розмах напруги і частота не залишаються незмінними протягом заданого часу T , причому склад розмахів може бути досить складним. У таких випадках дійсні коливання замінюють еквівалентними періодичними з використанням коефіцієнта приведення g_f або використовують іншу умову допустимості коливань напруги:

$$\sum_{i=1}^n \Delta t_{di} \leq T \quad (3.10)$$

де Δt_{di} - мінімально допустимий інтервал часу між розмахами амплітуди δU_{di} , який визначається по нижній шкалі рис. 3.2; T - заданий час спостереження, с; n - число розмахів за час T .

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						107
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

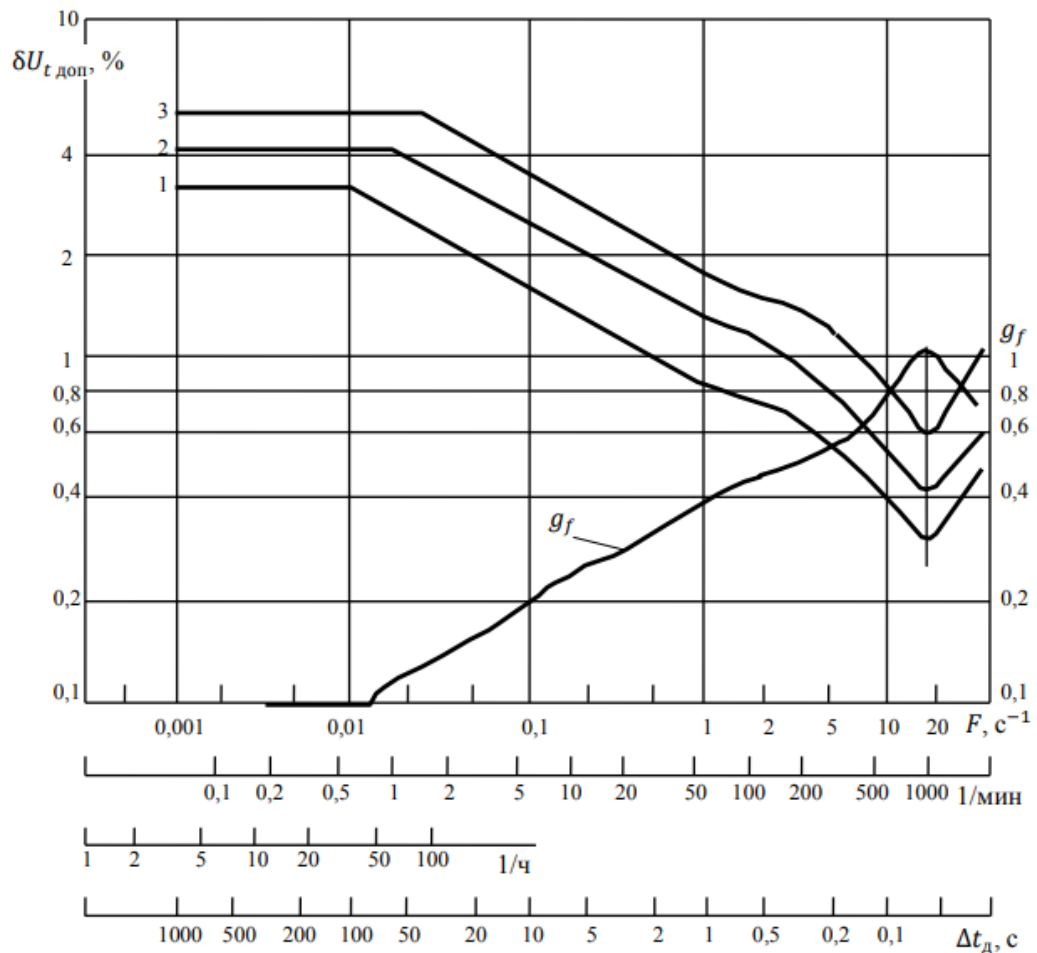


Рис. 3.5. Залежність допустимого відносного розмаху зміни напруги від частоти зміни напруги.

1 - на входах освітлювальних установок з лампами розжарювання в приміщеннях, де потрібна значна зорова напруга, в точках електричних мереж, до яких приєднуються споживачі з такими установками; 2 - на входах освітлювальних установок з лампами розжарювання в інших приміщеннях, в тому числі в житлових будинках і в точках електричних мереж, до яких приєднують споживачів з такими установками; 3 - на входах освітлювальних установок з люмінесцентними лампами та інших електроприймачів і в точках електричних мереж, до яких приєднують споживачів з такими установками і приймачами; F - частота зміни напруги; $\Delta t_{д}$ - інтервал часу між розмахами; g_f - коефіцієнт приведення дійсних розмахів зміни напруги до еквівалентним

3.4.2. Доза флікера

Доза флікера (P_f) є новим параметром якості електроенергії, який характеризує коливання напруги. Флікер - це суб'єктивне сприйняття людиною коливань світлового потоку штучних джерел освітлення, викликаних коливаннями напруги в електричній мережі. Доза флікера визначає міру сприйнятливості людини до впливу флікера за певний проміжок часу і є інтегральною характеристикою коливань напруги.

Дозу флікера вимірюють спеціальним приладом - флікерметром, а при його відсутності дозу коливань напруги визначають за кривими, показаними на рис. 3.5, в залежності від розмаху і частоти зміни напруги.

3.5. Несинусоїдальність напруги

Несинусоїдальність напруги, згідно ГОСТ 13109-97, характеризується двома показниками: коефіцієнтом спотворення синусоїдальності напруги і коефіцієнтом n -ї гармонійної складової напруги.

3.5.1. Коефіцієнт n -ї гармонійної складової напруги

Коефіцієнт гармонійної складової n напруги $K_{U(n)}$ визначається як результат усереднення значень $K_{U(n)i}$ в вимірі і на інтервалі часу в 3 с. Число спостережень N має бути не менше 9:

$$K_{U(n)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (K_{U(n)i})^2}{N}} \quad (3.11)$$

де $K_{U(n)i}$ знаходиться за результатами виміру і у відсотках за формулою

$$K_{U(n)i} = \frac{U_{(n)i}}{U_{(1)i}} * 100\% \quad (3.12)$$

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						109
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

У вираженні (3.12) $K_{U(n)i}$ - діюче значення гармонійної складової n напруги. Вимірювання коефіцієнта гармонічної складової n проводиться для фазних або міжфазних напруг.

Якість електроенергії за коефіцієнтом гармонійної складової n відповідає ГОСТам, якщо максимальне з усіх вимірних усереднених значень $K_{U(n)i}$ не перевищує гранично допустимих значень, а усереднене значення $K_{U(n)}$, з імовірністю 95%, нормально допустимих значень (табл. 3.3).

Таблиця 3.3. Нормально допустимі значення коефіцієнта n -ї гармонічної складової, %

n	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$			
	0,38	6-20	35	110
Непарні гармоніки, не кратні 3				
5	6,0	4,0	3,0	1,5
7	5,0	3,0	2,5	1,0
11	3,5	2,0	2,0	1,0
13	3,0	2,0	1,5	0,7
17	2,0	1,5	1,0	0,5
19	1,5	1,0	1,0	0,4
23	1,5	1,0	1,0	0,4
25	1,5	1,0	1,0	0,4
>25	$0,2+0,3\cdot 25/n$	$0,2+0,3\cdot 25/n$	$0,2+0,3\cdot 25/n$	$0,2+0,3\cdot 25/n$
Непарні гармоніки, кратні 3				
3	5,0	3,0	3,0	1,5
9	1,5	1,0	1,0	0,4
15	0,3	0,3	0,3	0,2
21	0,2	0,2	0,2	0,2
>21	0,2	0,2	0,2	0,2
Парні гармоніки				
2	2,0	1,5	1,0	0,5
4	1,0	0,7	0,5	0,3
6	0,5	0,3	0,3	0,2
8	0,5	0,3	0,3	0,2
10	0,5	0,3	0,3	0,2
12	0,2	0,2	0,2	0,2
>12	0,2	0,2	0,2	0,2

Гранично допустимі значення коефіцієнта гармонічної складової n напруги визначається по співвідношенню

$$K_{U(n)\text{пред}} = 1,5 * K_{U(n)\text{норм}} \quad (3.13)$$

3.5.2. Коефіцієнт спотворення синусоїдальності напруги

Коефіцієнт спотворення синусоїдальності напруги K_U обчислюється як результат усереднення значень коефіцієнта K_{Ui} в вимірі i на інтервалі часу в 3 с. Число вимірів N при цьому має бути не менше 9

$$K_U = \frac{1}{N} * \sum_{i=1}^N K_{Ui} \quad (3.14)$$

Значення коефіцієнта спотворення синусоїдальності в кожному вимірі i обчислюється у відсотках за формулою

$$K_{Ui} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)i}^2}}{U_{\text{ном}}} * 100\% \quad (3.15)$$

де n - порядковий номер гармонійної складової напруги; $U_{(n)i}$ - діюче значення напруги гармоніки n в вимірі i .

Якщо діюче значення гармонійної складової менше 0,1% від номінальної напруги $U_{\text{ном}}$, то така гармоніка не враховується при визначенні K_{Ui} .

Якість електричної енергії по коефіцієнту спотворення синусоїдальності напруги вважається відповідним вимогам ГОСТів, якщо максимальне з усіх виміряних протягом 24 год і усереднених за кожні 3с значень коефіцієнта K_{Ui} не перевищує гранично допустимого значення, а значення усередненого з імовірністю 95% не перевищує нормально допустимого значення.

Нормально і гранично допустимі значення коефіцієнта спотворення синусоїдальності напруги наведені в табл. 3.4.

Таблиця 3.4. Значення коефіцієнта спотворення синусоїдальності напруги, %

Нормально допустимі				Гранично допустимі			
$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$				$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$			
0,38	6–20	35	110–330	0,38	6–20	35	110–330
8,0	5,0	4,0	2,0	12,0	8,0	6,0	3,0

3.6. Несиметрія напруг

Несиметрія напруг, згідно ГОСТ 13109-97, характеризується двома показниками: коефіцієнтом несиметрії напруг по зворотній послідовності (K_{2U}); коефіцієнтом несиметрії напруг за нульовою послідовністю. (K_{0U}).

3.6.1. Коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю

Коефіцієнтом несиметрії напруг за зворотною послідовністю називається величина, що дорівнює відношенню напруги зворотної послідовності до номінальної напруги.

Значення коефіцієнта несиметрії напруг за зворотною послідовністю K_{2U} обчислюється як результат усереднення N спостережень K_{2Ui} (число спостережень має бути не менше 9) на інтервалі часу, що дорівнює 3 с, за формулою:

$$K_{2U} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{2Ui}^2}{N}} \quad (3.16)$$

Значення коефіцієнта несиметрії напруг за зворотною послідовністю K_{2Ui} в кожному i -му спостереженні визначається у відсотках:

$$K_{2Ui} = \frac{U_{2(1)i}}{U_{1(1)i}} \quad (3.17)$$

де $U_{2(1)i}$ - діюче значення напруги зворотної послідовності основної частоти трифазної системи напруги i -му спостереженні; $U_{1(1)i}$ - діюче значення напруги прямої послідовності основної частоти трифазної системи напруг в i -му спостереженні В, кВ.

При визначенні K_{2Ui} допускається обчислювати $U_{2(1)i}$ за наближеною формулою:

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						112
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

$$U_{2(1)i} = 0,62(U_{нб(1)i} - U_{нм(1)i}) \quad (3.18)$$

де $U_{нб(1)i}$, $U_{нм(1)i}$ - найбільше і найменше значення, що діють з трьох міжфазних напруг основної частоти в спостереженні I, В, кВ.

Якщо коефіцієнт несинусоїдальності (3.14) не перевищує 5%, то замість діючих значень напруги основної частоти допускається використання діючих значень напруг з урахуванням всіх гармонійних складових.

Нормально і гранично допустимі значення коефіцієнта несиметрії напруг за зворотною послідовністю в точках приєднання до електричних мереж рівні відповідно 2 і 4%.

Якість електричної енергії за коефіцієнтом зворотної послідовності вважають відповідним вимогам ГОСТ 13109-97, якщо максимальне з усіх вимірених і усереднених за кожні 3 с протягом 24 год значень коефіцієнтів несиметрії напруг за зворотною послідовністю не перевищує гранично допустимого значення, а значення усередненого коефіцієнта несиметрії напруг за зворотною послідовністю з імовірністю 95% не перевищує нормально допустимого значення.

Зворотної складова напруги виникає в мережах з істотно несиметричними навантаженнями, наприклад при живленні від мережі великих однофазних або двофазних електроприймачів. Складова зворотної послідовності напруги наводить в роторах машин змінного струму додаткові струми подвійної частоти. Ці струми приводять до додаткових втрат в обмотках роторів машин, їх перегріву і скорочення терміну служби. Крім того, виникають гальмівні обертаючі моменти, що позначається на роботі механізмів, що приводяться в дію машинами змінного струму.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						113
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

3.6.2. Коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю

Коефіцієнтом несиметрії напруг за нульовою послідовністю називається величина, що дорівнює відношенню напруги нульової послідовності до номінальної фазної напруги.

Значення коефіцієнта несиметрії за нульовою послідовністю K_{0U} обчислюється як результат усереднення N спостережень K_{0Ui} (Число спостережень N має бути не менше 9) на інтервалі часу, що дорівнює 3 с, за формулою

$$U_{0U} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{0Ui}^2}{N}} \quad (3.19)$$

Значення коефіцієнта несиметрії напруг за нульовою послідовністю K_{0Ui} кожному i -му спостереженні визначається у відсотках:

$$K_{0Ui} = \frac{U_{0(1)i}}{U_{\text{ном.ф}}} * 100\% \quad (3.20)$$

де $U_{0(1)i}$ - діюче значення напруги нульової послідовності основної частоти трифазної системи напруг в спостереженні i , $U_{\text{ном.ф}}$ - номінальне значення фазної напруги, В (кВ).

При симетрії міжфазних напруг допускається обчислювати $U_{0(1)i}$ за наближеною формулою

$$U_{0(1)i} = 0,62(U_{\text{нб.ф(1)i}} - U_{\text{нм.ф(1)i}}) \quad (3.21)$$

де $U_{\text{нб.ф(1)i}}$, $U_{\text{нм.ф(1)i}}$ - найбільше і найменше з трьох діючих значень фазних напруг основної частоти в i -му спостереженні, В (кВ).

Якщо коефіцієнт несинусоїдальності (3.14) не перевищує 5%, то замість діючих значень напруги основної частоти допускається використання діючих значень напруг з урахуванням всіх гармонійних складових.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						114
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Нормально і гранично допустимі значення коефіцієнта несиметрії напруг за нульовою послідовністю в точках приєднання до чотирьох провідних електричних мереж з номінальною напругою 0,38 кВ дорівнюють відповідно 2,0 і 4,0%.

Якість електричної енергії за коефіцієнтом нульової послідовності вважають відповідним вимогам ГОСТ 13109-97, якщо максимальне з усіх вимірених і усереднених за кожні 3 с протягом 24 год значень коефіцієнтів несиметрії напруг за нульовою послідовністю не перевищує гранично допустимого значення, а значення усередненого коефіцієнта несиметрії напруг за нульовою послідовністю з імовірністю 95% не перевищує нормально допустимого значення.

Напруга нульової послідовності виникає в мережах низьких напруг з нейтральним провідником при істотно несиметричних навантаженнях, а також в мережах напругою до 35 кВ з незаземленою нейтраллю (або заземленою через заземлюючий реактор) при замиканнях на землю. Струм в нейтральному провіднику, рівний триразовому току нульової послідовності, істотно збільшує навантаження нульового проводу і призводить до підвищених втрат потужності в мережі і значних знижень напруги.

3.6.3. Робота двигунів при несиметрії напруг

Можлива несиметрія напруги в трифазній мережі передбачається діючими електротехнічними нормами, допускають асиметрії напруги до 5% (асиметрія напруг оцінюється відношенням напруги зворотної послідовності до напруги прямої послідовності).

Не приймаючи до уваги насичення двигуна, під час розгляду роботи трифазного двигуна при несиметричній системі напруг, що підводиться до його затискачів, використовуємо метод симетричних складових. Оскільки нульова точка з'єднаних в зірку обмоток асинхронного двигуна зазвичай ізольована, складова нульової послідовності в токах не виникає, і на затисках двигуна діють (відповідно до теорії симетричних складових) незалежно одна від одної системи напруг прямої та зворотної послідовностей. В окремих випадках, коли в системі

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						115
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

первинних напруг діє також система нульової послідовності, по обмотках статора двигуна можуть проходити однофазні струми нульової послідовності. Струми нульової послідовності можуть з'явитися в обмотках двигуна, з'єднаних в трикутник, під час роботи від несиметричною системи напруги внаслідок нерівності опору обмоток, як із-за неоднакового насичення шляхів потоків розсіяння в різних фазах (призводить до зміни x_1 і x_2), так із-за неоднакового нагрівання обмоток (призводить до зміни). Але, оскільки струми нульової послідовності не створюють магнітного поля і обертового моменту, при аналізі роботи двигуна їх можна не брати до уваги. Іншими словами, і в цих випадках можна вважати, що в системі первинних напруг, підведених до двигуна, нульова послідовність як би відсутня.

Систему напруг прямої послідовності можна розглядати як ту, яка передбачалася прикладеної до двигуна в умовах його живлення від мережі з симетричною напругою. Теорія робочого процесу двигуна в цьому випадку досить докладно розглянута в попередніх розділах. Переносячи положення цієї теорії на випадок, який розглядається, можна сказати, що система напруг прямої послідовності викликає в обмотках статора і ротора струми прямої послідовності, в свою чергу, утворюють намагнічуючі сили відповідно статора F_{11} і ротора F_{21} (додатковий індекс, що стоїть другим, - це номер послідовності) і поле Φ , що обертається, в напрямку якого рухається ротор.

За аналогією система напруг зворотної послідовності, прикладена до обмоток статора, викликає в них струми статора зворотній послідовності, що створюють намагнічуючу силу зворотної послідовності, що обертається з тією ж швидкістю, що і н. с. прямої послідовності F_{11} , але в зворотну сторону, так як струми мають зворотну чергування фаз. Поле, викликане н. с. зворотній послідовності, індукуює в роторі струми зворотної послідовності, що створюють силу, що намагнічує зворотній послідовності ротора F_{22} . В результаті спільної дії н. с. F_{12} і F_{22} утворюється загальне магнітне поле зворотній послідовності Φ_2 , що йде в бік, протилежний руху ротора з синхронної швидкістю.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						116
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Погіршення роботи двигуна при несиметричній напрузі мережі пов'язано з тим, що значення моменту двигуна, що розвивається, а отже, і потужності, по суті визначається тільки складовою струму прямої послідовності, а нагрів двигуна залежить від значення струму, включаючи також складову зворотній послідовності. Тому при несиметричному напрузі нагрів двигуна виявиться вище, ніж при тому ж навантаженні і живленні його від мережі з симетричною напругою.

Результуючі струми в фазах статора, рівні геометричній сумі струмів прямої і зворотної послідовностей, не однакові за значенням, збільшуються в одних і зменшуються в інших фазах в порівнянні з симетричним режимом при тому ж навантаженні. При такому струморозподілі тривалу допустиму потужність можна встановити на основі наступних міркувань. При номінальному струмі в найбільш навантаженій фазі статора, що складається з струмів обох послідовностей, значення електричних втрат в обмотці статора буде в цілому менше, ніж при роботі двигуна в номінальних умовах, коли номінальний струм проходить у всіх трьох фазах. При меншому значенні електричних втрат зменшиться віддача тепла, що йде від всіх фаз статора на сталь, і, припускаючи достатній ступінь тепловирівнювання, можна вважати, що температура сталі статора буде менше тієї, яка спостерігається при роботі двигуна в номінальному режимі.

Отже, для найбільш навантаженої фази можна збільшити перепад температури між міддю (проводом) і сталлю в порівнянні з симетричним режимом. Це дозволяє встановити значення струму найбільш навантаженої фази вище номінального, щоб температура обмотки (міді) найбільш навантаженої фази при несиметрії виявилася рівною температурі обмотки (міді) в симетричних умовах при номінальному навантаженні.

Як показали розрахунки, проведені для двигунів серії А, тривала допустима потужність для двигунів до 7 кВт (обмотка одношарова) типу А при $a = 5\%$ знижується в порівнянні з номінальною на 10-15%, при $a = 10\%$ - на 25-45 %, а для двигунів типу АТ відповідно на 10-20 і 30-50%. Для двигунів потужністю від 10 кВт і вище з двошаровими обмотками допустима потужність вище, ніж для

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						117
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

двигунів з одношаровими обмотками, відповідно на 5% при $a = 5\%$ і на 10% при $a = 10\%$.

При коефіцієнті несиметрії напруг $a = 1-2\%$ тривала допустима потужність нижче номінальної на 3-4%; в експлуатації за рахунок теплового запасу в двигунах серії А цього зниження можна не робити.

Асинхронний двигун, що працює в мережі з несиметричним напругою, як вхолосту, так і під навантаженням створює врівноважуючий ефект, тобто прагне зменшити несиметрію напруг. Це пояснюється тим, що струми зворотної послідовності двигуна частково компенсують в лінії струми зворотної послідовності навантаження. Врівноважує ефект тим сильніше, чим менше результуючий опір зворотної послідовності двигуна.

3.7. Провал напруги

Провал напруги - це раптове зниження напруги в точці електричної мережі нижче $0,9U_{ном}$, за яким напруга відновлюється до початкового або близького до нього рівня через проміжок часу від десяти мілісекунд до декількох десятків секунд.

Провал напруги характеризується показником - тривалістю провалу напруги (Δt_n), а також глибиною (ΔU_n) і частотою появи провалів напруги (рис. 3.6.).

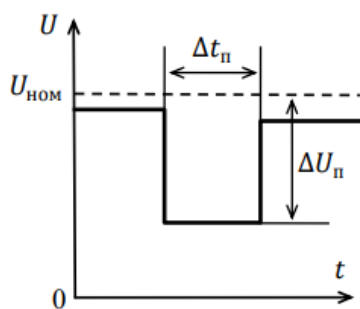


Рис. 3.6. Показники провалу напруги

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						118
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Тривалість провалу напруги – це інтервал часу між початковим моментом провалу напруги і моментом відновлення напруги до початкового або близького до нього рівня.

Глибина провалу напруги дорівнює різниці між номінальним значенням напруги і мінімальним середньоквадратичним значенням напруги протягом провалу напруги.

Частота появи провалів напруги - це кількість провалів напруги певної глибини і тривалості за певний проміжок часу. Тривалість провалу напруги, який автоматично усувається, в будь-якій точці приєднання до електричних мереж, згідно з ГОСТ 13109-97, напругою до 110 кВ включно не повинна перевищувати гранично допустимого значення, рівного 30 с.

Склад сукупності провалів може представлятися інтенсивністю провалів певного характеру M :

$$M = \frac{m(\delta U_{\text{п}}, \Delta t_{\text{п}})}{t} \quad (3.22)$$

де $m(\delta U_{\text{п}}, \Delta t_{\text{п}})$ - число провалів із заданою відносною глибиною $\delta U_{\text{п}}$ і тривалістю $\Delta t_{\text{п}}$, m - загальне число провалів за заданий інтервал часу.

Основними причинами виникнення провалів напруги є короткі замикання в мережі, що призводять до відключення елементів мережі, які потім можуть знову автоматично включитися. Напруга відновлюється або після відключення к. з., або після автоматичного відновлення живлення пристроями АПВ або АВР.

3.8. Імпульс напруги

Імпульс напруги - це різка зміна напруги в точці електричної мережі, за яким слід відновлення напруги до початкового або близького до нього рівня за проміжок часу до декількох мілісекунд.

Імпульс напруги характеризується показником імпульсної напруги ($U_{\text{імп}}$), а також амплітудою ($\Delta U_{\text{імп}}$), тривалістю імпульсу ($\Delta t_{\text{імп}}$) і

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						119
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

тривалістю імпульсу на рівні 0,5 його амплітуди ($\Delta t_{\text{имп } 0,5}$, рис. 3.7.).

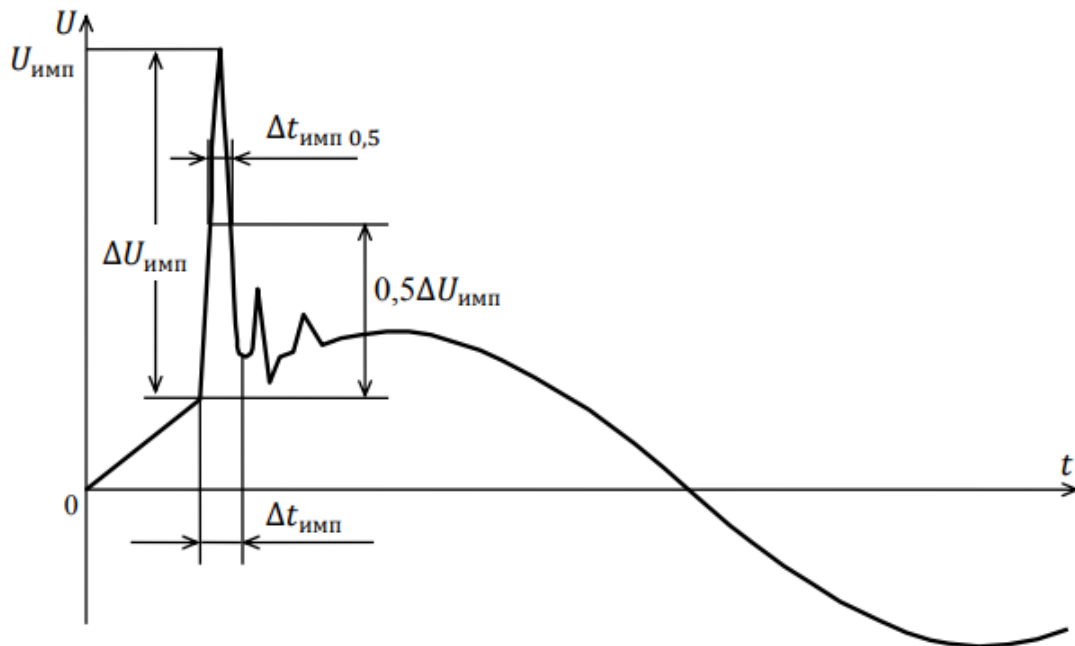


Рис. 3.7. Визначення імпульсу напруги

Імпульсна напруга - це максимальне миттєве значення напруги, яке дорівнює загальній кількості миттєвого значення напруги в мережі в момент початку імпульсу і амплітуди імпульсу. Амплітуда імпульсу - це максимальне миттєве значення імпульсу напруги.

Тривалість імпульсу дорівнює інтервалу часу між початковим моментом імпульсу і моментом відновлення миттєвого значення напруги до початкового або близького до нього рівня.

Тривалість імпульсу на рівні 0,5 його амплітуди дорівнює інтервалу часу між перетином кривої імпульсу з горизонтальним рівнем на половині амплітуди.

Імпульси напруги виникають найчастіше в результаті комутаційних перехідних процесів в електричній мережі, а також внаслідок роботи ланцюгів імпульсного управління напівпровідникових перетворювачів.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						120
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Імпульси напруги призводять до порушення роботи радіоелектронних пристроїв, в тому числі ЕОМ і напівпровідникових пристроїв з імпульсним керуванням.

Норми ГОСТів на імпульсні напруги поки не встановлені.

3.9. Тимчасові перенапруження

Тимчасове перенапруження - це підвищення напруги в точці електричної мережі тривалістю більше 10 мс, що виникає в системах електропостачання при комутаціях або коротких замиканнях.

Коефіцієнт тимчасової перенапруги ($K_{\text{пер } U}$) дорівнює відношенню максимального значення обвідної амплітудних значень ($U_{\text{амп max}}$) за час існування тимчасової перенапруги до амплітуди номінальної напруги мережі ($U_{\text{амп ном}}$). Вимірювання коефіцієнта тимчасової перенапруги проводиться в відносних одиницях за формулою

$$K_{\text{пер } U} = U_{\text{амп max}} / U_{\text{амп ном}} \quad (3.23)$$

Тривалість короткочасної перенапруги ($\Delta t_{\text{пер}}$) визначається інтервалом часу між початковим моментом виникнення короткочасної перенапруги і моментом її зникнення.

Норми на коефіцієнт короткочасної перенапруги поки не встановлені.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						121
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

3.10. Аналіз напруги і частоти на роботу асинхронного двигуна 4АЗМ-1600/6000

Дослідимо вплив відхилень напруги і частоти на роботу асинхронного двигуна 4АЗМ-1600/6000, який використовується у власних потребах електростанцій (наприклад, на ТЕЦ-5 для привода мережевого насоса №1,2,4,5,6).

Частота обертання ротора двигуна від напруги описується виразом:

$$n = n_c * (1 - k_3 * \left(\frac{U_{ном}^2}{U^2}\right) * S_{ном}) \quad (3.24)$$

де

n_c - синхронна частота обертання, для даного двигуна складає 3000 об/хв

$S_{ном}$ - номінальне значення ковзання, дорівнює 0,9%

$U_{ном}$ - номінальна напруга двигуна, 6000 В.

У таблиці 3.5 наведені результати розрахунків частоти обертання ротора двигуна 4АЗМ-1600/6000 при змінах напруги $\pm 10\%$ від номінального значення.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						122
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.5. Частота обертання ротора 4А3М-1600/6000 при відхиленнях напруги

Відхилення напруги δU , %	U, В	Частота обертання ротора n, об/хв
-10	5400	2966
-7,5	5550	2968
-5	5700	2970
-2,5	5850	2971
-1	5940	2972
0	6000	2973
1	6060	2973
2,5	6150	2974
5	6300	2975
7,5	6450	2976
10	6600	2977

У разі роботи асинхронних двигунів з повним навантаженням, зниження напруги веде до зменшення частоти обертання. Продуктивність механізмів власних потреб при зниженні напруги зменшується. При значному зниженні напруги на виводах двигуна може відбутися його зупинка, пов'язана з тим, що момент опору може перевищити обертовий момент.

Позитивні ж відхилення напруги тягнуть за собою збільшення частоти обертання ротора двигуна (рис. 3.8) і збільшення споживання реактивної потужності.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						123
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

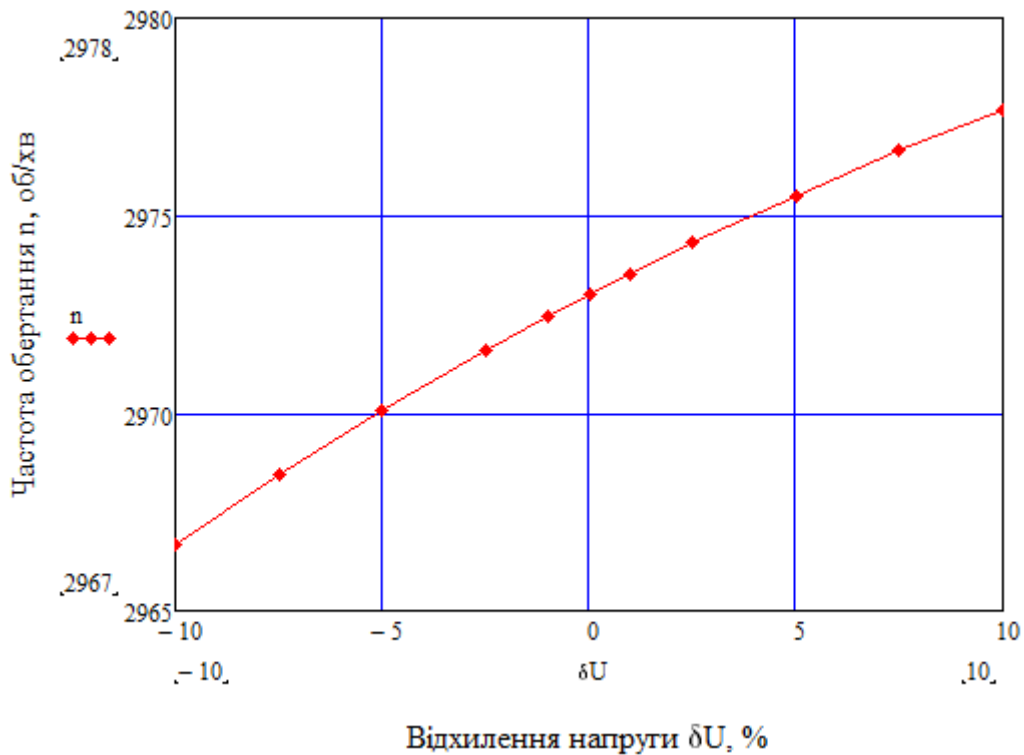


Рис. 3.8. Динаміка зміни частоти обертання ротора асинхронного двигуна

Синхронна частота обертання магнітного поля статора виражається за формулою:

$$n_c = \frac{60 \cdot f}{p} \quad (3.25)$$

де

$$f = 50 \text{ Гц}$$

p – число пар полюсів асинхронного двигуна 4А3М-1600/6000

У таблиці 3.6 наведені результати розрахунків частоти обертання ротора двигуна 4А3М-1600/6000 при змінах частоти $\pm 4\%$ від номінального значення.

Таблиця 3.6. Частота обертання ротора 4А3М-1600/6000 при відхиленнях частоти

Відхилення частоти $\delta f, \%$	$f, \text{Гц}$	Частота обертання ротора $n, \text{об/хв}$
-4	48	2854
-3	48,5	2883
-2	49	2913
-1	49,5	2943
0	50	2973
1	50,5	3002
2	51	3032
3	51,5	3062
4	52	3091

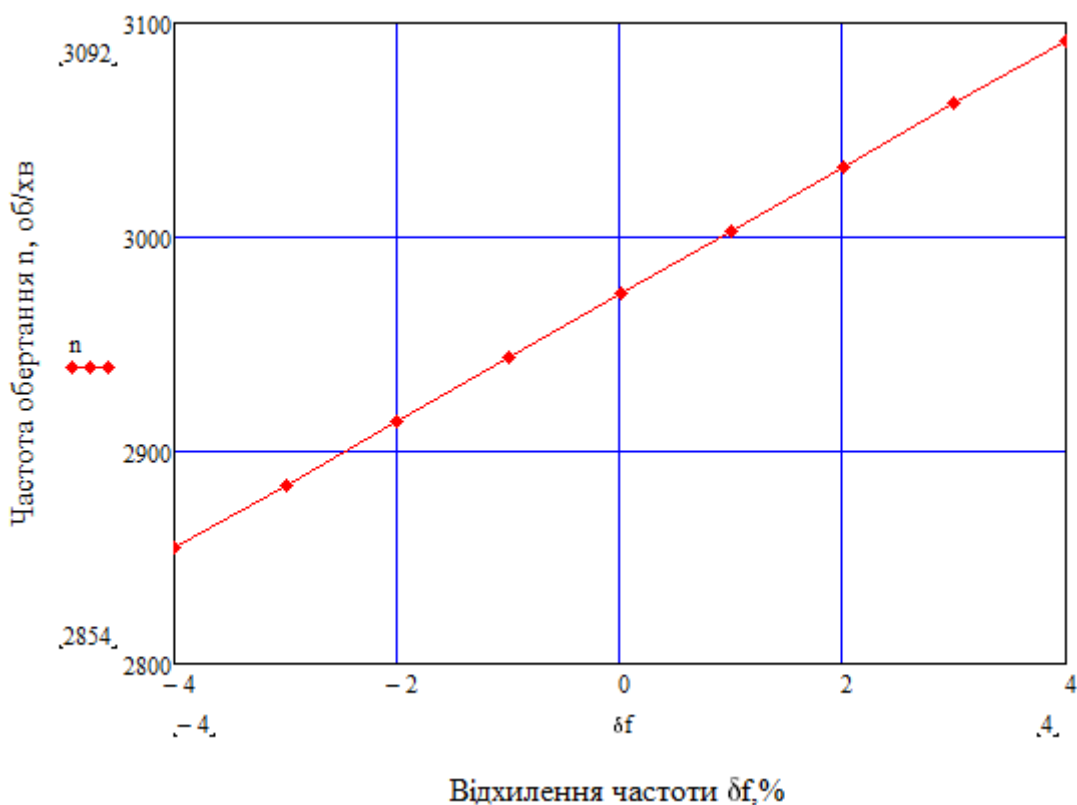


Рис. 3.9. Динаміка зміни частоти обертання ротора асинхронного двигуна

З таблиці 3.6. і рис. 3.9 видно, що зміна відхилення ротора прямо пропорційна відхиленню частоти в мережі.

При тривалих відхиленнях напруги прискорений знос ізоляції двигуна може призвести до зменшення його терміну служби. Більшою мірою небезпечна тривала робота двигуна при зниженій напрузі, так як в цьому випадку, при тому ж споживанні потужності збільшується струм двигуна, що викликає постійний перегрів ізоляції.

Термін служби двигуна можна визначити за виразом

$$T = \frac{T_{ном}}{R} \quad (3.26)$$

де $T_{ном}$ = 15 років – номінальний термін служби двигуна

R - коефіцієнт, що залежить від значення відхилення напруги, а також від коефіцієнта завантаження двигуна, для негативних відхилень дорівнює:

$$R = (47\delta U^2 - 7,55\delta U + 1)k_3^2 \quad (3.27)$$

де $-0,2 < \delta U < 0$ – відхилення напруги

Відносне відхилення номінального терміну служби від його значення при негативному відхиленні напруги можна розрахувати за виразом:

$$\delta T = \frac{T_{ном} - T_i}{T_{ном}} 100 \quad (3.28)$$

де T_i - термін служби двигуна при i -му відхиленні напруги.

У таблиці 3 наведені результати розрахунків терміну служби двигуна 4А3М-1600/6000 при негативних відхиленнях напруги

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						126
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.7. Зменшення терміну служби двигуна 4А3М-1600/6000 при негативних відхиленнях напруги

Відхилення напруги δU , %	R	Термін служби T, років	Відхилення терміну служби відносно номінального δT , %
0	1	15	0
-1	1,08	13,886	7,425
-2,5	1,218	12,314	17,907
-5	1,495	10,033	33,11
-7,5	1,831	8,194	45,374
-10	2,225	6,742	55,056

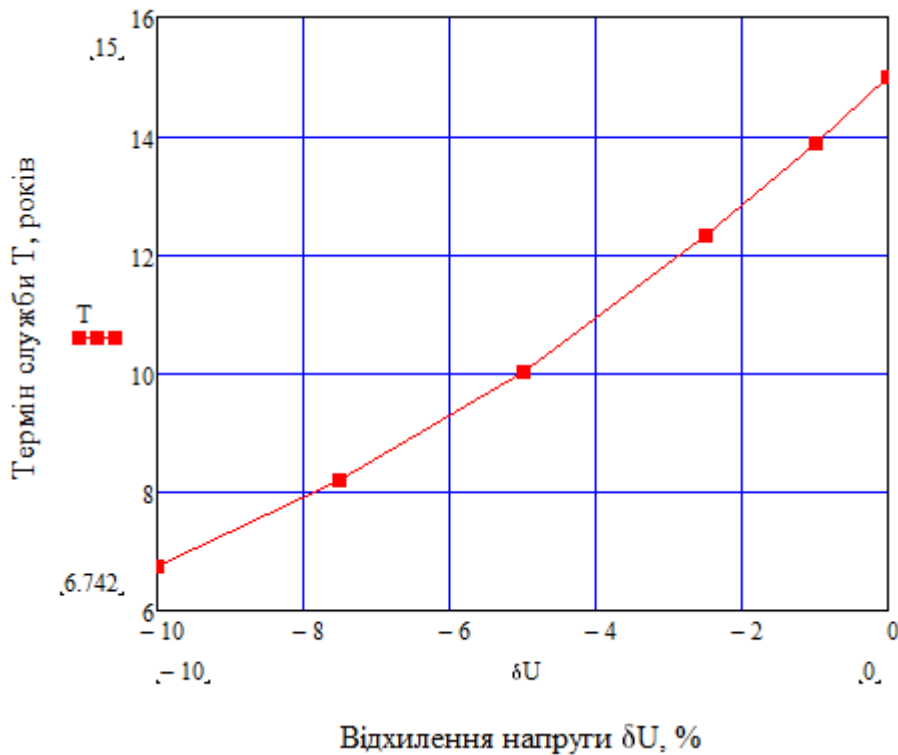


Рис. 3.10 Динаміка зміни терміну служби двигуна 4А3М-1600/6000

Виходячи з даних отриманих в ході розрахунків за виразами, можна сказати, що в середньому на один відсоток відхилення напруги доводиться сім відсотків

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						127
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

зменшення терміну служби двигуна 4А3М-1600/6000. Таким чином, відхилення напруги від нормативних негативно впливає на роботу асинхронних двигунів, аж до скорочення терміну його служби, негативне відхилення напруги в 10% знижує термін служби двигуна на 55,056% від номінального.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						128
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Висновки:

У даному розділі я розглянув основні показники якості електроенергії та вплив відхилень якості на роботу основного електрообладнання теплоелектроцентралі. Також було досліджено вплив відхилень частоти і напруги на швидкість обертання ротора і термін служби двигуна 4А3М-1600/6000, який використовується на ТЕЦ-5. В результаті розрахунків виявилось, що при зменшенні частоти мережі нижче номінальної або напруги нижче номінальної частота обертання ротора двигуна зменшується, також при зменшенні напруги термін служби двигуна значно зменшується, так як збільшується струм статора. Можна зробити висновок, що підтримання якості електроенергії є досить важливим завданням енергетики не тільки для нормальної роботи промислових споживачів, але й для нормальної роботи власних потреб станції.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						129
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.

В бакалаврському проекті було розраховане наступне:

1. Було вибрано головну схему електричних з'єднань. Було вибрано найекономічнішу схему згідно техніко-економічного розрахунку. Ми вибрали електричне обладнання, а саме: генератори, трансформатори зв'язку, трансформатори блоку, трансформатори власних потреб, автотрансформатори.

2. В другому розділі порахували струми кз за допомогою метода розрахункових кривих. Згідно розрахунків було вибрано комутаційне обладнання таке як: вимикачі, роз'єднувачі, вимірювальні трансформатори струму та напруги.

3. В третьому, спеціальному, розділі було проаналізовано вплив якості електроенергії на головне електричне обладнання власних потреб теплоелектроцентралі, а також важливість підтримання нормальної якості. Розрахували вплив зміни якості на роботу асинхронного двигуна 4А3М-1600/6000. Зменшення напруги призводить до збільшення струму статора, що зменшує термін служби двигуна. При зменшенні частоти мережі нижче номінальної або напруги нижче номінальної частота обертання ротора двигуна зменшується, при збільшенні цих параметрів частота обертання ротора навпаки збільшується.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Арк.
						130
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій: Навчальний посібник/ Укл.: Є.І. Бардик, П.Л. Денисюк, Ю.В. Безбереж'єв./ – К.: НТУУ «КПІ», 2011 – 105 с.
2. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій. Частина 2: Навчальний посібник/ Укл.: Є.І. Бардик, П.Л. Денисюк, Ю.В. Безбереж'єв./ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 82 с.
3. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій. Частина 3: Навчальний посібник/ Укл.: П.Л. Денисюк, Ю.В. Безбереж'єв, О.Г. Філатов./ – К.: НТУУ «КПІ», 2014 – 103 с.
4. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций. - М.: «Энергия», 1976. – 552 с.
5. Проектування електричних станцій, ч.1/ Методичні вказівки до виконання курсового проекту/ Укл.: П.Л. Денисюк./ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 73 с.
6. Проектування електричних станцій, ч.2/ Методичні вказівки до виконання курсового проекту/ Укл.: П.Л. Денисюк./ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 74 с.
7. Проектування електричних станцій, ч.3/ Методичні вказівки до виконання курсового проекту/ Укл.: П.Л. Денисюк, Г.М. Гаєвська./ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 61 с.
8. Основи проектування теплових та гідравлічних електростанцій: Методичні вказівки до виконання розрахунково-графічної роботи/ Укл.: П.Л. Денисюк, Є.І. Бардик, Р.В. Вожаков./ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 66 с.
9. Расчёт токов короткого замыкания в электрических системах/ Авт.: Ю.В. Коровин, Е.И. Пахомов, К.Е. Горшков./ – Ч.: ЮУГУ, 2011-114с.

					ДП 5114.6.050701.011 ПЗ	Лист
						131
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

10. Двоскин Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств- М.: «Энергия», 1976. – 224 с.

11. Двоскин Л.И. Схемы электрических соединений мощных тепловых электростанций.- М.: Госэнергоиздат, 1963. – 208 с.

12. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах- М.: «Энергия», 1970. – 519 с.

13. В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневський Власні потреби електричних станцій- Вінниця ВНТУ, 2008.- 102 с.

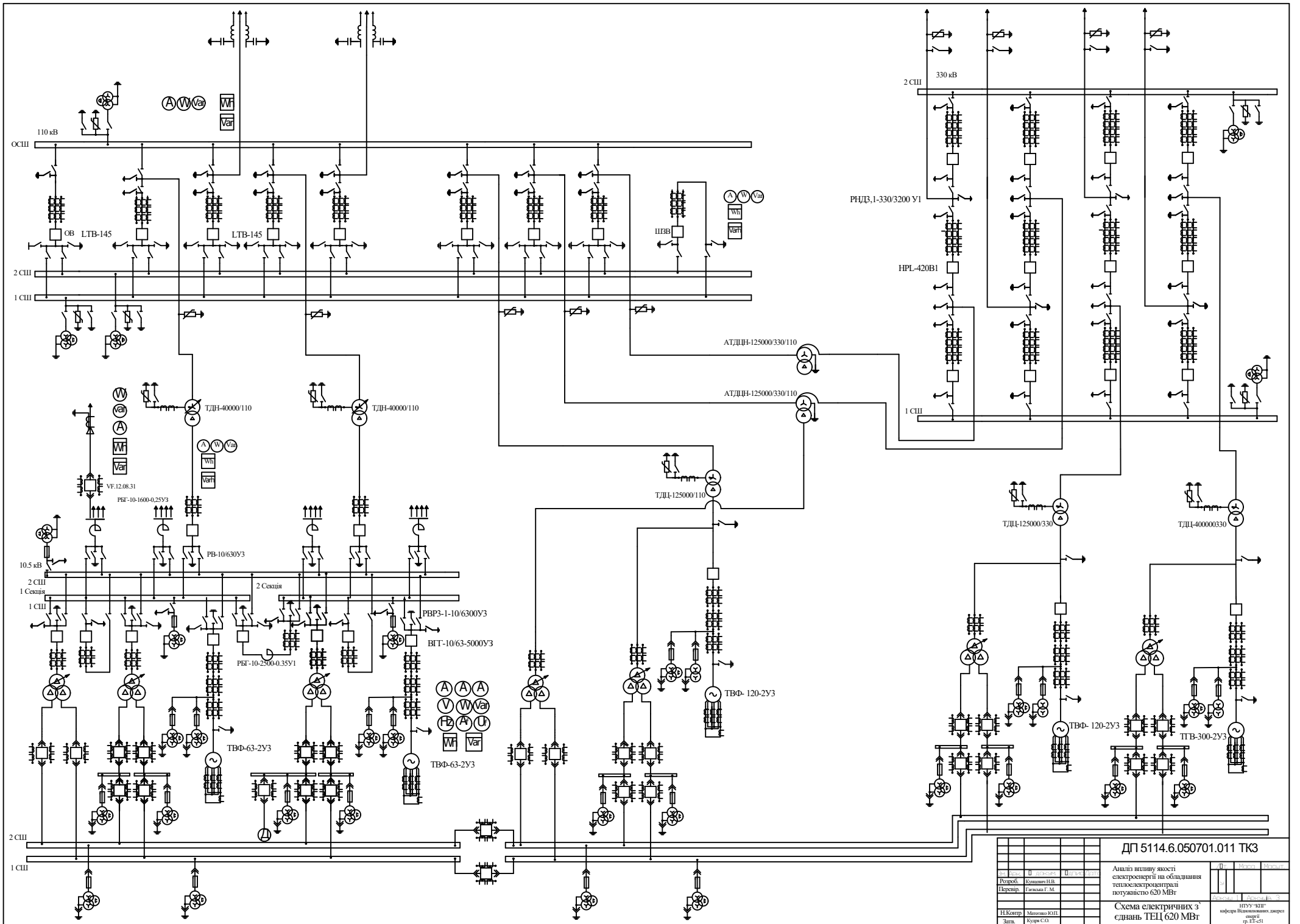
14. С.С. Ананичева, А.А. Алексеев, А.Л. Мызин Качество электроэнергии. Регулирование напряжения и частоты в энергосистемах, 3-е изд., испр. Екатеринбург: УрФУ. 2012. 93 с.

15. Влияние качества электроэнергии на работу электроприемников [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.ruselt.ru/information/vliyanie-kachestva-elektroenergii-na-rabotuelektropriemnikov/>

16. Методы оценки срока службы асинхронных электродвигателей [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://electroprivod.kpi.ua/RUS/17.pdf>

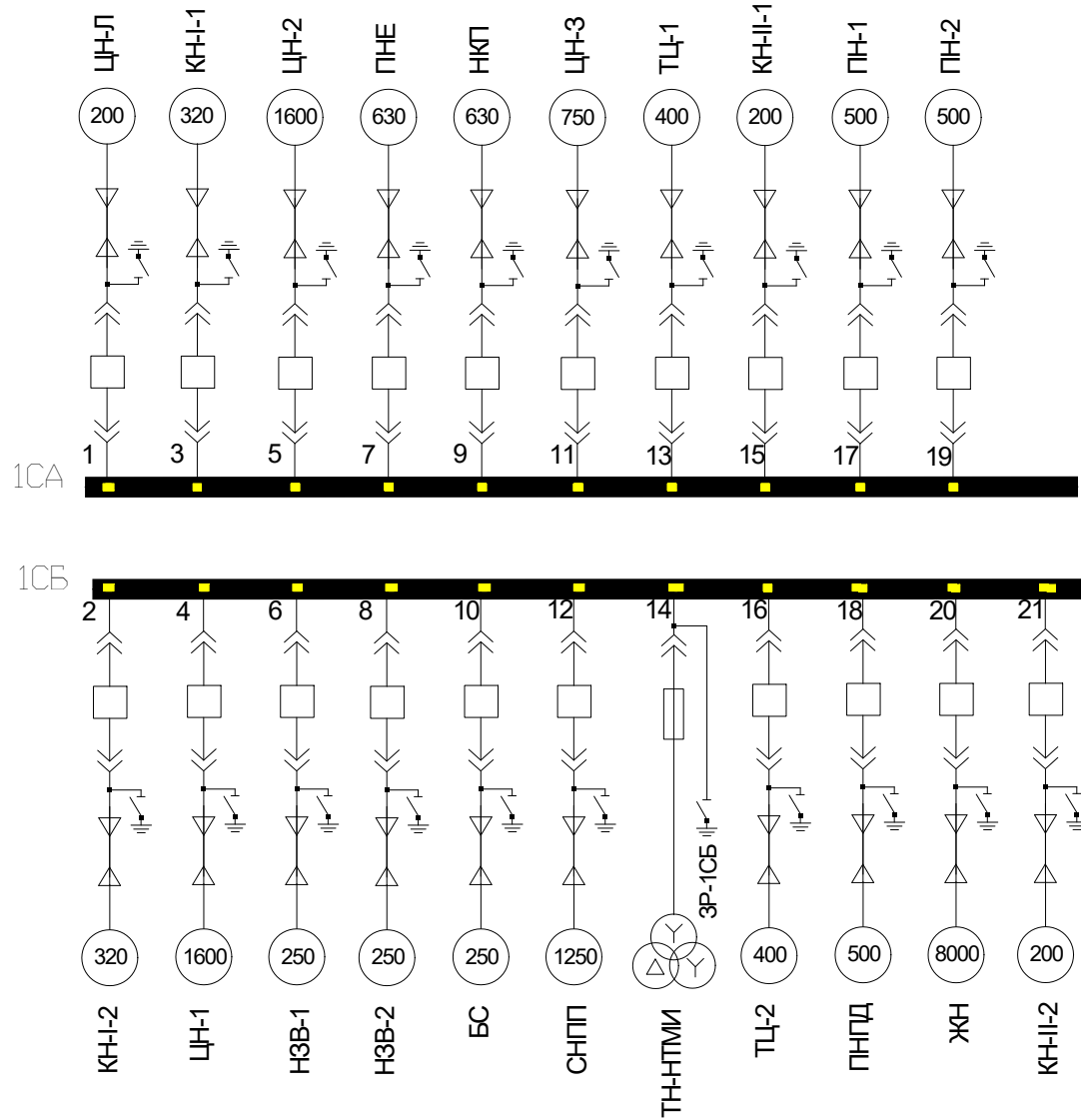
17. Основные причины отклонений и колебаний напряжения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://studopedia.ru/4_90798_osnovnie-prichiniotkloneniy-i-kolebaniy-napryazheniya.html

18. Влияние отклонений напряжения на работу электроприемников [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://electricalschool.info/main/elsnabg/1346-vlijanie-otklonenijj-naprjazhenijana.html>



ДП 5114.6.050701.011 ТКЗ		Аналіз впливу якості електроенергії на обладнання теплоелектроцентралі потужністю 620 МВт	
Розроб.	Бухарін І.В.	Перевір.	Голован Г.М.
І.Компр.	Малюшко В.І.	Зав.	Курч С.О.
Схема електричних з'єднань ТЕЦ 620 МВт		ІНУ «КІ» кафедра Високотехнологічних систем енергетики гр. ЕЕ-05	

Блок 300 МВт



				ДП 5114.6.050701.011 ТКЗ			
№	Дата	П	Л	В	В	В	В
Вироб.	Бухгалтер	НД	В	В	В	В	В
Центр	Технолог	Т.М.					
				Аналіз впливу якості електроенергії на обладнання теплоелектроцентралі потужністю 620 МВт			
				НТУУ "КІП"			
				Схема власних потреб блоку 300 МВт			
Іл. Коорд.	Митченко В.В.					кафедра Вдвозовознавчих джерел енергії гр. ЕТ-51	
Затв.	Хурма С.О.						

Зменшення терміну служби двигуна 4А3М-1600/6000 при від'ємному зменшенні напруги

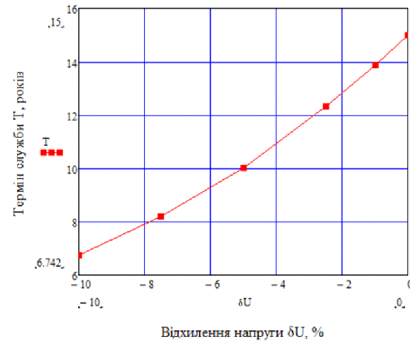
Відхилення напруги, %	R	Термін служби, років	Відхилення терміну служби відносно номінального, %
0	1	15	0
-1	1,08	13,886	7,425
-2,5	1,218	12,314	17,907
-5	1,495	10,033	33,11
-7,5	1,831	8,194	45,374
-10	2,225	6,742	55,056

Частота обертання ротора 4А3М-1600/6000 при відхиленнях частоти

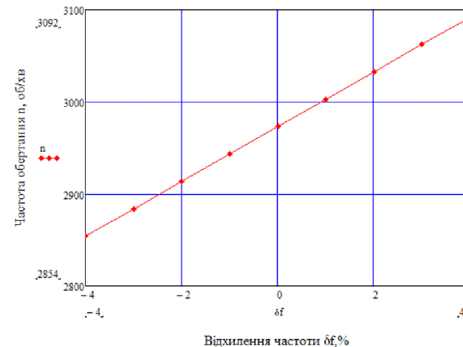
Відхилення частоти, %	f, Гц	Частота обертання ротора, об/хв
-4	48.0	2854
-3	48.5	2883
-2	49.0	2913
-1	49.5	2943
0	50.0	2973
1	50.5	3002
2	51.0	3032
3	51.5	3062
4	52.0	3091

Частота обертання ротора 4А3М-1600/6000 при відхиленнях напруги

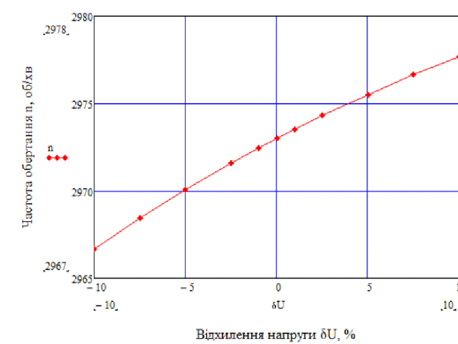
Відхилення напруги, %	Напруга, В	Частота обертання ротора, об/хв
-10	5400	2966
-7,5	5500	2968
-5	5700	2970
-2,5	5850	2971
-1	5940	2972
0	6000	2973
1	6060	2973
2,5	6150	2974
5	6300	2975
7,5	6450	2976
10	6000	2977



Динаміка зміни терміну служби двигуна 4А3М-1600/6000



Динаміка зміни частоти обертання ротора асинхронного двигуна



Динаміка зміни частоти обертання ротора асинхронного двигуна

Тривала робота двигуна при зниженій напрузі є досить небезпечною, так як в цьому випадку, при тому ж споживанні потужності збільшується струм двигуна, що викликає постійний перегрів його частин.

$$T = T_{ном} \cdot R$$

де $T_{ном} = 15$ років
 $R = (47 \cdot \Delta U - 7.55 \cdot \Delta U^2 + 1) \cdot k_{k2}$
 ΔU - відхилення напруги

Частота обертання ротора двигуна від напруги описується виразом: $n = n_c \cdot (1 - k_3 \cdot (U_{ном} - 2U) / U_{ном}) \cdot S_{ном}$

n_c - синхронна частота обертання, для даного двигуна складає 3000 об/хв
 $k_{ном}$ - номінальні значення ковзання, дорівнює 0,9%
 $U_{ном}$ - номінальна напруга двигуна, 6000 В.

ДП 5114.6.050701.011 ТКЗ	
Аналіз впливу якості електроенергії на обладнання технологічного процесу потужністю 620 МВт	
Аналіз впливу зміни частоти і напруги на роботу 4А3М-1600/6000	
ІНСТРУКЦІЯ	
заводу «Білозерський апарат енергії» гр. ЕТ-03	

НОМ/R