

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: Дослідження способів автоматичного регулювання напруги
теплоелектроцентралі потужністю 720 МВт.

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕТ-51

Білянівський Артур Віталійович

(підпис)

Керівник доцент, к.т.н. Колесніченко А.Б.

(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 електроенерготехніки 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
Білянівському Артуру Віталійовичу

1. Тема проекту: Дослідження способів автоматичного регулювання напруги теплоелектроцентралі потужністю 720 МВт.

Керівник проекту доцент, к.т.н. Колесніченко А.Б.

затверджені наказом по університету від “__” _____ 2019 року №__

2. Строк подання студентом проекту 14 червня 2019 року.

3. Вихідні дані до проекту

1) Кількість генераторів та їх потужність – $2 \times 60 + 3 \times 100 + 1 \times 300$ МВт; 2) генераторна напруга – 10,5 кВ; 3) напруга видачі потужності в енергосистему – 110 кВ та 220 кВ; 4) потужність, що віддається в мережу 110 кВ – 87,4 МВт; 5) кількість відгалуджень від шин генераторної напруги – 26; 6) потужність, яка передається по розрахунковому відгалудженню від шин генераторної напруги – 6,04 МВт; 7) максимальна потужність графіка навантаження на напрузі 110 кВ – 110 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 ПЕОМ; вибрати комутаційні апарати, реактори та вимірювальні трансформатори за умовами нормального режиму та перевірити їх за результатами розрахунку струмів к.з.;

3) спеціальний розділ: дослідження способів автоматичного регулювання напруги.

5. Перелік графічного матеріалу 1-однолінійна головна схема електричних з'єднань електростанції; 2-схеми пристроїв регулювання напруги; 3-дослідження регулювання під напругою.

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	15.04.19р.	
2.	Вибір схем електричних з'єднань розподільчих пристроїв	20.04.19р.	
4.	Вибір трансформаторів та схеми електропостачання власних потреб	05.05.19р.	
5.	Розрахунок струмів к.з. на ПЕОМ та вибір електричних апаратів	14.05.19р.	
6.	Розрахунок струмів к.з. на ПЕОМ	21.05.19р.	
7.	Вибір електричних апаратів	26.05.19р.	
8.	Спеціальний розділ	29.05.19р.- 10.06.19р.	
9.	Представлення закінченої та оформленої роботи керівнику	14.06.19р.	

Студент

(підпис)

Білянівський А.В.

Керівник проекту

(підпис)

Колесніченко А.Б.

Пояснювальна записка до дипломного проекту

на тему: Дослідження способів автоматичного регулювання напруги
теплоелектроцентралі потужністю 720 МВт.

Київ – 2019 року

РЕФЕРАТ

Бакалаврський проект складається з пояснювальної записки на 122 листках та з технічного креслення на 3 листках.

В бакалаврському розраховується наступне 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 комп'ютерної програми «РАТОК».

В третьому, спеціальному, розділі пояснювальної записки до дипломного проекту проводився аналіз роботи пристроїв регулювання напруги.

В цьому розділі розглядались загальні відомості про регулювання напруги, регулювання напруги за допомогою силових трансформаторів та автотрансформаторів з пристроєм РПН, АПВ та системи автоматичного регулювання збудження синхронних генераторів.

Також був досліджений та проведений розрахунок регулювання одного зі станційних трансформаторів.

					ДП 6.050701.004.ПЗ	Арк.
						5
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

SUMMARY

Bachelor project consists of explanatory notes and 122 sheets of drawings
tekhnichnoho 3 leaves.

In the following bachelor proektyiozrahovuyetsya following:

1. Will the selected main circuit electrical connections.

2 is selected electrical equipment, generators, transformers, communication
transformers unit, transformers, circuit breakers, disconnectors and more.

3. In the second section, calculate short-circuit currents using the computer
program "RATOK."

4. In the third, special section of the explanatory note to the diploma project, an
analysis of the work of voltage regulation devices was conducted. In this section,
general information on voltage regulation, voltage regulation with the help of power
transformers and autotransformers with the device of the control line, the automatic
control of the excitation of synchronous generators was considered. Also, the
control of one of the station transformers was investigated and carried out.

					ДП 6.050701.004.ПЗ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Зміст

Вступ.....	10
Розділ 1. Вибір головної схеми електричних з'єднань станції.	12
1.1. Вибір структурних схем електричних станції	13
1.2. Вибір електрообладнання ТЕЦ.....	16
1.2.1 Вибір турбогенераторів	16
1.2.2 Вибір трансформаторів зв'язку	17
1.2.3 Вибір блочних трансформаторів	18
1.2.4 Вибір автотрансформаторів зв'язку 330/110кВ	19
1.2.5 Вибір блочного автотрансформатора	22
1.2.6 Вибір секційного реактору.....	23
1.3. Техніко-економічне порівняння варіантів.....	24
Висновки	29
Розділ 2. Розрахунок струмів КЗ на ПЕОМ та перевірка комутаційного обладнання	30
2.1.Розрахункова схема.....	31
2.2.Результати розрахунків струмів КЗ.....	31
2.3.Розрахунок струмів короткого замикання.....	43
2.3.1.Складання схеми заміщення і визначення опору системи	43
2.3.2.Розрахунок короткого замикання на ГРП-10.5	48
2.4.Вибір лінійного реактора.....	57
2.5.Вибір вимикача.....	60
2.6.Вибір шинних роз'єднувачів.....	61
2.7.Вибір кабелю	62
2.8.Вибір вимірювального трансформатора струму.....	63
2.9.Вибір вимірювальних трансформаторів напруги	66

					ДП 6.050701.004.ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Білянівський А.В.			Дослідження способів автоматичного регулювання напруги теплоелектроцентралі потужністю 720 МВт. Зміст	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Колесніченко А.Б.					8	122
						НТУУ «КПІ» кафедра Відновлюваних джерел енергії гр. ЕТ - 51		
Н. Контр.		Матесенко Ю.П.						
Затверд.		Кудря С.О.						

2.10.Вибір КРУ	68
2.11.Опис ВРП	69
2.12.Вибір і розрахунко гнучких шин	71
2.13.Розрахунок струму к.з. ВРП-110 кВ.....	72
2.14.Розрахунок однофазного струму к.з. ВРП-110 кВ.....	76
2.15.Вибір вимикача на ГРП	78
2.16.Вибір роз'єднувача на ГРП	82
2.17.Вибір вимикача на РП-110 кВ.....	83
2.18.Вибір роз'єднувача на РП-110 кВ	86
2.19.Вибір вимикача на РП-330 кВ.....	86
2.20.Вибір роз'єднувача на РП-330 кВ	89
Висновки	90

Розділ 3. Спеціальний розділ: аналіз роботи пристроїв регулювання напруги.....	91
3.1. Класифікація систем автоматичного управління (регулювання).....	92
3.2. Методи регулювання напруги.....	94
3.3. Ступінчате контактне регулювання напруги під навантаженням РПН.....	98
3.4. Автоматичне регулювання напруги.....	100
3.5. Тиристорне регулювання напруги.....	101
3.6. Тиристорне регулювання напруги трансформаторів.....	106
3.7. Плавне реакторне регулювання напруги трансформаторів.....	110
Висновки.....	120
Загальні висновки.....	121
Список літератури.....	122

ВСТУП

Електростанції - це підприємства або установки, призначені для виробництва електричної енергії.

Провідні ролі складають електричні підстанції - електроустановки, які призначені для перетворень і розподілу електричної та теплової енергії.

Головне завдання, що ставляється в енергетиці, полягає в перманентному збільшенні величин обсягів виробництва і споживання, у скороченні термінів будівництва нових вже створених та майбутніх енергетичних об'єктів, зменшенні величин капіталовкладень і питомих затрат, у покращенні структур виробництва електроенергії і сміжних до цих питань.

В рамках проекту ставилися завдання по проектуванню теплоелектроцентралі (ТЕЦ). Це процес складання технічного опису ще не існуючого об'єкта, призначеного для виробництва й видачі споживачам електричної енергії.

Початкова інформація для проектування електричної станції – завдання для проектування. Воно дає попередній опис об'єкту, складений в загальноповідомій формі, ти самим включаючи загальні та спеціальні відомості об'єкту (його призначення, умови для функціонування, вхідні початкові параметри і т.д.)

Конкретність проектування електричних станцій, як основних установок електроенергетичних систем (ЕЕС) проявляється на фінальному етапі проектування ЕЕС, в термін коли проходить уточнення і корегування схеми генерації потрібних енергетичних районів, і також проходить перевірка на технічну можливість виконання робіт. В цей етап також входить перевірка виконання планових рішень, визначення капіталовкладень і рентабельності. Технічні рішення та їх подальше виконання повинні

					ДП 6.050701.004 ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

відображати в комплексному вигляді тенденції до розвитку електричних та енергетичних комплексів.

Ціллю проектування станції являється:

- 1) створення та перевірка загальних та спеціальних умов виробництва і передачі електроенергії щодо графіка навантаження, який є попередньо відомим;
- 2) забезпечення високої надійності в роботі електричного обладнання;
- 3) виконання всіх умов, які стосуються якості електроенергії;
- 4) зменшення фінансових витрат на будівництво установок, зменшення щорічних витрат на їх експлуатацію.

Електричну та теплову енергію ТЕЦ отримує шляхом спалювання органічного палива в котлах, в яких утворюється пара або гріється мережна вода. Пара йде на турбіни, що виробляють електричну енергію. Частина пари, пройшовши ряд ступенів турбоагрегату, іде на виробничі потреби підключених споживачів або на нагрів мережної води. Мережна вода поступає в трубопроводи теплових мереж, звідки подається в опалювальні системи підприємств, організацій або житлових будинків.

Основне проектне паливо: вугілля та природний газ.

Так як станція знаходиться поблизу міста, то для охолодження використовують градирні – башти для охолодження води атмосферним повітрям.

					ДП 6.050701.004 ПЗ	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Вибір структурних схем електричної станції.

Техніко-економічне порівняння

1.1. Вибір структурних схем електричної станції

Електрична схема станції повинна задовольняти наступні вимоги:

- відповідність умовам роботи станції в енергосистемі, а також відповідність технологічній схемі;
- легкість експлуатації, а саме: простота і наочність схеми; мінімальна кількість переключень, пов'язаних зі зміною режиму; придатність електричного обладнання до ремонту без порушення режиму установки;
- легкість споруди електричної частини з урахуванням черговості введення в експлуатацію генераторів, трансформаторів і ліній;
- можливість автоматизації установки в економічно цілісному обсязі;
- достатня, економічно виправдана ступінь надійності.

На генераторній напрузі ТЕЦ широке поширення знайшли схеми з двома системами збірних шин і з секціонуванням робочих шин. Власні потреби і навантаження живляться від збірних шин окремими лініями. Кожне приєднання підключається до збірної шини через розв'язку двох шинних роз'єднувачів, що дозволяє здійснювати роботу як на одній, так і на іншій системі шин (один з шинних роз'єднувачів нормально відключений).

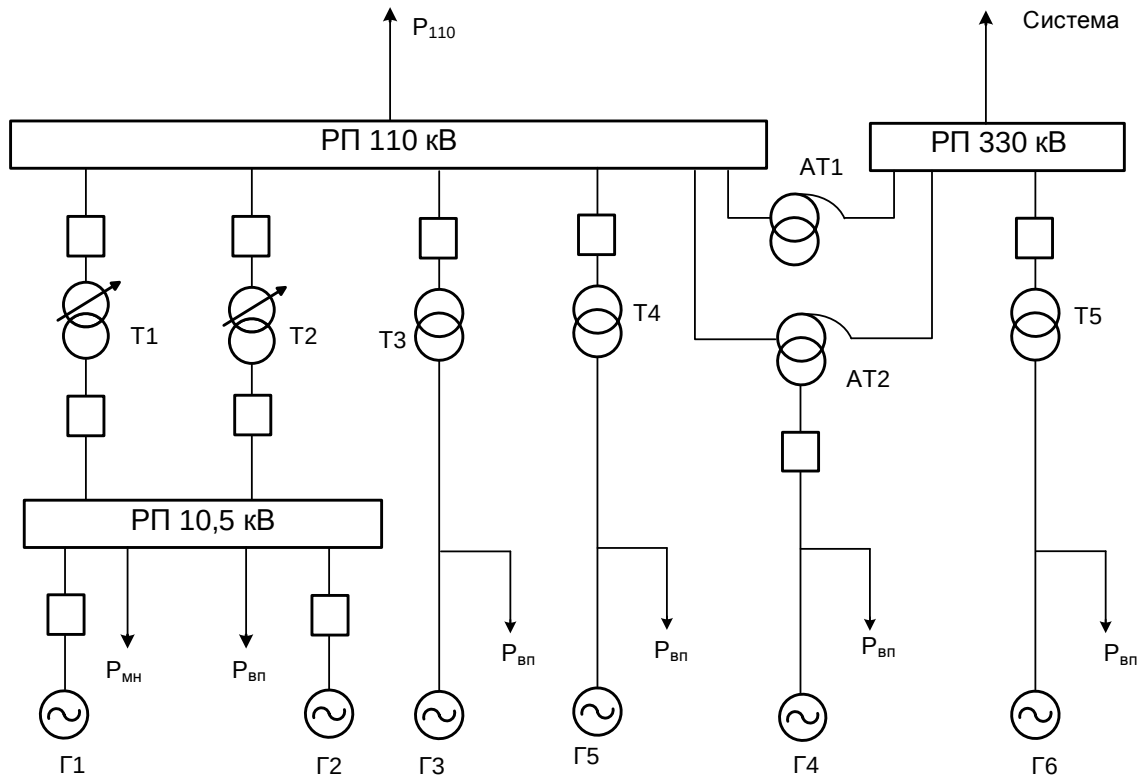
Перевагою схеми з двома системами збірних шин є можливість ремонту будь-якої системи шин без відключення споживачів і джерел. Іншою перевагою є те, що при к.з. на одній системі шин споживачі втрачають живлення тільки на час перемикання на резервну систему шин. Наявність шиноз'єднувальних вимикачів дозволяє виконувати всі необхідні перемикання з робочою системою шин на резервну. До того ж у цій схемі можна використовувати шиноз'єднувальний вимикач для заміни вимикача будь-якого приєднання.

Розглянута схема є гнучкою, перераховані її якості говорять про достатню надійності енергопостачання.

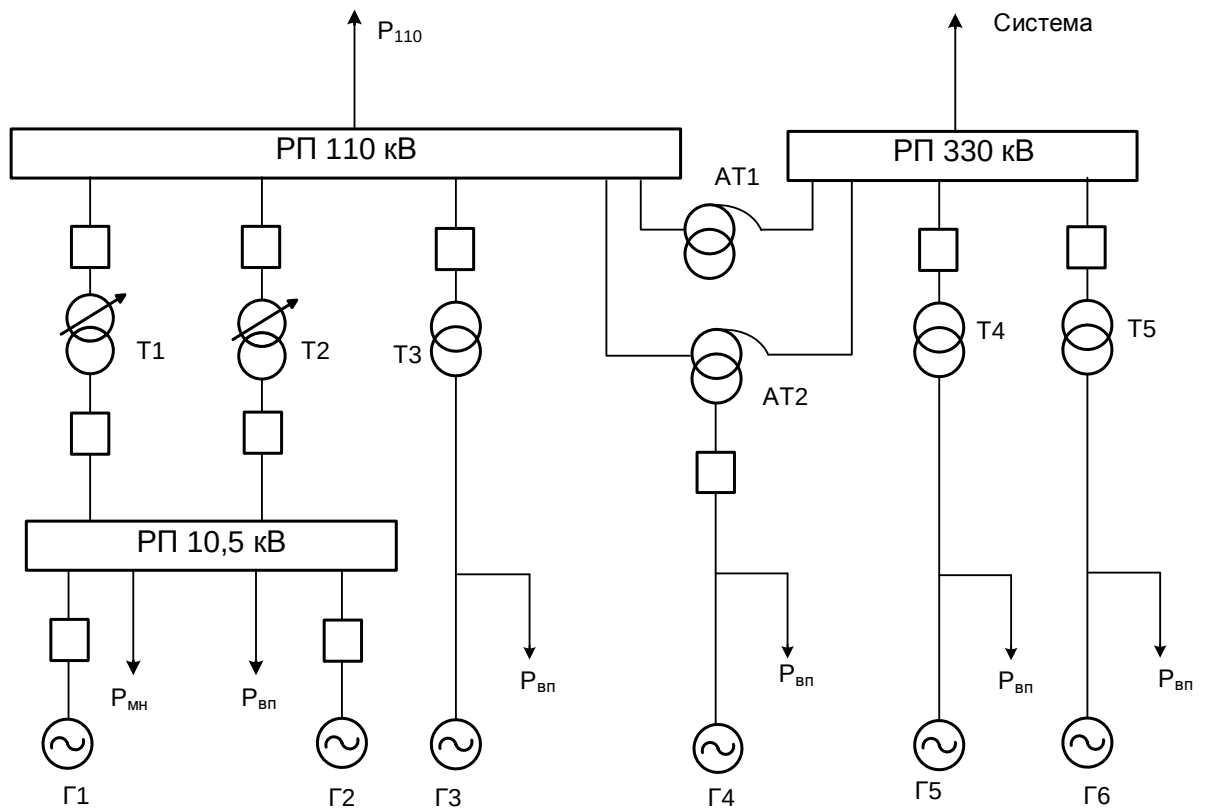
При заданому складі генеруючого обладнання можливі такі схеми електропостачання, де два або три генератори працюють на загальну систему шин. Складніші схеми для даного випадку неприйнятні, а вибрані варіанти економічно доцільні.

Структурні схеми обох варіантів дані на рис.1.1 , рис. 1.2 і рис. 1.3, де показані генератори Г, розподільні пристрої вищої напруги РП і нижчої ГРП, місцеве навантаження Рнн, трансформатори зв'язку Т1 і Т2, блокові трансформатори Т3,Т4 та Т5 ,а також автотрансформатори АТ1 і АТ2.

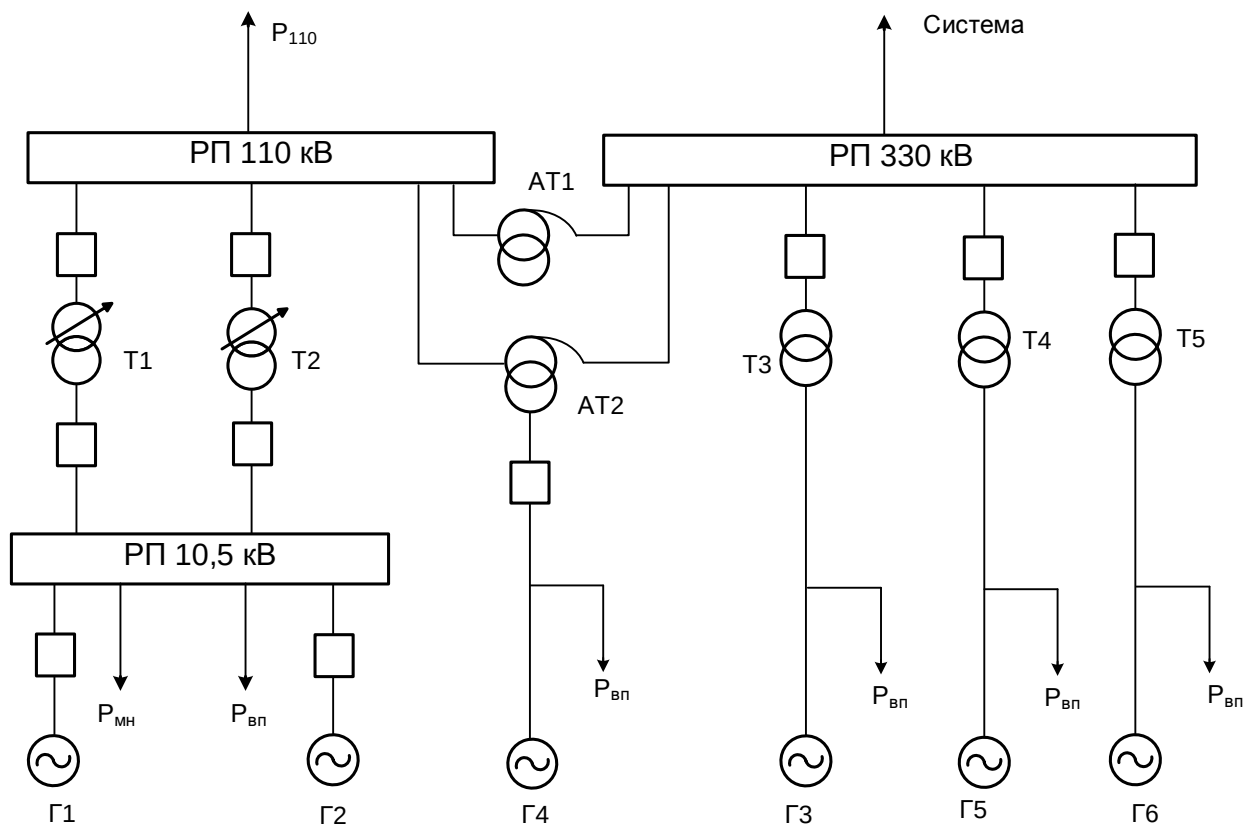
Варіант 1



Варіант 2



Варіант 3



1.2. Вибір основного обладнання станції

1.2.1 Вибір генераторів

Згідно з завданням номінальна напруга генераторів становить 10,5 кВ і 20 кВ, в сумі вони повинні видавати активну потужність 720 МВт. Тому вибираємо два генератора типу **ТВФ-63-2У3**, два генератора типу **ТВФ-120-2У3**, та два генератори **ТВФ-300-2У3** паспортні данні яких приведенні в Табл. 1[4]:

Таблиця 1

Номінальні характеристики генераторів ТВФ-63-2У3, ТВФ-120-2У3, ТГВ-300-2У3:

№	Назва параметру	ТВФ-63-2У3	ТВФ-120-2У3	ТГВ-300-2У3
1	Номінальна повна потужність $S_{ном}$, МВА	78,75	125	353
2	Номінальна активна потужність $P_{ном}$, МВт	63	100	300
3	Номінальна напруга $U_{ном}$, кВ	10,5	10,5	20
4	Номінальний струм $I_{ном}$, кА	4.33	6.875	10.2
5	Коефіцієнт потужності $\cos \varphi_{ном}$	0,8	0,8	0,85
6	Над перехідний опір X_d'' , %	0,153	0,192	0,195
7	Номінальна частота обертання $n_{ном}$, об/хв	3000	3000	3000

1.2.2. Вибір трансформаторів зв'язку

При виборі трансформаторів зв'язку потрібно врахувати, що потужність їх повинна бути достатньою для передачі в систему надлишкової потужності ТЕЦ при максимальному тепловому споживанні та мінімальному електричному навантаженні району, з іншого боку має бути забезпечення живлення району від системи при максимальному електричному навантаженні і мінімальному тепловому споживанні. Рекомендується для цього режиму враховувати вихід з роботи найбільш потужного генератора, підключеного до ГРУ. З причини частого реверсу потужності і різних вимог до регулювання напруги на шинах системи та генераторних шинах, трансформатори зв'язку повинні мати пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН). Виходячи з вимог надійності електропостачання місцевих споживачів на ТЕЦ передбачається два трансформатора зв'язку.

Навантаження власних потреб (ВП) приймаємо 10% від генерації (120 МВт).

Потужність, що передається через трансформатори: $\Delta P = P_{\Gamma} - P_{\text{ВП}} - P_{\text{нав}}$

Для трансформатора зв'язку визначаються наступні параметри приведені в Табл. 2:

Таблиця 2

Характеристики режимів трансформаторів зв'язку

№	Найменування величини	Одиниці вимірювань	Нормальний режим	Режим мінімального навантаження	Аварійний режим
1	Виробництво	МВт	120	120	60
2	Споживання на власні потреби	МВт	12	12	12
3	Міське навантаження	МВт	75.4	57.61	75.4
4	Перетік	МВт	32.6	50.89	-27.4

За найбільшим розрахунковим навантаженням визначаємо потужність кожного з двох трансформаторів:

$$S_{\text{розрах}} = \frac{P_{\text{макс.перет.}}}{2 \cdot \cos(\varphi_{\text{ном}})} = \frac{50.89}{2 \cdot 0.85} = 29.935 \text{ (МВА)}$$

В якості трансформаторів зв'язку вибираємо два трансформатори типу **ТДН-40000/110** (даємо заводу виробнику завдання на виготовлення трансформатору без розщеплених обмоток), які мають паспортні дані приведені в Табл. 3[4]:

Таблиця 3

Номинальні характеристики трансформатора ТДН-40000/110

№	Найменування величини	Одиниці вимірювань	Умовне позначення	Номинальне значення
1	Тип трансформатора	ТДН-40000/110		
2	Номинальна потужність	МВА	S _{ном}	40
3	Напруга короткого замикання трансформатора	%	U _к	10.5
4	Напруга обмотки ВН	кВ	U _{ВН}	115
5	Напруга обмотки НН	кВ	U _{НН}	10.5
6	Втрати х.х	кВт	ΔP _{хх}	34
7	Втрати к.з	кВт	ΔP _{кз}	170
8	Струм х.х	%	I _{хх}	0.55

1.2.3 Вибір блочних трансформаторів

На електростанціях, що мають шини генераторної напруги, передбачається установка трансформаторів для зв'язку цих шин з шинами підвищеної напруги. Така зв'язок необхідний для видачі надлишкової потужності в енергосистему в нормальному режимі, коли працюють всі генератори, і для резервування живлення навантажень на напрузі 10.5 кВ та 20 кВ при плановому або аварійному відключенні одного генератора.

При блочному з'єднанні генератора потужність трансформатора вибирається за розрахунковою потужністю:

$$S_{тр\text{ розрах.}} = S_{ген} - S_{сн} = 125 - \frac{100 \cdot 0,1}{0,8} = 107,5 \text{ МВА}$$

					ДП 6.050701.004 ПЗ	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$S_{TP\text{ розрах.}} = S_{ГЕН} - S_{CH} = 353 - \frac{300 \cdot 0,1}{0,85} = 317,71 \text{ МВА}$$

1. Для першого варіанту: Вибираємо 2 трансформатори типу **ТДЦ-125000/110** та 1 трансформатор типу **ТДЦ-400000/330**.

2. Для другого варіанту: Вибираємо 1 трансформатори типу **ТДЦ-125000/110** , 1 трансформатор типу **ТДЦ-125000/330** та 1 трансформатор типу **ТДЦ-400000/330**.

3. Для третього варіанту: Вибираємо 2 трансформатор типу **ТДЦ-125000/330** та 1 трансформатор типу **ТДЦ-400000/330**.

Таблиця 4

Номінальні характеристики трансформаторів ТДЦ-125000/110,
ТДЦ-125000/330, та ТДЦ-400000/330

%	Тип трансформатора	ТДЦ-125000/110	ТДЦ-125000/330	ТДЦ-400000/330
1	Номінальна потужність S _{ном} , МВА	125	125	400
2	Напруга к.з трансформатора U _к , %	10,5	11	11,5
3	Напруга обмотки ВН U _{ВН} , кВ	121	347	347
4	Напруга обмотки НН U _{НН} , кВ	10,5	10,5	20
5	Втрати х.х ΔP _{хх} , кВт	120	125	300
6	Втрати к.з ΔP _{кз} , кВт	400	380	790
7	Струм х.х I _{хх} , %	0,55	0,55	0,45

1.2.4 Вибір автотрансформаторів зв'язку 330/110 кВ.

Вибір автотрансформаторів здійснюється по перетоку потужності через них в різних можливих режимах роботи. Для вибору автотрансформаторів зв'язку розглянемо 3 режима:

- 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).

Необхідна активна потужність автотрансформаторів:

					ДП 6.050701.004 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

1 варіант

Нормальний режим:

$$S_{\max} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{мн}} + P_{\text{вп}}}{\cos \varphi_{\text{нав}}} = \frac{320}{0.8} - \frac{87.4 + 75.4 + 32}{0.85} = 170.824 \text{ (МВт)}$$

Режим мінімального навантаження:

$$S_{\min} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{мн}} + P_{\text{вп}}}{\cos \varphi_{\text{нав}}} = \frac{320}{0.8} - \frac{72.6 + 57.61 + 32}{0.85} = 183.631 \text{ (МВт)}$$

Аварійний режим:

$$S_{\text{ав}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{мн}} + P_{\text{вп}}}{\cos \varphi_{\text{нав}}} = \frac{220}{0.8} - \frac{87.4 + 75.4 + 32}{0.85} = 45.824 \text{ (МВт)}$$

У даному варіанті найбільшим навантаженням АТ буде режим мінімальних навантажень.

$$S_{\text{розрах. АТ}} = S_{\min} = 183.631 \text{ (МВт)}$$

Вибираємо автотрансформатор зв'язку типу АТДЦТН-200000/330/110 з параметрами які занесені до табл.5[4]:

Таблиця 5

№	S _н , МВА	200
1	U _{ВН} , кВ	330
2	U _{СН} , кВ	115
3	U _{НН} , кВ	10,5
4	ΔP _{ХХ} , кВт	155
5	ΔP _{К(ВН-СН)} , кВт	560
6	ΔP _{К(ВН-НН)} , кВт	400
7	ΔP _{К(СН-НН)} , кВт	350
8	U _{К(ВН-СН)} , %	10.5
9	U _{К(ВН-НН)} , %	38
10	U _{К(СН-НН)} , %	25
11	I _{ХХ} , %	0,45

2 варіант

Нормальний режим:

$$S_{\max} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{мн}} + P_{\text{вп}}}{\cos \varphi_{\text{нав}}} = \frac{220}{0.8} - \frac{87.4 + 75.4 + 32}{0.85} = 45.824 \text{ (МВт)}$$

Режим мінімального навантаження:

$$S_{\min} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{мн}} + P_{\text{вп}}}{\cos \varphi_{\text{нав}}} = \frac{220}{0.8} - \frac{72.6 + 57.61 + 32}{0.85} = 84.165 \text{ (МВт)}$$

Аварійний режим:

					ДП 6.050701.004 ПЗ	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$S_{ав} = \frac{P_{г}}{\cos \varphi_{г}} - \frac{P_{110} + P_{мн} + P_{вп}}{\cos \varphi_{нав}} = \frac{120}{0.8} - \frac{87.4 + 75.4 + 32}{0.85} = -129.176 \text{ (МВт)}$$

У даному варіанті найбільшим навантаженням АТ буде режим мінімальних навантажень.

$$S_{розрах. АТ} = S_{мін} = 129.176 \text{ (МВт)}$$

Вибираємо автотрансформатор зв'язку типу АТДЦТН-200000/330/110 з параметрами які занесені до табл.6[4]:

Таблиця 6

№	S _Н , МВА	200
1	U _{ВН} , кВ	330
2	U _{СН} , кВ	115
3	U _{НН} , кВ	10,5
4	ΔP _{XX} , кВт	155
5	ΔP _{К(ВН-СН)} , кВт	560
6	ΔP _{К(ВН-НН)} , кВт	400
7	ΔP _{К(СН-НН)} , кВт	350
8	U _{К(ВН-СН)} , %	10.5
9	U _{К(ВН-НН)} , %	38
10	U _{К(СН-НН)} , %	25
11	I _{XX} , %	0,45

3 варіант

Нормальний режим:

$$S_{макс} = \frac{P_{г}}{\cos \varphi_{г}} - \frac{P_{110} + P_{мн} + P_{вп}}{\cos \varphi_{нав}} = \frac{120}{0.8} - \frac{87.4 + 75.4 + 32}{0.85} = -129.176 \text{ (МВт)}$$

Режим мінімального навантаження:

$$S_{мін} = \frac{P_{г}}{\cos \varphi_{г}} - \frac{P_{110} + P_{мн} + P_{вп}}{\cos \varphi_{нав}} = \frac{120}{0.8} - \frac{72.6 + 57.61 + 32}{0.85} = -60.835 \text{ (МВт)}$$

Аварійний режим:

$$S_{ав} = \frac{P_{г}}{\cos \varphi_{г}} - \frac{P_{110} + P_{мн} + P_{вп}}{\cos \varphi_{нав}} = \frac{60}{0.8} - \frac{87.4 + 75.4 + 32}{0.85} = -164.176 \text{ (МВт)}$$

У даному варіанті найбільшим навантаженням АТ буде режим мінімальних навантажень.

$$S_{розрах. АТ} = S_{мін} = -164.176 \text{ (МВт)}$$

Вибираємо автотрансформатор зв'язку типу АТДЦТН-200000/330/110 з параметрами які занесені до табл.7[4]:

Таблиця 7

№	S_H , МВА	200
1	U_{BH} , кВ	330
2	U_{CH} , кВ	115
3	U_{HH} , кВ	10,5
4	ΔP_{XX} , кВт	155
5	$\Delta P_{K(BH-CH)}$, кВт	560
6	$\Delta P_{K(BH-HH)}$, кВт	400
7	$\Delta P_{K(CH-HH)}$, кВт	350
8	$U_{K(BH-CH)}$, %	10.5
9	$U_{K(BH-HH)}$, %	38
10	$U_{K(CH-HH)}$, %	25
11	I_{XX} , %	0,45

1.2.5 Вибір блочного автотрансформатора

Оскільки до блочного автотрансформатора буде підключено генератор потужністю 300 МВт, то обираємо автотрансформатор АТДЦТН-400000/330/110 з параметрами, які занесені до таблиці 8[4]:

Таблиця 8

№	S_H , МВА	400
1	U_{BH} , кВ	330
2	U_{CH} , кВ	115
3	U_{HH} , кВ	20
4	ΔP_{XX} , кВт	180
5	$\Delta P_{K(BH-CH)}$, кВт	720
6	$\Delta P_{K(BH-HH)}$, кВт	400
7	$\Delta P_{K(CH-HH)}$, кВт	350
8	$U_{K(BH-CH)}$, %	10.5
9	$U_{K(BH-HH)}$, %	54
10	$U_{K(CH-HH)}$, %	42
11	I_{XX} , %	0.25

1.2.6 Вибір секційного реактору

Реактор вибирається по струму секції:

$$I_C = 0.6 \cdot \frac{P_c}{\cos \varphi \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{нГ}}} = 0.6 \cdot \frac{60}{0.8 \cdot \sqrt{3} \cdot 10.5} = 2.474 \text{ кА.}$$

Вибираємо реактор типу РБГ 10-2500-0.35У1 з параметрами, які приведені в табл.9[4]

Таблиця 9

U _{ВН} ,кВ	Тривалий струм,А	X _{НОМ} , Ом	Номін.втрати на фазу,кВт	I _{ДИН} , кА	I _{ТЕРМ} , кА	t _{ТЕРМ} , С
10	2500	0.35	23.9	37	14.6	8

Для 1-го, 2-го та 3-го варіантів тип секційного реактора буде однаковим.

1.3 Техніко-економічне порівняння варіантів

t = 8760 год.
τ = 3500 год.

Техніко-економічне порівняння варіантів виконаємо в табличній формі.

Втрати потужності(кВт. год)

Найменування обладнання	Варіант 1		Варіант 2		Варіант 3	
	Кількість,шт	Втрати енергії	Кількість,шт	Втрати енергії	Кількість,шт	Втрати енергії
ТДН-40000/110	2	480001,11	2	480001,11	2	480001,11
ТДЦ-125000/110	2	1568920	1	2086640	0	-
ТДЦ-125000/330	0	-	1	2078668	2	1586834
ТДЦ-400000/330	1	4372363,225	1	4372363,225	1	4372363,225
АТДЦН-200000/330/110	1	2755302,266	1	2153232,097	1	3138636,87
АТДЦН-400000/330/110	1	3166599,395	1	3166599,395	1	3166599,395
Комірка ЗРП-10,5 кВ з ВВГ-10	2	-	2	-	2	-
Комірка ВРП-110 кВ з ЛБГ-145	6	-	5	-	4	-
Комірка ВРП -330 кВ з НРЛ420В3	3	-	4	-	5	-
РБГ-10-2500-0.35У3	1	-	1	-	1	-
РЕД-10-2500-0.14У3	10	11513,4075	10	11513,4075	10	11513,4075
Разом:		12354699,40		14349017,23		12755948,01

Складаємо порівняльну таблицю вартості варіантів

Найменування обладнання	Ціна, тис. грн	Варіант 1		Варіант 2		Варіант 3	
		Кількість, шт	Вартість, тис. грн	Кількість, шт	Ціна, тис. грн	Кількість, шт	Вартість, тис. грн
ТДН-40000/110	1347,41771	2	2694,83542	2	1347,41771	2	2694,83542
ТДЦ-125000/110	3627,66306	2	7255,32612	1	3627,66306	0	0
ТДЦ-125000/330	4389,4723	0	0	1	4389,4723	2	8778,9446
ТДЦ-400000/330	9665,13087	1	9665,13087	1	9665,13087	1	9665,13087
АТДЦТН-200000/330/110	7540,35679	1	7540,35679	1	7540,35679	1	7540,35679
АТДЦТН-400000/330/110	8550,92007	1	8550,92007	1	8550,92007	1	8550,92007
Ячейка ЗРУ-10,5 кВ							
з ВВГ-10	33,6854	2	67,3708	2	33,6854	2	67,3708
Ячейка ОРУ-110 кВ							
з ЛВГ-145	673,708	6	4042,248	5	673,708	4	2694,832
Ячейка ОРУ-330 кВ							
з НРЛ420В3	1736,095	3	5208,285	4	1736,095	5	8680,475
РБГ-10-2500-0.35У3	214,032	1	214,032	1	214,032	1	214,032
РБД-10-2500-0.14У3	51,853	10	518,53	10	51,853	10	518,53
Разом:			45757,03507		47581,23131		49405,42755

Розрахунок щорічних витрат тис. грн

Найменування обладнання	Варіант 1			Варіант 2			Варіант 3		
	Кількість ,шт	Витрати на амортизацію ,тис. грн	Витрати на обслуговування ,тис. грн	Вартість витрат ,тис. грн	Кількість ,шт	Витрати на амортизацію ,тис. грн	Витрати на обслуговування ,тис. грн	Вартість витрат ,тис. грн	Вартість витрат ,тис. грн
ТДЦ-40000/110	2	253,315	80,845	209,328	2	253,315	80,845	209,328	209,328
ТДЦ-125000/110	2	682,001	217,660	684,206	1	341,000	108,830	909,984	0,000
ТДЦ-125000/330	0	0,000	0,000	0,000	1	368,716	87,789	906,507	692,018
ТДЦ-400000/330	1	811,871	193,303	1906,788	1	811,871	193,303	1906,788	1906,788
АТДЦТН-200000/330/110	1	633,390	150,807	1201,587	1	633,390	150,807	939,025	1368,760
АТДЦТН-400000/330/110	1	718,277	171,018	1380,954	1	718,277	171,018	1380,954	1380,954
Комір. ЗРП-10,5 кВ з ВВГ -10	2	6,333	2,021	0,000	2	6,333	2,021	0,000	0,000
Комір ВРП-110 кВ з ЛВГ-145	6	379,971	121,267	0,000	5	316,643	101,056	0,000	0,000
Комір ВРП-330 кВ з НРЛ420В3	3	437,496	104,166	0,000	4	583,328	138,888	0,000	0,000
РБГ-10-2500-0.35У3	1	20,119	6,421	0,000	1	20,119	6,421	0,000	0,000
РБД-10-2500-0.14У3	10	48,742	15,556	5,021	10	48,742	15,556	5,021	5,021
Разом:		3991,514	1063,064	5387,884		4101,733	1056,534	6257,606	5562,869

Розрахунок:

1) Прибуток

$$\mathcal{D}_t = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot \mathcal{C}_{\text{вих}} = 920000 \cdot 3500 \cdot 0.4361 = 1491.182 \text{ млн. грн}$$

2) Балансовий прибуток

$$\mathcal{P}_{\text{бі}} = \mathcal{D}_t - B_{\text{ет}} - B_{\text{втрат}} - A_{\text{pt}} = 1491.182 - 1.0631 - 5.387 - 3.991 = 1480.74 \text{ млн. грн}$$

3) Податок на прибуток

$$H_{\text{nt}} = \rho \cdot \mathcal{P}_{\text{бі}} = 0.21 \cdot 1480.74 = 310.95 \text{ млн. грн}$$

4) Поточний річний чистий прибуток

$$\mathcal{P}_{\text{pt}} = \mathcal{P}_{\text{бі}} - H_{\text{nt}} = 1480.74 - 310.95 = 1169.0 \text{ млн. грн}$$

5) Інтегральний ефект

$$\mathcal{P}_{\text{дс}} = \frac{\mathcal{P}_{\text{pt}} + A_{\text{pt}}}{E} - K = \frac{1169.0 + 3.991}{0.1} - 45.75 = 11692 \text{ млн. грн}$$

6) Рентабельність інвестицій

$$R_t = \frac{\mathcal{P}_{\text{pt}} + A_{\text{pt}}}{K} = \frac{1169.0 + 3.991}{45.75} = 25.652$$

7) Строк окупності

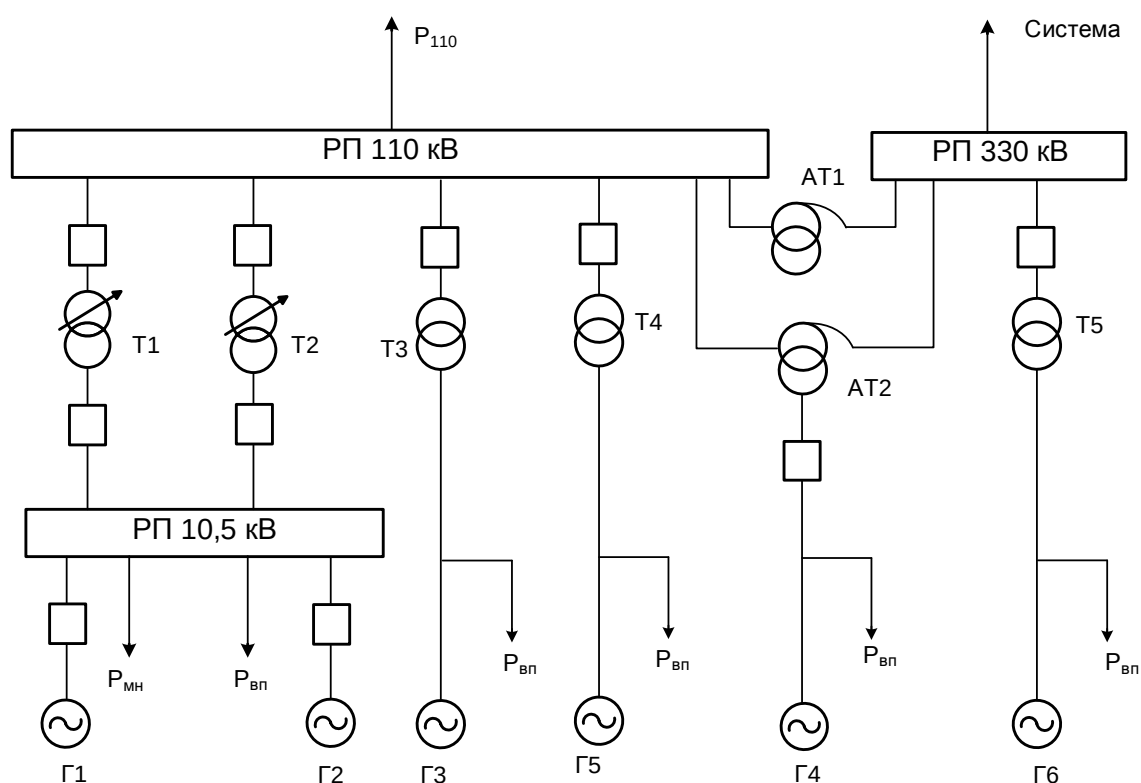
$$T_{\text{ок}} = \frac{1}{R_t} = \frac{1}{25.652} = 0.039$$

Результати розрахунку показників ефективності, млн.грн

Таблица 13

№		Варіант 1	Варіант 2	Варіант 3
1	Прибуток:	1491,182	1491,182	1491,182
2	Балансовий прибуток:	1480,740	1479,350	1479,524
3	Податок на прибуток:	310,955	310,663	310,700
4	Поточний річний частий прибуток	1169,784	1168,686	1168,824
5	Інтегральний ефект:	11692,000	11679,656	11679,671
6	Рентабельність інвестицій	25,652	22,741	20,442
7	Срок окупності:	0,039	0,044	0,049

Отже, за рахунок більшого значення інтегрального ефекту і менших затрат на виробництво електроенергії вибираємо 1 варіант схеми.



Висновки:

В першому розділі проведено техніко-економічне обґрунтування вибору головної схеми станції. Через більшу рентабельність обрано найбільш економічно вигідний варіант, при якому два генератори приєднано до ГРП, третій і п'ятий є блочними, вони приєднані до шин ВРП-110 і ВРП-330 відповідно, четвертий приєднаний до автотрансформатору і шостий - блочний і приєднаний до шин ВРП-330.

Прийнято подвійну систему шин з обхідною для ВРП-110, для ВРП-330 обрано схему "3/2" і подвійну систему шин для ГРП. Проведено вибір генераторів, трансформаторів зв'язку, блочних трансформаторів, автотрансформаторів, секційного реактору і тд.

Вибрані трансформатори в.п., в т.ч. – один резервний, що може забезпечити живлення в.п. із системи.

					ДП 6.050701.004 ПЗ	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Вибір головної схеми електричних з'єднань станції

					ДП 6.050701.004.ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Дослідження способів автоматичного регулювання напруги теплоелектроцентралі потужністю 720 МВт. Вибір головної схеми електричних з'єднань станції	Літ.	Арк.	Аркушів
Розробник	Білянівський А.В.						12	122
Керівник	Колесніченко А.Б.							
						НТУУ «КПІ» кафедра Відновлюваних джерел енергії гр. ЕТ - 51		
Н. контр.	Матеєнко Ю.П.							
Зав. Каф.	Кудря С.О.							

2. Розрахунок струмів короткого замикання на ПЕОМ та вибір комутаційних апаратів

					ДП 6.050701.004.ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Дослідження способів автоматичного регулювання напруги теплоелектроцентралі потужністю 720 МВт. Розрахунок струмів короткого замикання на ПЕОМ та вибір комутаційних апаратів	Літ.	Арк.	Аркушів
Розробник		Білянівський А.В.					11	122
Керівник		Колесніченко А.Б.						
Н. контр.		Матєєнко Ю.П.						
Зав. Каф.		Кудря С.О.				НТУУ «КПІ» кафедра Відновлюваних джерел енергії гр. ЕТ - 51		

3.1 Класифікація систем автоматичного управління (регулювання)

На системному автоматичному управлінні (регулюванні) САР вводяться обох об'єктів регулювання (ОР), виконавчого регулюючого органу (РО), керуючого пристрою (регулятора Р), підсилювача потужності (УМ), випромінювального пристрою (ВУ) і вимірювального елемента (ІЕ). Основною регульованою величиною «У» є, наприклад, випромінювання напруги напівпровідникового перетворення U_d . Зміни регульованої величини визначається задаючим підйомом X_z (Уд). В залежності від характеру задаючого впливу системи автоматичного регулювання підрозділяються на тривимірний: стабілізація (X_z - постійно), система програмного регулювання (X_z змінюється за занесенням заданого закону). До об'єкта регулювання може бути надано одно або декілька поворотних шляхів, які можуть змінити регульовану величину «У».

Чим повніше в системі скомпенсовано вплив збурюючих впливів, тим точніше відтворюється задає вплив. Однак збільшення кількості скомпенсованих впливів, що обурюють призводить до ускладнення системи, тому для здійснення компенсації вибирають одне або кілька основних збурюючих впливів, що викликають найбільше відхилення регульованої величини. Таким обуренням напівпровідниковому перетворювачі, в найбільшій мірі викликає зміна випрямленої напруги, є струмом навантаження перетворювача.

При розімкнутій системі автоматичного регулювання (САР) вихідна величина «У» не вимірюється. В керуючий пристрій (КП) вводяться одне « X_z » або одне «f» або обидва цих сигналу одночасно.

У замкнутої САР на вхід керуючого пристрою вводяться « X_z » і «У». У такій системі керуючий пристрій прагне ліквідувати всі відхилення «У» від його значення, що визначається завданням « X_z »,

незалежно від причин, що викликають ці відхилення, включаючи будь-які обурення, зовнішні і внутрішні перешкоди, а також змінити настройки плану. Ці системи можуть забезпечити високу точність регулювання.

Додавання до замкнутої системи розімкнутої системи дозволяє полегшити задачу замкнутої САР і тим самим спростити її і підвищити точність регулювання.

Викладена класифікація побудована на основі однієї класифікаційної ознаки - початкової і робочої інформації. Системи класифікуються і за іншими ознаками.

Процеси в САР діляться на сталі і перехідні, при розгляді яких важливе значення мають такі вимоги, що пред'являються до САР: в сталих процесах точність регулювання, і в перехідних - стійкість системи і якість процесу регулювання.

Точність регулювання характеризується похибкою системи в сталому режимі після закінчення перехідного процесу.

Стійкість - це властивість системи повертатися в установлений стан після того, як вона була виведена з цього стану будь-яким обуренням. Замкнені САР схильні до втрати стійкості, що виявляється у виникненні расходящої зміни вихідної величини. На рис. 3.1. показані процеси сталого (а) і нестійкого (б) характеру вихідної величини в САР.

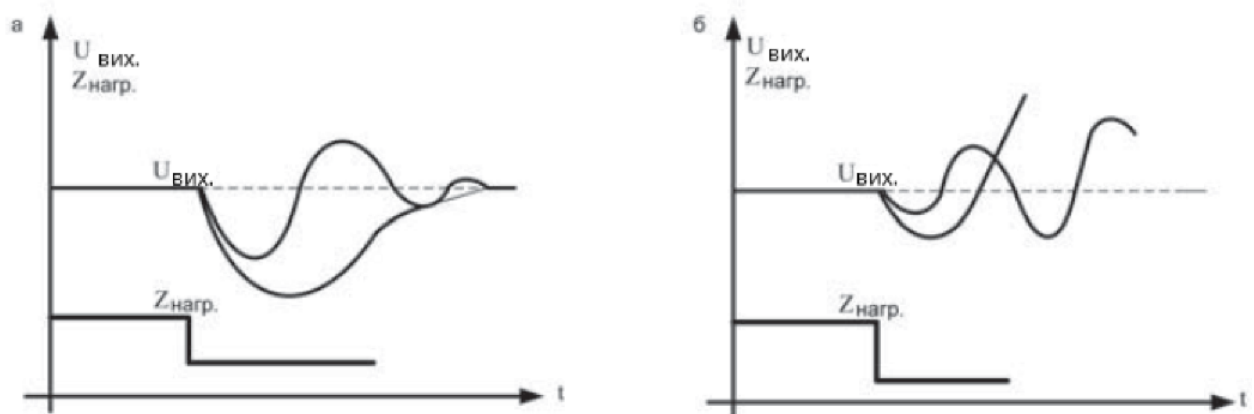


Рис. 3.1 - процеси сталого (а) і нестійкого (б) характеру вихідної величини в САР.

Принцип комбінованого регулювання включає принцип регулювання по відхиленню (замкнута САР з введенням в регулятор регульованої величини «У» і задає впливу «Хз») і принцип регулювання по обуренню (розімкнена САР з введенням в регулятор сигналів збурення «f»).

Якість процесу регулювання характеризується тим, наскільки процес регулювання близький до бажаного. Кількісно якість процесу регулювання визначається критеріями якості, наприклад, величиною максимального відхилення вихідної величини, викликаного стрибком сигналу збурення, Коливання перехідного процесу, його тривалістю.

3.2 Методи регулювання напруги

Навантаження більшості споживачів безперервно змінюється протягом доби і року. Зміна навантаження призводить до зміни втрат напруги в мережах і відхиленню напруги у приймачів електричної енергії. Провал напруги (Power Sag, Voltage Dip) – раптове зниження напруги в електричній мережі нижче величини 90% від номінального значення, за яким слідує відновлення напруги до початкового або близького до нього рівня за проміжок часу від десяти мілісекунд до декількох десятків секунд. Причиною провалу напруги можуть бути: включення енергоємного обладнання, запуск потужних електродвигунів, робота зварювальних апаратів і т.д. Можливі наслідки: скидання оперативної пам'яті; виникнення помилок, вихід з ладу апаратури, мерехтіння освітлення [1].

Перенапруга (Power Surge, Over Voltage) – раптове підвищення напруги в електричній мережі вище величини 110% від номінального значення, за яким слід відновлення напруги до початкового або близького до нього рівня за проміжок часу від десяти мілісекунд до декількох десятків секунд. Причиною виникнення перенапруг може бути відключення енергоємного

обладнання. Можливі наслідки: скидання оперативної пам'яті; виникнення помилок, вихід з ладу апаратури, мерехтіння освітлення [1].

Відхилення напруги (Brownout, Voltage Deviation) – відхилення (зниження / підвищення) напруги в мережі від допустимих стандартном значень на тривалий час (більше десятків секунд). Виникає зазвичай через зростання споживання електроенергії в певні періоди часу при обмеженій потужності джерела електроенергії або довгих лініях електроживлення. Можливі негативні наслідки: додаткові втрати потужності в стабілізаторах, скорочення терміну служби блоків живлення, збої у виконанні програм [1]. Регулювання напруги в електричних мережах здійснюють з метою забезпечення технічних вимог щодо якості електричної енергії відповідно до чинних норм [2] та підвищення економічності роботи електричних мереж і електроприймачів. При цьому використовують різні способи регулювання напруги [3].

Для підтримки необхідного режиму напруги в електричних системах використовуються наступні принципи регулювання напруги: - централізоване регулювання, коли вплив виявляється на велику кількість вузлів мережі. Таке регулювання здійснюється генераторами і трансформаторами ОРУ електростанцій, трансформаторами великих системних та районних підстанцій, синхронними компенсаторами; - місцеве регулювання використовується у зв'язку з тим, що централізованого регулювання виявляється недостатньо для підтримки напруги в необхідному діапазоні в усіх вузлах. Таке регулювання здійснюється трансформаторами понижуючих підстанцій і батареями статичних конденсаторів; - змішане регулювання, що використовує обидва принципи.

Регулювання напруги здійснюється такими методами: - генераторами електростанцій, в яких збільшення струму збудження веде до збільшення ЕРС і напруги на шинах генераторної напруги U_g .

					ДП 5105.6.050701.004 ПЗ	Лист
						95
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

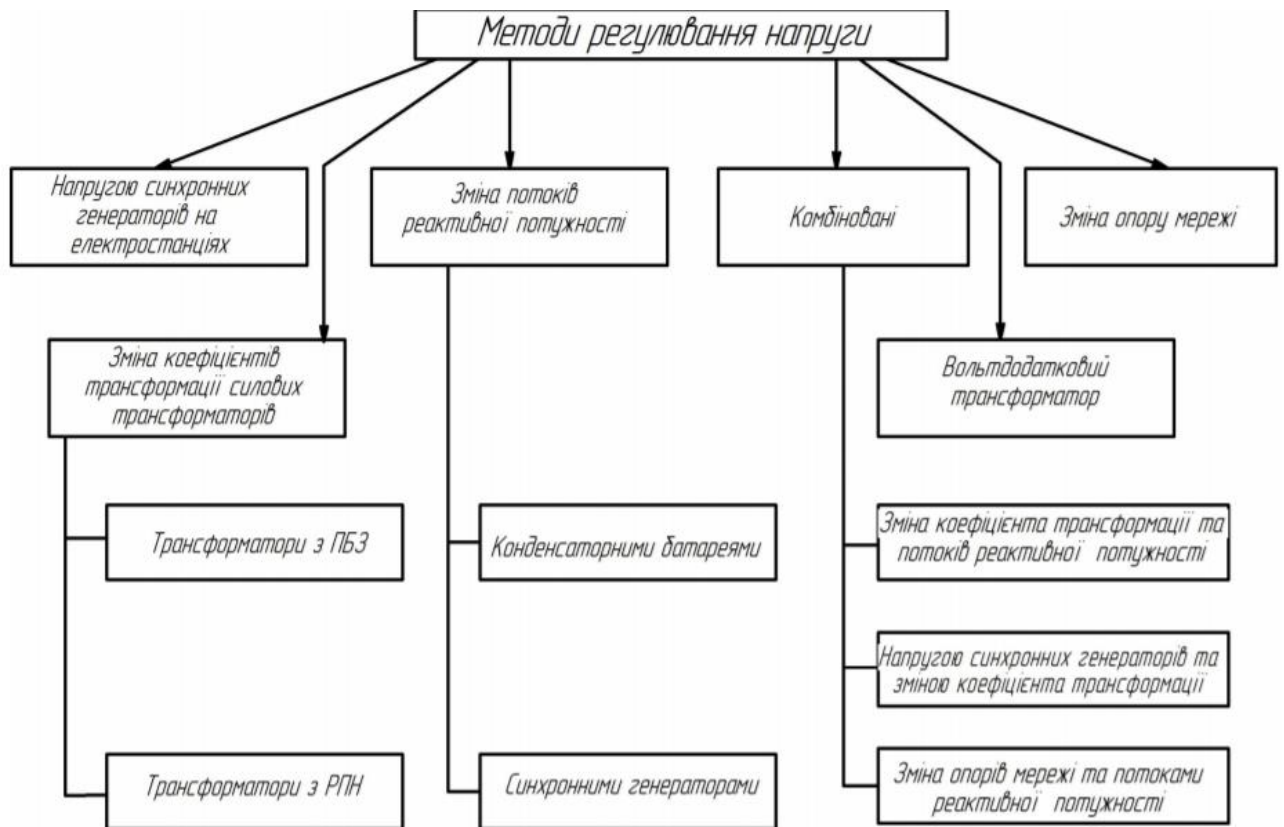


Рис.3.1 - Методи регулювання напруги.

Автоматичне регулювання збудження (АРВ) дозволяє плавно регулювати напругу U_{Γ} або підтримувати його постійне значення; - зміною коефіцієнтів трансформації трансформаторів на підстанціях; - перерозподілом потоків активної і реактивної потужності; - зміною параметрів мережі з застосуванням установок поздовжньої компенсації (КПК); - вольтододатковими трансформаторами;

Одними із основних засобів регулювання напруги в електричних мережах є силові трансформатори з пристроями регулювання під навантаженням (РПН). Ресурс механічних контактів пристрою РПН силового трансформатора порівняно малий, оскільки доводиться комутувати робочі струми. Ремонт пристрою РПН – операція трудомістка (з баку трансформатора потрібно зливати масло), і вартість такого ремонту значна. Крім того додаються збитки від припинення електропостачання споживачів. Все це призводить до того, що оперативний персонал підстанцій намагається

проводити перемикання відпайок силового трансформатора якомога рідше. З цієї причини автоматичні регулятори напруги силових трансформаторів, як правило, відключаються. Відповідно якість напруги значно знижується, а втрати від неякісного електропостачання зростають.

Регулювання напруги на шинах електричної станції виконується автоматично за допомогою швидкодіючого автоматичного регулятора збудження (АРЗ) синхронних генераторів. Залежно від електричної схеми станції пристрою регулювання напруги можуть виконуватися різним чином. У загальному випадку можна виділити індивідуальні АРЗ генераторів, до яких підводяться сигнали по напрузі і струму генератора, а також пристрої групового регулювання напруги (ГРН), які повинні забезпечувати автоматичний розподіл реактивної потужності між генераторами і підтримувати задану напругу на шинах електростанції або в іншій точці ЕЕС згідно заданого режиму роботи. Крім того, до керуючих пристроїв регулювання напруги на електростанції слід віднести блоки обмеження перевантаження ротора - ОП і обмеження мінімального збудження - ОМЗ, які, пов'язані з умовами нагрівання сталі статора і ротора генератора і статичної стійкості.

Для регулювання напруги на шинах споживачів з метою забезпечення стабільності технологічних процесів, а значить і якості продукції, що випускається переважно використовуються пристрої змінюють коефіцієнти трансформації трансформаторів. На електростанціях регулювання напруги проводиться на генераторах і підвищуючих трансформаторах.

Підвищувальні трансформатори на електростанціях теж є допоміжним засобом регулювання напруги. Трансформатори потужністю до 250 МВА напругою 110 і 220 кВ мають пристрій регулювання напруги типу ПБЗ (перемикання без збудження, тобто з відключенням від мережі). Пристрій має межу регулювання напруги $2 \times 2,5\%$. Підвищувальні трансформатори більшої потужності випускаються без пристроїв ПБЗ.

					ДП 5105.6.050701.004 ПЗ	Лист
						97
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Якщо короткочасне відключення живлення є допустимою умовою технологічного процесу, то застосування пристрою ПБЗ є пріоритетнішим ніж застосування більш складних і дорогих пристроїв РПН. Але якщо короткочасне відключення живлення є допустимим умовою технологічного процесу, застосування пристрою ПБЗ є краще застосування більш складних і дорогих пристроїв РПН.

Трансформатори з регулюванням напруги під навантаженням, тобто з вбудованим пристроєм РПН, відрізняються від трансформаторів з ПБЗ наявністю спеціального перемикаючого пристрою, а також збільшеною кількістю ступенів регулювальних відгалужень і діапазоном регулювання.

3.3 Ступінчате контактне регулювання напруги під навантаженням РПН

Відомі в даний час способи регулювання напруги трансформаторів мож розділити на три основні групи: ступінчате регулювання напруги під навантаженням РПН (контактна і безконтактне); плавне, безконтактне РПН; плавно-ступеневу РПН.

Вторинна напруга U_2 трансформатора змінюється при значних відхиленнях первинної напруги U_1 і зміні струму навантаження від нуля до номінального розміру.

В умовах експлуатації виникає необхідність підтримувати вторинну напругу трансформатора постійною або змінювану за певним законом. Відомо, що ЕРС обмотки дорівнює добутку ЕРС одного витка ℓw на число витків w .

При постійному для даного трансформатора значенні ℓw на практиці отримало регулювання напруги зміною ступенями числа витків первинної або вторинної обмоток. У силових (головних) знижувальних трансформаторів, що працюють при значних відхиленнях первинної напруги

U_1 , відгалуження роблять у первинній обмотки з метою підтримки постійним відносини U_1 / w_1 .

Зовнішні характеристики трансформатор з РПН показані на рис 3.2.

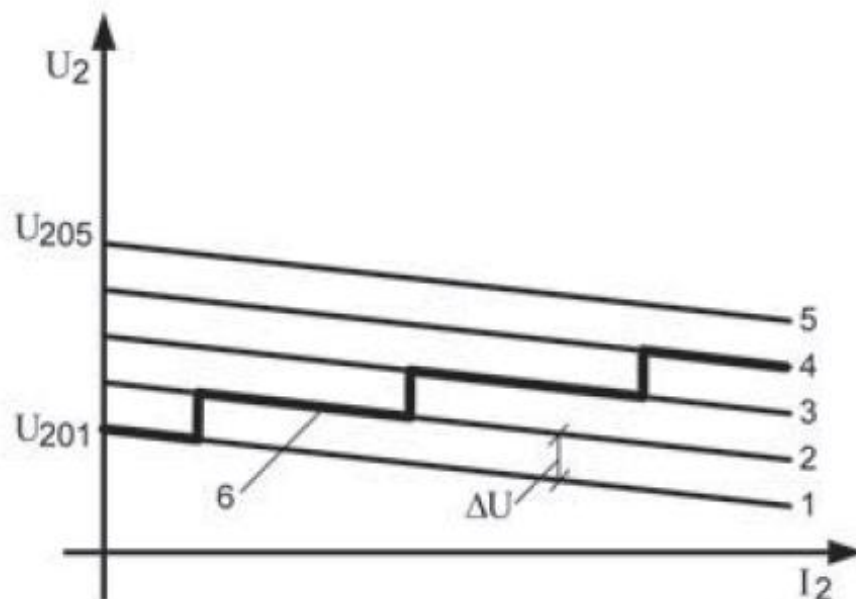


Рис.3.2 - Зовнішні характеристики трансформатора

Принципова схема ступеневої регулювання напруги трансформатора під навантаженням (РПН) з тиристорними ключами показана на рис. 3.3.

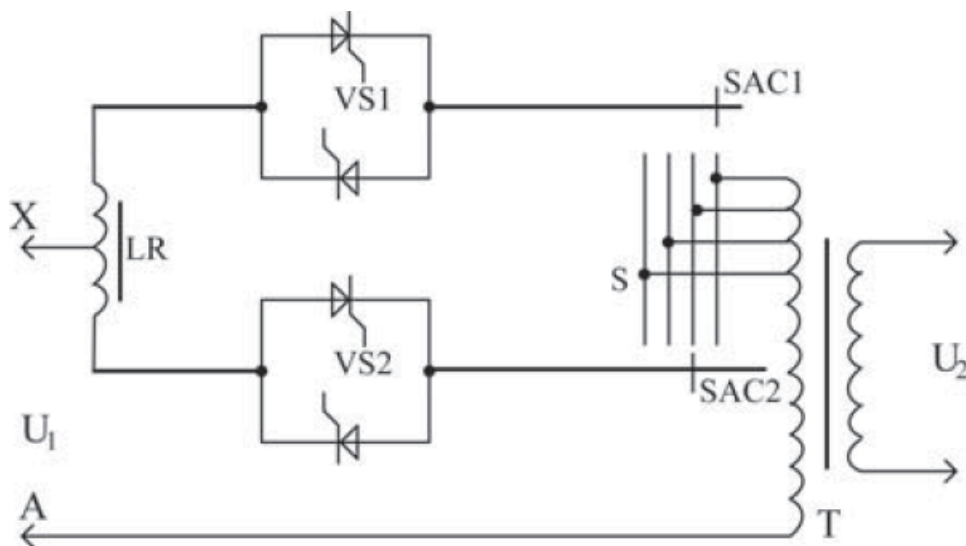


Рис.3.3. - принципова схема ступеневої регулювання напруги трансформатора під навантаженням (РПН) з тиристорними ключами.

У пристрої, показаному на рис. 3.3, в якості вимикачів КМ1 і КМ2 використовуються тиристорні ключі VS1 і VS2. Перемикач S має два рухомих контакту SAC1 і SAC2, підключених кожен до свого тиристорному ключу. При цьому переключається той рухливий контакт, в ланцюзі якого тиристорний ключ закритий, струм не протікає.

Для виключення розриву ланцюга струму імпульси управління на вступає в роботу тиристорний ключ подаються до закриття, що виходить з роботи тиристорного ключа.

3.4 Автоматичне регулювання напруги

Для здійснення в повному обсязі функцій регулювання напруги в електричних мережах пристрої РПН слід забезпечувати пристроями автоматичного контролю і регулювання напруги.

Автоматичне регулювання напруги за допомогою трансформаторів, забезпечених пристроєм РПН, зводиться до автоматичного управління електричними приводними механізмами перемикаючих пристроїв. Приводний механізм забезпечується блоком автоматичного регулювання напруги (БАРН).

Регульована напруга подається на вхід цього блоку через відповідний трансформатор (трансформатор напруги (ТН), трансформатор струму (ТС)). При подачі на вхід пристрою регульованого трансформатора (РТ) тільки вторинного напруги трансформатора, через трансформатор напруги виходить автоматична стабілізація $U = \text{const}$.

При автоматичному зустрічному регулюванні на вхідний ланцюг за допомогою пристрою струмового компенсації (СК) вводиться напруга, пропорційна току навантаження. Ця напруга сумується з напругою, отриманим з трансформатора напруги на вході вимірювального органу ВО.

					ДП 5105.6.050701.004 ПЗ	Лист
						100
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Далі здійснюється порівняння сумарного сигналу з уставками напруги. Уставка напруги встановлюється за допомогою регулятора уставок РУ. Якщо значення напруги на вході менше найменшої напруги уставки, з'являється керуючий сигнал «збільшити» на 1-му виході ВО. Якщо ж значення напруги на вході більше найбільшої напруги уставки, то на 2-му виході ВО з'являється керуючий сигнал «зменшити».

Різниця між найбільшим і найменшим напругою уставки називається зоною не чутливості регулятора. Наявність зони не чутливості і витримки часу запобігає часті перемикання пристрою. Витримка часу зазвичай регулюється в межах від 1 до 3-5 хвилин і встановлюється на підставі розрахунку оптимального регулювання в мережі або досвідченими шляхом.

Кожен з керуючих сигналів проходить через підсилювачі (П), і через органи витримки часу (ВЧ) і надходить на виконавчі органи (ВО).

Виконавчими органами найчастіше виступають електромагнітні реле, які включають приводний механізм (ПМ) пристрої РПН, і останнім перемикається в бік підвищення або зниження напруги. В даний час пристрої автоматичного регулювання напруги знаходять широке застосування як при будівництві нових ліній електропередачі 6-10 кВ так і при реконструкції існуючих схем електропостачання. Застосування пристрою автоматичного регулювання напруги (ПАРН) дозволяє більш ефективно використовувати вже існуючі лінії шляхом збільшення їх пропускної спроможності і забезпечити в короткі терміни підключення нових споживачів зі збереженням необхідної якості електроенергії.

3.5 Тиристорне регулювання напруги

У світовій практиці роботи по створенню тиристорних регуляторів мають два напрямки. Перший напрямок використовує в комутуючих контурі струмоограничувальні елементи.

					ДП 5105.6.050701.004 ПЗ	Лист
						101
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Другий напрямок полягає в розробці складних схем управління перемиканням тиристорних ключів в відгалуженнях обмотки трансформатора з метою недопущення розриву ланцюга робочого струму трансформатора.

Схема перемикача пристроїв з струмообмежувальним реактором LR показана на рис. 3.4.

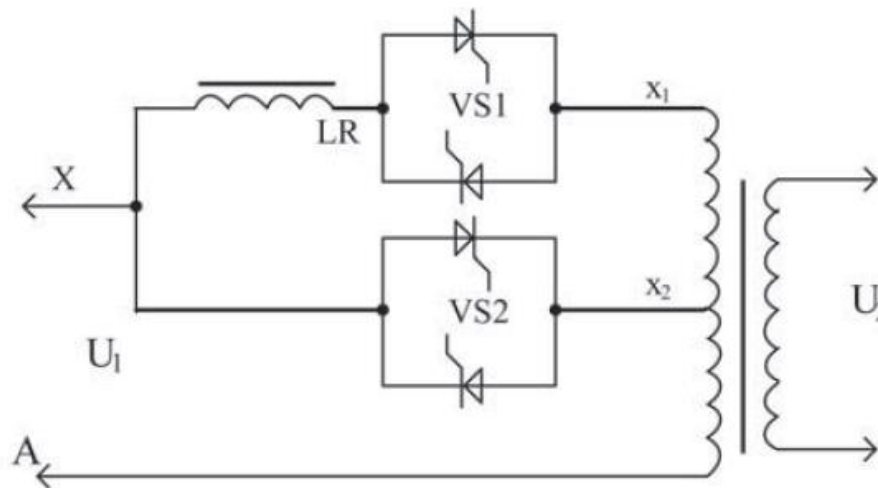


Рис.3.4 - Схема перемикача пристроїв з струмообмежувальним реактором LR.

Пристрій складається з двох тиристорних ключів VS1 і VS2.

Кожен ключ утворений двома тиристорами, включеними зустрічно-паралельно. Тиристорні ключі підключаються до відгалужень x_1 і x_2 регулювальної обмотки трансформатора.

Нехай у вихідному стані відкритий тиристорний ключ VS2, а ключ VS1 закритий. На виході трансформатора напруга холостого ходу U_{20} максимальне. Для зниження напруги подають імпульси управління на тиристорний ключ VS1 і знімають з тиристорного ключа VS2. Струм первинної обмотки трансформатора переходить з тиристорного ключа VS2 на тиристорний ключ VS1.

За час перемикання обидва тиристорних ключа відкриті, і в контурі, утвореному тиристорними ключами і регулювальною обмоткою

трансформатора, протікає циркулюючий струм I_c , обмежений індуктивним опором реактора.

До недоліків цієї схеми слід віднести збільшення опору агрегату за рахунок підключеного до трансформатора індуктивного опору реактора при відкритому тиристорному ключі $VS1$, а також обмежений діапазон регулювання. При збільшенні діапазону знижується плавність регулювання напруги.

Зниження опору агрегату зменшенням індуктивного опору реактора може бути отримано також у схемі рис. 3.5.

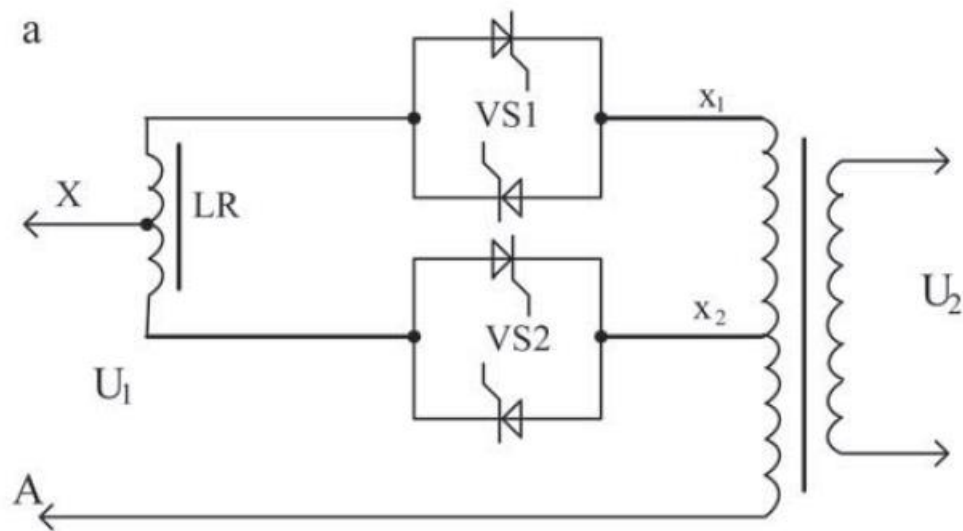


Рис.3.5 - Принципова схема з тиристорним РПН
з включенням реактора в контур ступені.

При відкритому одному з тиристорних ключів $VS1$ - $VS2$ опір реактора мінімальне. При перемиканні, коли відкриті обидва тиристорних ключа, опір реактора LR для ланцюга циркулюючого струму по відношенню до мінімального збільшується в 4 рази.

У тиристорному перемикає пристрої РПН обмотки реактора розраховані на тривалий перебіг номінального робочого струму первинної

обмотки трансформатора при відкритому тиристорному ключі VS1. У схемі обмотки розраховуються так само на тривалий перебіг мінімального струму первинної обмотки, але при мінімальному опорі реактора.

З метою спрощення схеми управління тиристорними ключами і зниження потужності реактора на рис. 3.6. приведена схема тиристорного перемикає пристрої РПН з паралельним підключенням струмообмежувального реактора до одного з тиристорних ключів.

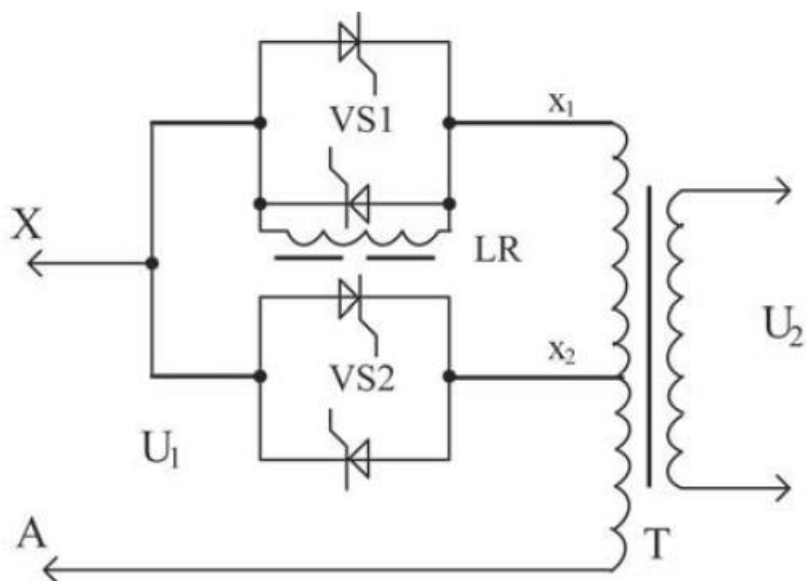


Рис 3.6 - принципова схема тиристорного РПН трансформатора з паралельним підключенням реактора до тиристорному ключу.

У схемі струмообмежувальний реактор включений паралельно тиристорному ключу VS1. Якщо необхідно переключитися з відгалуження x₁ трансформатора на x₂, то спочатку знімаються імпульси управління з тиристорного ключа VS1. Після закриття тиристорного ключа VS1 струм протікає по реактору LR. Далі імпульси управління подаються на тиристорний ключ VS2.

При зворотному перемиканні спочатку імпульси управління знімаються з тиристорного ключа VS2. Після його закриття робочий струм протікає через реактор LR. Далі імпульси управління подаються на тиристорний ключ VS1, який шунтує реактор.

Недолік даного пристрою полягає в тому, що при роботі на відгалуженні x_2 в регулювальній обмотки трансформатора протікає циркулюючий струм.

У розглянутих раніше тиристорних РПН трансформатора сигнали управління подаються на тиристори незалежно від напрямку струму і полярності напруги. В результаті з'являються моменти часу, коли відкриті обидва тиристорних ключа (вступає в роботу і виходить з роботи) і з'являється струм циркуляції, для обмеження яких в схему включений струмообмежувальним реактор.

Однак вибором певної послідовності подачі імпульсів управління на тиристори можна уникнути цього.

На рис. 3.7 наведено пристрій, в якому в схему управління тиристорами (СУ) надходять сигнали від датчиків струму (ДТ) і від датчика напруги (ДН). Датчики струму фіксують моменти переходу струму через нуль і подають сигнал в схему визначення напрямку струму.

Принципова схема тиристорного РПН трансформатора з залежним від струмів і напруги способом перемикавання тиристорів показана на рис. 3.7.

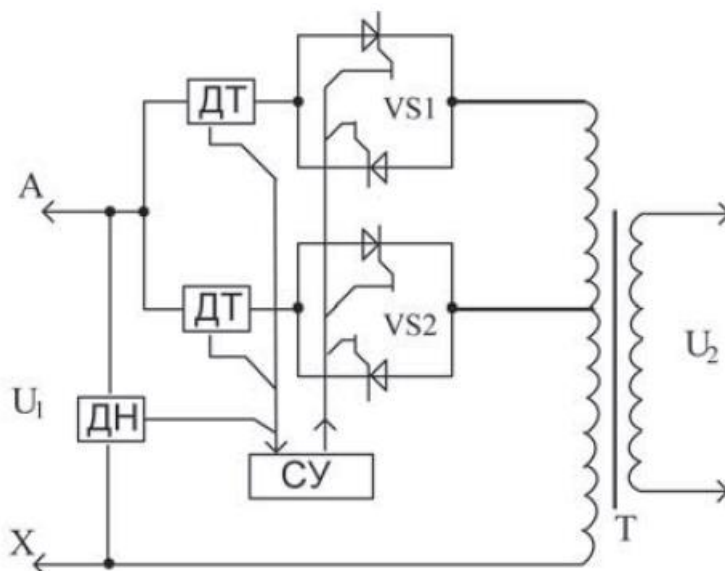


Рис. 3.7. - принципова схема тиристорного РПН трансформатора з залежним від струмів і напруги способом перемикавання тиристорів.

Датчик напруги призначений для визначення полярності прикладеної напруги. перемикання відгалужень трансформатора завжди починається при переході струму через нуль, за рахунок чого досягається плавність перемикань.

Такий спосіб подачі залежною від струмів і напруги послідовності імпульсів управління тиристорами виключає появу струмів короткого замикання в контурі комутації і не допускає розриву ланцюга струму навантаження.

Розглянуті пристрої РПН трансформатора реалізовані в однофазних і можуть бути реалізовані в трифазному виконанні.

3.6 Тиристорне регулювання напруги трансформаторів

Сигнали в системах автоматичного регулювання можуть бути безперервними або дискретними і відповідно до цього все САР підрозділяються на системи безперервної дії і дискретної дії.

Перетворення безперервного сигналу в дискретний називаються квантуванням сигналу. Існує два основних види квантування: за рівнем і за часом. Відповідно до видів квантування системи автоматичного регулювання діляться на три типи:

- релейні (амплітудні), при яких відбувається зміна сигналу (наприклад, вихідний регульованої величини) по рівню (амплітуді);
- імпульсні, при яких відбувається зміна сигналу по часу;
- амплітудно-імпульсні зі зміною сигналу одночасно за рівнем і за часом.

На рис. 3.8 представлені форми сигналів «У» (вихідний регульованої величини), що відповідають трьом типам САР.

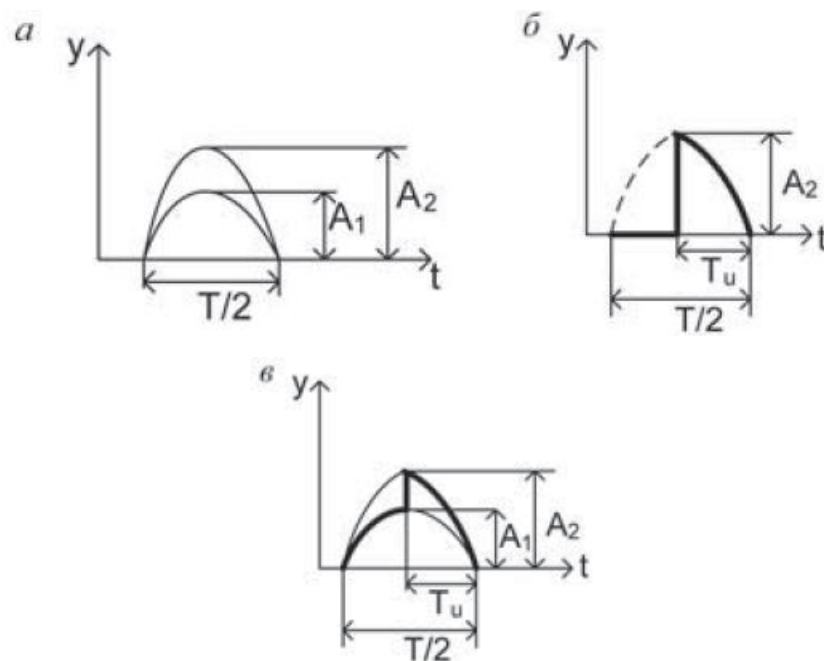


Рис. 3.8. - Форми сигналів вихідний регульованої величини
а - в релейних, б - імпульсних, в - амплітудно-імпульсних САР.

A - амплітуда, T - час періоду, T_i - час імпульсу.

При амплітудно-імпульсному регулюванні вихідний сигнал «у» може бути розкладений на безперервну (заштрихована) і імпульсну складові (рис. 3.9).

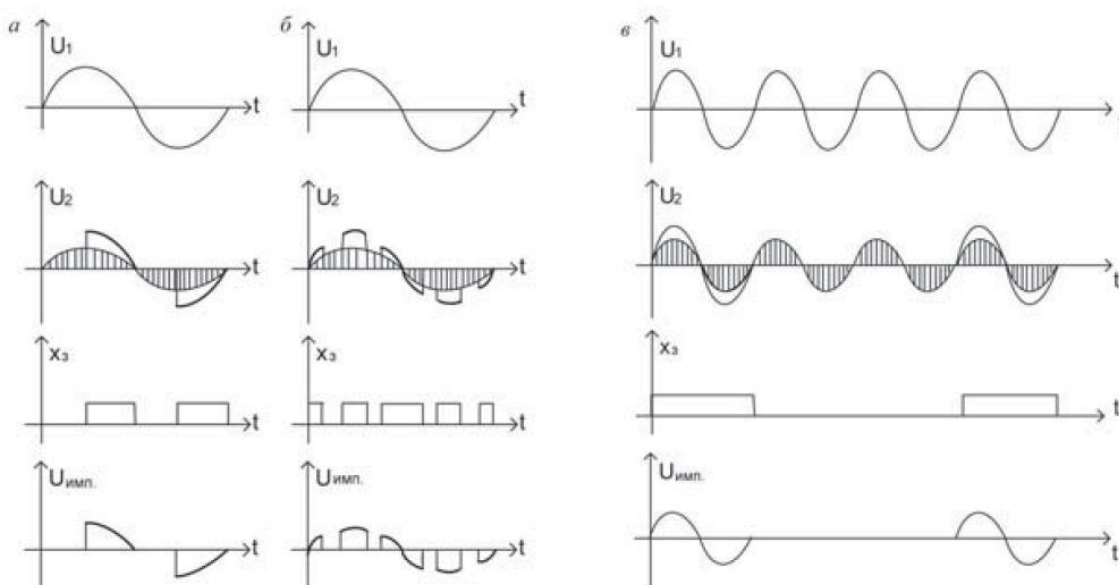


Рис. 3.9 - вихідний сигнал «у» розкладений на безперервну і імпульсну складові

В процесі імпульсного і амплітудно-імпульсного регулювання під впливом керуючого сигналу відбувається зміна імпульсної складової вихідний регульованої величини.

Процес зміни параметрів електричної напруги

(Струму) під впливом змінює сигналу називається модулюванням.

У тиристорних РПН застосовуються такі види імпульсної модуляції:

- широтно-імпульсна ШІМ (змінюється тривалість імпульсів при постійній частоті (періоді) їх слідування,
- частотно-імпульсна ЧІМ (змінюється частота проходження імпульсів при постійній їх тривалості),
- частотно-широтно-імпульсна ЧШІМ (змінюється частота і тривалість імпульсів).

Стосовно модулюючої і основної (безперервної мережевий) частот розрізняють (рис. 3.9) імпульсну модуляцію на основній частоті (ОЧ) $f_m = 2 f_c$, високочастотну модуляцію (ВЧ) $f_m > 2 f_c$ і низькочастотну модуляцію (НЧ) $f_m < 2 f_c$.

Питання плавності регулювання напруги залежить від ряду умов і схем реалізації.

При амплітудному (релейному) регулюванні напруги трансформатора плавність виконується з великою кількістю регульовальних відгалужень. Чим більше кількість відгалужень - тим вище плавність регулювання. На практиці вибирають раціональне поєднання між ускладненням регулятора і вимогами навантаження до різниці напруг між сусідніми регульовальними відгалуженнями трансформатора.

При імпульсному регулюванні змінюється співвідношення тривалостей роботи регулятора напруги на двох регулювальних відгалуженнях трансформатора. І в цьому випадку для оцінки плавності регулювання необхідно враховувати інерційність (постійну часу) навантаження. Модуляція на низькій частоті (рис. 3.9, в) може бути застосована для навантаження з великою постійною часу.

Для електрифікованих залізниць найбільш прийнятним є амплітудно-імпульсне регулювання, коли в навантаження надходить постійна складова на рівні напруги холостого ходу U_{20} , до якої додається імпульсна складова, наприклад з рівнем 20% від U_{20} , за рахунок переключення двох регулювальних відводів трансформатора (на основний або на високий або на низькій частотах). Для імпульсної складової на низькій частоті (рис. 3.9, в) здійсненні наступні обмеження:

- 1 - синусоїда напруги U_2 не «ріжеться»,
- 2 - синусоїди низького і високого напруги U_2 надходять в навантаження, чергуючись протягом періоду регулювання (T_p)

Рис. 3.10, б, періодами високої напруги (T_v) і періодами низької напруги (T_n) рис. 3.10, а.

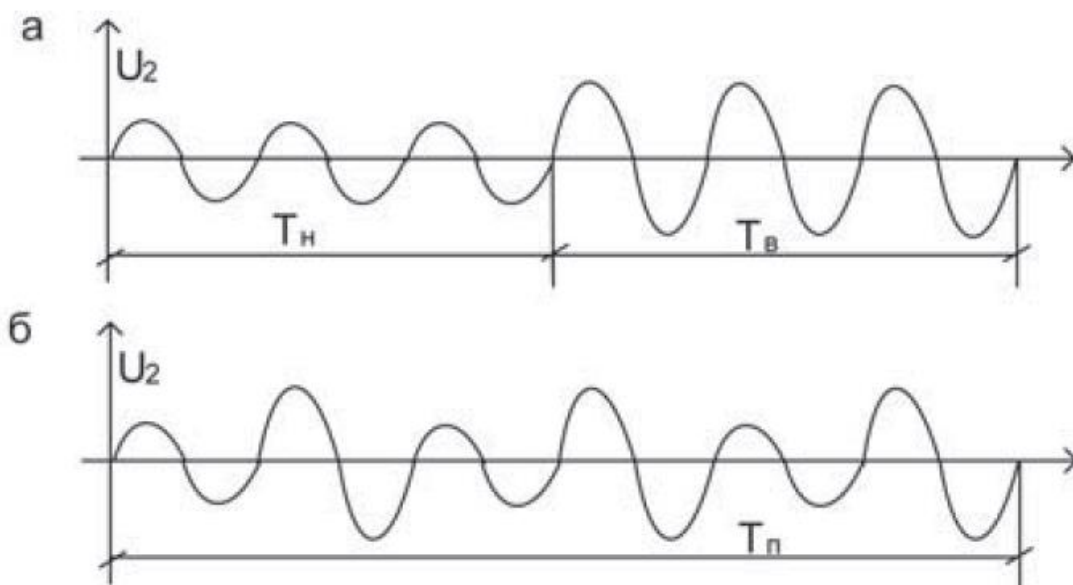


Рис 3.10 - Діаграма напруги U_2 при ШІМ, де T_p - період регулювання, T_n і T_v – тривалість періодів з амплітудою низької і високої напруги.

3.7 Плавне реакторне регулювання напруги трансформаторів

Принципові схеми безконтактного РСН: а - керованими, б - некерованим реакторами наведено на рис. 3.11.

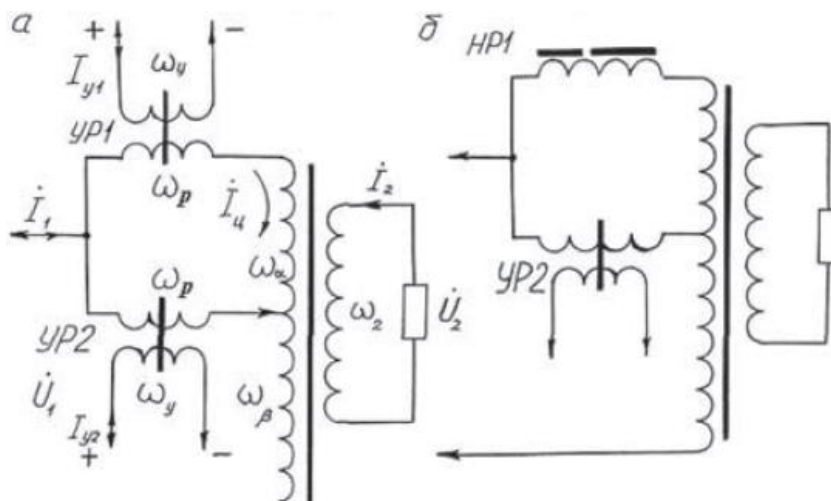


Рис 3.11 - Принципові схеми безконтактного РСН:

а - керованими, б - некерованим реакторами.

Зовнішні характеристики регульованого перетворювача: а - однодіапазонні; б – трьох діапазонний показані на рис 3.12

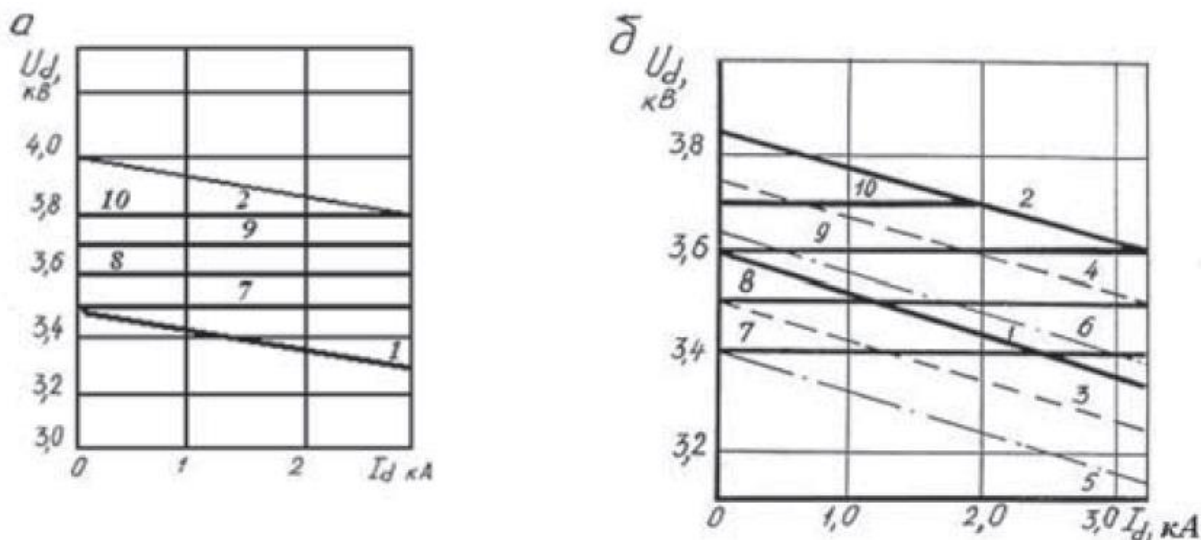


Рис. 3.12 - Зовнішні характеристики регульованого перетворювача

За цією схемою розроблені і випробувані в складі системи автоматичного регулювання напруги перетворюючі трансформатори ТДПУ (ТДРУ) -20000/35 (10), ТДП-16000/10, ТРДП-16000/10 потужністю 20000 і 16000 кВА на напругу мережі живлення 35 і 10 кВ для схем випрямлення «дві зворотні зірки з зрівняльним реактором», трифазних мостових (шестипульсовий і дванадцятипульсовий).

Керований перетворюючий трансформатор (рис. 3.12, а) в цьому випадку складається з власне трансформатора і реактора (керований реактор УРі - керований реактор УР2).

У процесі автоматичного регулювання виробляють підмагнічування і розмагнічування іншого реактора.

Якщо УРі повністю намагнічений, а УР2 розмагнічений, то напруга мережі живлення докладено до витків $\omega\alpha + \omega\beta$ обмотки трансформатора, і вторинна напруга мінімально. При розмагнічуванні УРі і одночасному намагнічуванні УР2 вторинну напругу збільшується і досягає максимального значення, коли УРі повністю розмагнічений, а УР2 намагнічений, так як в цьому випадку напруга мережі живлення прикладається до найменшого числа витків первинної обмотки $\omega\beta$.

Особливістю такого трансформатора є плавна зміна коефіцієнта трансформації за законом:

$$k_p = k_\beta + \rho k_\alpha,$$

де $k_\beta = \omega\beta / \omega_2$; $k_\alpha = \omega\alpha / \omega_2$; ρ - параметр, що залежить від режимів підмагнічування.

$$\rho = \frac{Z_{p_2}}{Z_\alpha + Z_{p_1} + Z_{p_2}} \approx \frac{x_{p_2}}{x_\alpha + x_{p_1} + x_{p_2}}.$$

Вторинна напруга холостого ходу трансформатора змінюється відповідно до відношення

$$\dot{U}_{2_0} = \frac{1}{k_p} \dot{U}_{1_0}$$

Іншою особливістю роботи трансформатора є наявність в ланцюзі регулювальної обмотки трансформатора і УР циркулюючого струму, що визначається з рівняння

$$\dot{I}_{\text{ц}} = \frac{k_{\alpha} \dot{U}_{10}}{k_o (\underline{Z}_{\alpha} + \underline{Z}_{p_1} + \underline{Z}_{p_2})}.$$

Циркулюючий струм має індуктивний характер і збільшує намагнічуючий струм трансформатора на величину

$$\dot{I}'_{\text{ц}} = \frac{k_{\alpha}}{k_p} \dot{I}_{\text{ц}}$$

$$\dot{I}_{\text{мр}} = \dot{I}_{\text{ор}} - \dot{I}'_{\text{ц}},$$

де

$$\dot{I}_{\text{ор}} = \frac{\dot{U}_{\beta o} + p \dot{U}_{\alpha o}}{\underline{Z}_{\text{ор}}}, \quad \underline{Z}_{\text{ор}} = \left(\frac{k_p}{k_1} \right)^2 \underline{Z}_o,$$

$$k_1 = \frac{\omega_{\alpha} + \omega_{\beta}}{\omega_2},$$

Z_o - коефіцієнт трансформації і повний опір намагнічуючої трансформатора з повним числом витків $\omega_{\alpha} + \omega_{\beta}$ при відключених УР.

Третьою особливістю трансформатора є те, що він має змінне внутрішній опір, приведене до числа витків вторинної обмотки:

$$\underline{Z}_T = \frac{1}{k_p^2} [\underline{Z}_\beta + (1 - \rho) \underline{Z}_{p2}] + \underline{Z}_2.$$

Z_α і Z_β - повне опір регулювальної і нерегульованої частин мережевої обмотки, Z_2 - Повний опір вентильної обмотки.

Вторинна напруга трансформатора при збільшенні струму навантаження визначається зі співвідношення

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_{2_0} - \underline{Z}_T \dot{I}_2.$$

Перетворювач з плавним безконтактні регулюванням напруги, що здійснюються за схемою на рис.3.1, а, в межах регулювальної зони, (рис.3.2, а) дозволяє отримати зовнішні автоматичні характеристики з різним рівнем стабілізації.

Встановлено, що одна і та ж автоматична характеристика може бути отримана при різних співвідношеннях значень струмів управління керованих реакторів. Вид характеристик визначається функціональною залежністю струмів управління від напруги мережі живлення, струму навантаження перетворювача і реалізується системою автоматичної стабілізації напруги підстанції (АСНТп). З безлічі цих залежностей необхідно визначити оптимальну. За критерій оптимальності може бути прийнятий коефіцієнт потужності агрегату, так як він в більшій мірі, ніж інші показники (статична точність регулювання, тривалість перехідного процесу, потужність управління і т. Д.), Залежить від режиму намагнічування реакторів.

Слідчий але, для заданої автоматичної характеристики необхідно визначити величини і співвідношення струмів управління з метою

отримання максимальних значень коефіцієнта потужності на всьому діапазоні з трансформаційних змін навантаження перетворювача.

Коефіцієнт потужності перетворювача при наявності напівпровідникового випрямляча, великий катодного індуктивності визначається наступним рівнянням:

$$\mu = F_1 \cos \varphi_{1(1)},$$

$$\text{де } F_1 = I_1(1)/I_1; \quad \varphi_{1(1)} = \alpha + \frac{2}{3} \gamma,$$

F_1 - коефіцієнт спотворення форми кривої струму мережі ІІ,
внесений випрямлячем,

$I_1(1)$ - основна гармоніка струму мережі,

$\varphi_1(1)$ - кут зсуву між основною гармонікою струму мережі і напругою мережі живлення,

α, γ - кути затримки і комутації струму вентилів комутуючих фаз вентиляльної обмотки трансформатора.

Кут затримки з'являється при регулюванні напруги за допомогою керованих напівпровідникових пристроїв.

Відомо, що в першому режимі роботи вентилів випрямляча, характеризується найбільшим значенням коефіцієнта потужності, кут комутації змінюється від 0 до 60 електричних градусів. Цей режим знаходиться в діапазоні

$$0 \leq \frac{I_d x_a}{\sqrt{m} E_2} \leq 1,225,$$

визначаємого рівнянням:

$$\cos \gamma = 1 - \frac{I_d x_a}{\sqrt{m} E_2},$$

де I_d - середнє значення випрямленого струму,

E_2 - діюче значення фазної ЕРС вентильної обмотки,

X_a - реактивний опір ланцюга комутації,

m - число пульсацій випрямленої напруги.

На відміну від звичайного перетворювача, в якому опір X_a залишається незмінним, в розглянутому перетворювачі його величина залежить від ступеня намагнічування керованих реакторів і визначається з виразу

$$x_a = \frac{1}{k_p^2} [x_\beta + (1 - \rho)x_{p2} + x_c] + x_2,$$

де x_β - реактивний опір нерегульованої частини мережевої обмотки,

x_2 - реактивний опір вентильної обмотки,

x_{p2} - реактивний опір УР2,

x_c - реактивний опір живильної мережі.

Випрямлена напруга перетворювача після підстановки формул в відомий аналітичний вираз зовнішньої характеристики приводиться до вигляду

$$U_d = \frac{k_v}{k_p} \{U_1 - I_{mp} [x_c - (1 - \rho)x_{p2}]\} - k_{cx} I_d x_a - \Delta U_R - \Delta U_B,$$

де ΔU_R , ΔU_B - падіння напруги в активних опорах схеми і в вентилях, k_v , k_{cx} - коефіцієнти, що визначаються схемою випрямлення.

Таким чином, кут комутації вентилів, випрямлена напруга і коефіцієнт потужності перетворювача залежать від підмагнічування реакторів.

З формул випливає, що максимальний коефіцієнт потужності перетворювача з регулюванням випрямленого напруги керованими реакторами має місце при мінімальних значеннях опору.

Експериментальні дослідження реальних перетворювачів з трансформаторами ТДПУ-20000/10 (35) і ТДП-16000/10 з реакторами РТДП-6300/10 (35) показують, що зі зменшенням при малих навантаженнях перетворювача спостерігається зниження косинуса ϕ_i . Таке зниження викликане збільшенням втрат реактивної потужності за рахунок наявності в контурі регулювальної обмотки і УР циркулюючого струму Іц.

Чим менше сума опорів $X_{P1} + X_{P2}$, тим більше, що намагнічує струм трансформатора і тим менше косинус ϕ_i .

Зниження косинуса ϕ_i має місце також у перетворювачів з трансформаторами звичайної конструкції. Максимальне значення до синуса ϕ_i у таких трансформаторів спостерігається при навантаженнях 0,3-0,5 від номінальної і знижується щодо цього максимуму як при зменшенні, так і при збільшенні струму навантаження перетворювача. З ростом навантаження перетворювача косинус ϕ_i знижується через зростання кута комутації.

Для розглянутого перетворювача найбільший косинус ϕ_i забезпечується значеннями опорів X_{P1} , X_{P2} , при яких намагнічує струм і кут комутації мінімальні. У першому режимі роботи вентилів косинус ϕ_i буде найбільшим при максимальному значенні ($X_{P1} + X_{P2}$) і одночасно мінімальній величині.

Розрахунок оптимального по косинусу ϕ_i закону управління дозволив при збереженні першого режиму роботи вентилів перетворювача встановити наступну реалізацію оптимального управління:

1. У режимі холостого ходу реактори УР1 і УР2 практично

					ДП 5105.6.050701.004 ПЗ	Лист
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		116

розмагнічені і на управління витрачається мінімальна потужність. У міру зростання струму навантаження реактор УР2 намагнічується, а струм управління УР1 змінюється незначно.

2. Регулювання напруги здійснюється підмагнічуванням реактора УР2, а роль УР1 зводиться в основному до обмеження циркулюючого струму, що дозволило замінити його на некерований реактор НР1.

Схеми вбудованого регулювання напруги автотрансформатора (Обмотка НН не показана): а - регулювання в нейтралі; б - на стороні ВН; в - на стороні СН показані на рис.3.13.

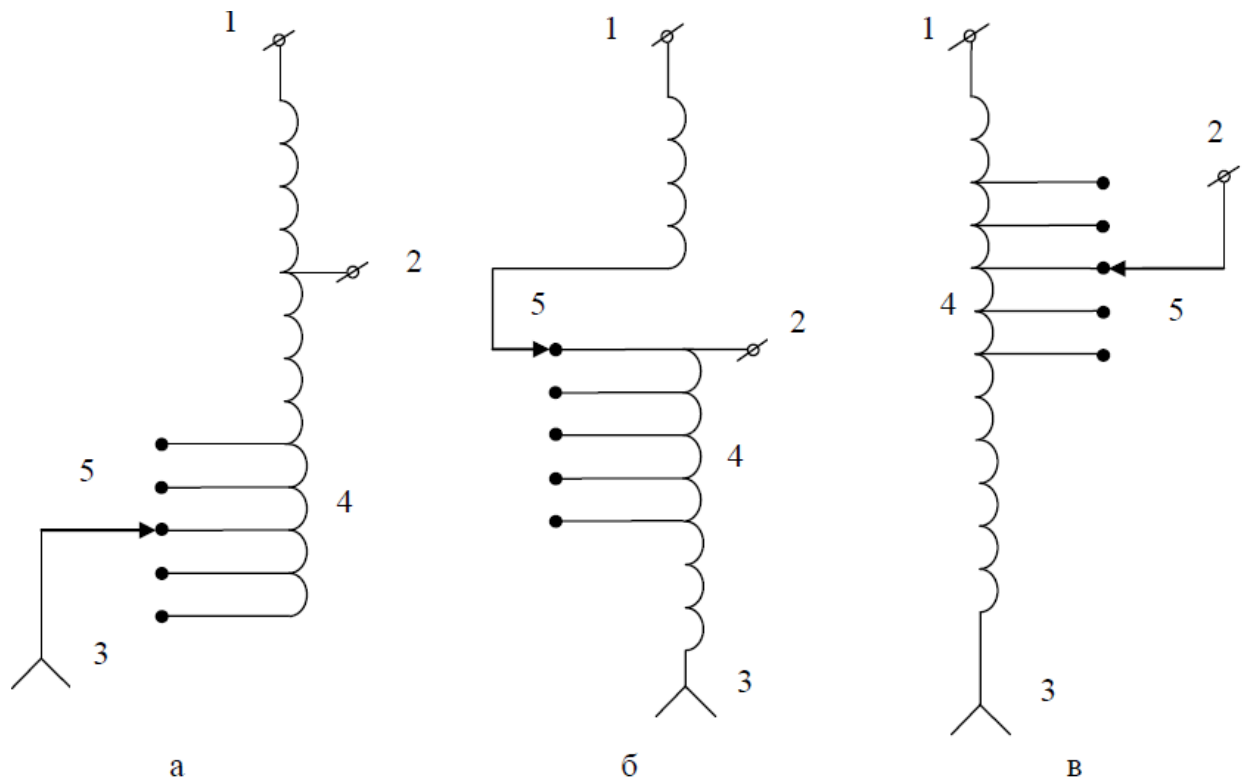


Рис.3.13 - Схеми вбудованого регулювання напруги автотрансформатора (Обмотка НН не показана): а - регулювання в нейтралі; б - на стороні ВН; в - на стороні СН

Схема послідовного регулювального трансформатора (фаза А)
показана на рис 3.14.

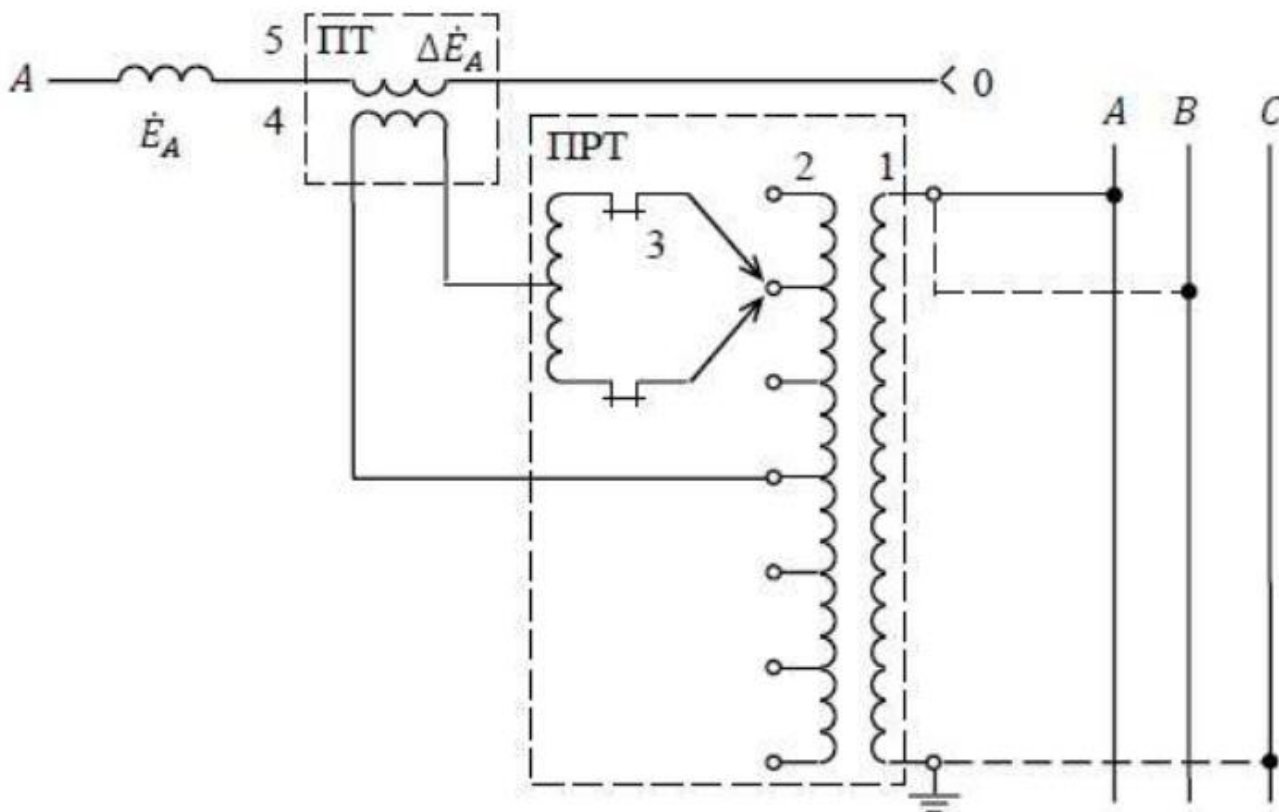


Рис. 3.14 - схема послідовного регулювального трансформатора
(фаза А)

Отже, розглянуто режими регулювання напруги в автотрансформаторах, лінійних і послідовних регулювальних трансформаторах.

Проаналізувавши засоби автоматичного регулювання напруги, слід зазначити, що застосування блоків автоматичного регулювання найбільш ефективним способом забезпечення споживачів електроенергією необхідної якості. Переваги застосування БАРН:

- менші капітальні витрати, ніж при реконструкції існуючих або будівництво нових ліній електропередач;
- ручний і автоматичний режими регулювання напруги;

- багатофункціональний мікропроцесорний пристрій керування блоком здійснює діагностику, вимір і запис параметрів мережі.

					ДП 5105.6.050701.004 ПЗ	Лист
						119
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Висновки:

В третьому розділі пояснювальної записки до дипломного проекту проводився аналіз автоматичної роботи пристроїв регулювання напруги.

В цьому розділі розглядались загальні класифікації систем автоматичного управління (регулювання), методи регулювання напруги, ступінчате контактне регулювання напруги під навантаженням РПН, автоматичне та тиристорне регулювання напруги, плавне реакторне регулювання трансформаторів.

Наведені всі необхідні схеми роботи пристроїв та їх підключення, та формули для розрахунку автоматичного регулювання напруги.

					ДП 5105.6.050701.004 ПЗ	Лист
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		120

3. Дослідження способів автоматичного регулювання напруги

					ДП 6.050701.004.ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Дослідження способів автоматичного регулювання напруги теплоелектроцентралі потужністю 720 МВт. Спецпитання	Літ.	Арк.	Аркушів
Розробник	Білянівський А.В.						91	122
Керівник	Колесніченко А.Б.							
						НТУУ «КПІ» кафедра Відновлюваних джерел енергії гр. ЕТ - 51		
Н. контр.	Матеєнко Ю.П.							
Зав. Каф.	Кудря С.О							

					ДП 6.050701.009 ПЗ	
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Лист 92	

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4	ДП 6.050701.004 ПЗ	Пояснювальна записка	122	
2	A4		Відгук керівника	1	
3	A4		Рецензія	1	
4	A1	ДП 6.050701.004 ТК1	Однолінійна головна схема електричних з'єднань станції	1	
5	A1	ДП 6.050701.004 ТК2	Схеми пристроїв регулювання напруги	1	
6	A1	ДП 6.050701.004 ТК3	Дослідження регулювання під напругою	1	

					ДП 6.050701.004.ВДП				
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Дослідження способів автоматичного регулювання напруги теплоелектроцентралі потужністю 720 МВт. Відомість дипломного проекту	Літ.	Арк.	Аркушів	
Розробник	Білянівський А.В.							4	122
Керівник	Колесніченко А.Б.								
Н. контр.	Матєєнко Ю.П					НТУУ «КПІ» кафедра Відновлюваних джерел енергії гр. ЕТ - 51			
Зав. Каф.	Кудря С.О.								

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В бакалаврському проекті було розраховане наступне:

1. Була вибрана головна схема електричних з'єднань. На основі техніко-економічного розрахунку ми вибрали найекономічнішу схему. Вибрали електричні обладнання, а саме: генератори, трансформатори зв'язку, трансформатори блоку, трансформатори власних потреб, автотрансформатори.

2. В другому розділі порахували струми кз за допомогою комп'ютерної програми «РАТОК». На цій основі було вибрано комутаційне обладнання вимикачі, роз'єднувачі, вимірювальні трансформатори струму та напруги.

3. В третьому розділі пояснювальної записки до дипломного проекту проводився аналіз автоматичної роботи пристроїв регулювання напруги.

В цьому розділі розглядались загальні класифікації систем автоматичного управління (регулювання), методи регулювання напруги, ступінчате контактне регулювання напруги під навантаженням РПН, автоматичне та тиристорне регулювання напруги, плавне реакторне регулювання трансформаторів.

Наведені всі необхідні схеми роботи пристроїв та їх підключення, та формули для розрахунку автоматичного регулювання напруги.

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;

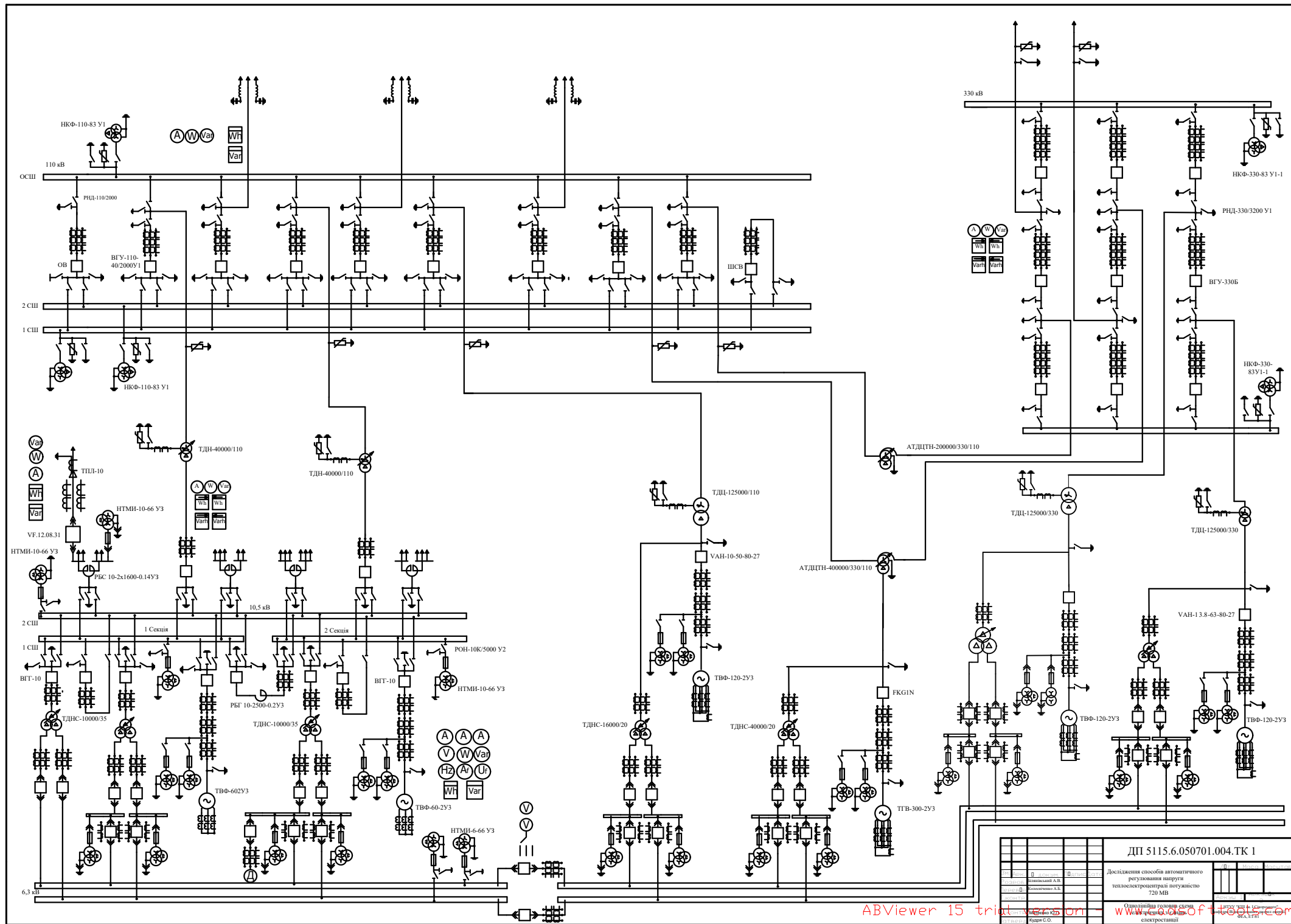
СШ – секція шин;

ОСШ – обхідна секція шин;

АД – асинхронний двигун;

СД – синхронний двигун;

					ДП 6.050701.004.ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



ДІП 5115.6.050701.004.ТК 1			
Дослідження способів автоматичного регулювання напруги теплоелектроцентральної потужністю 720 МВт			
Оптимізація головного схему розподілу електроенергії в системі електропостачання			
Курсовий проект			
Курс С.С.			

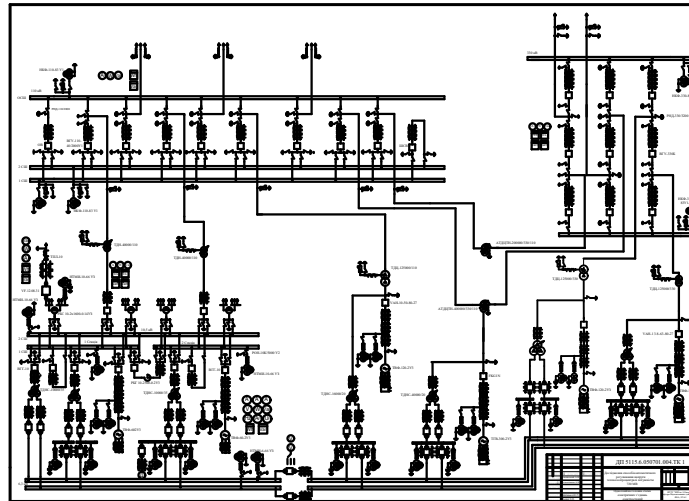
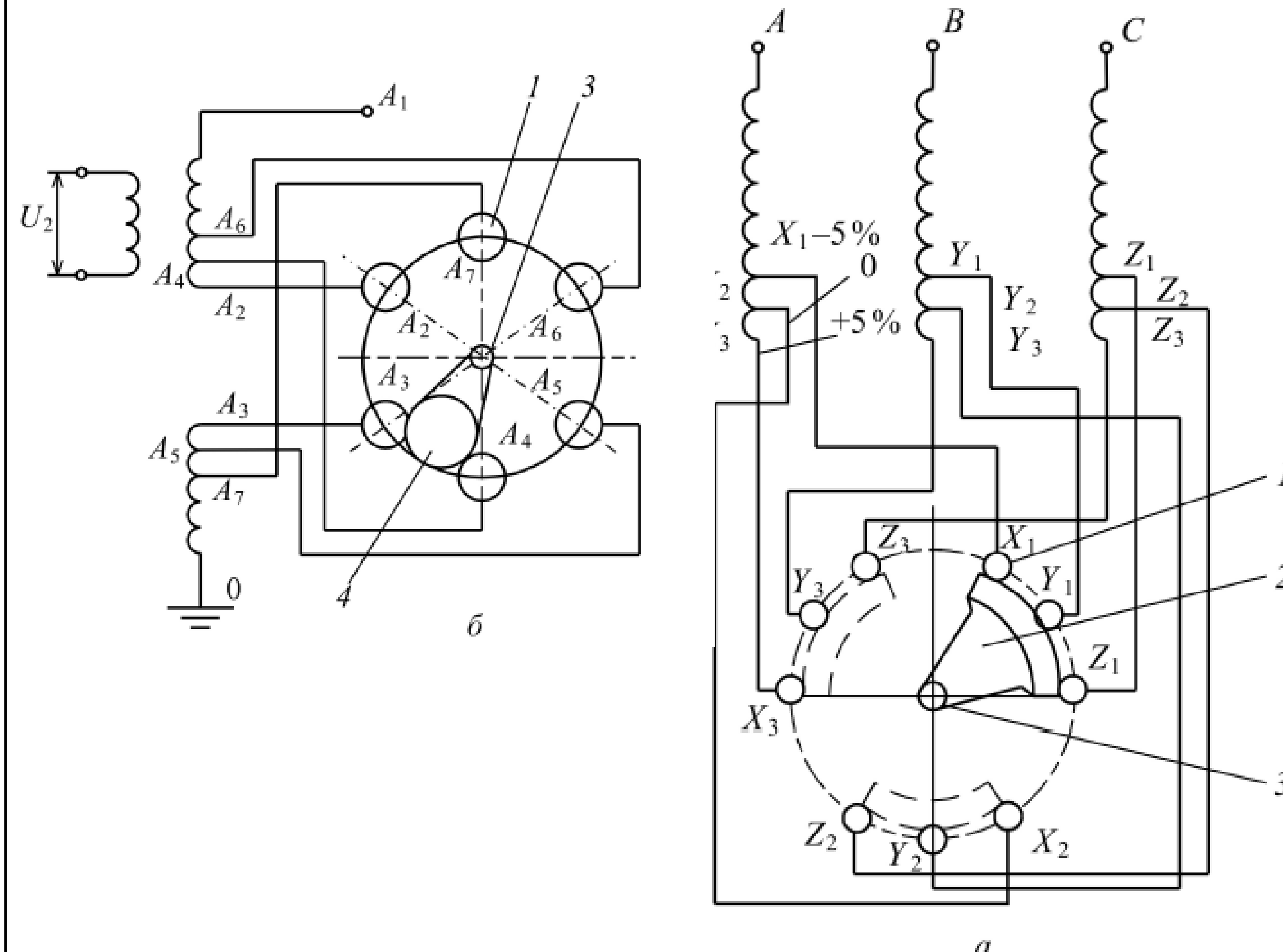
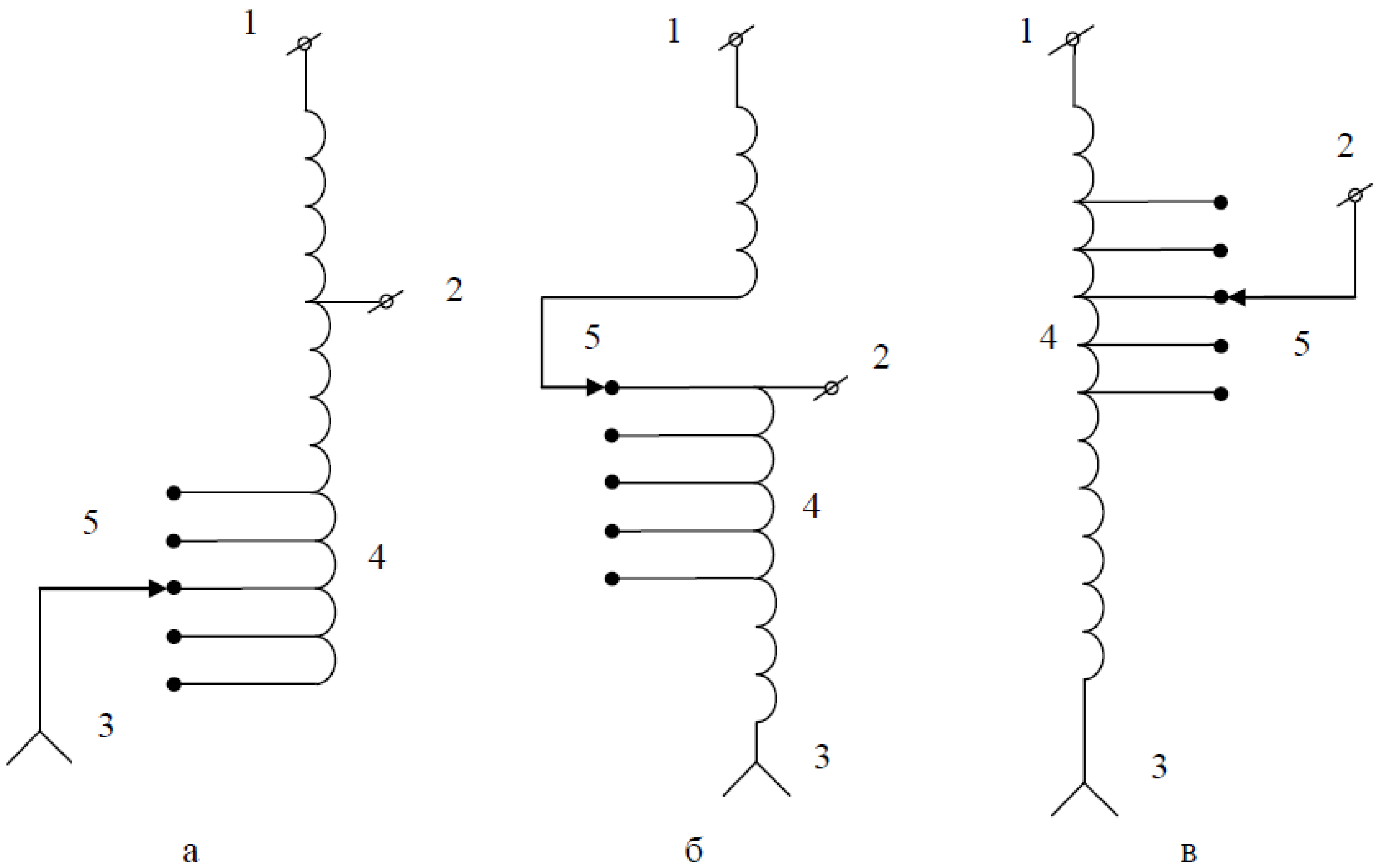


Схема регулювання напруги
з пристроєм ПБЗ:

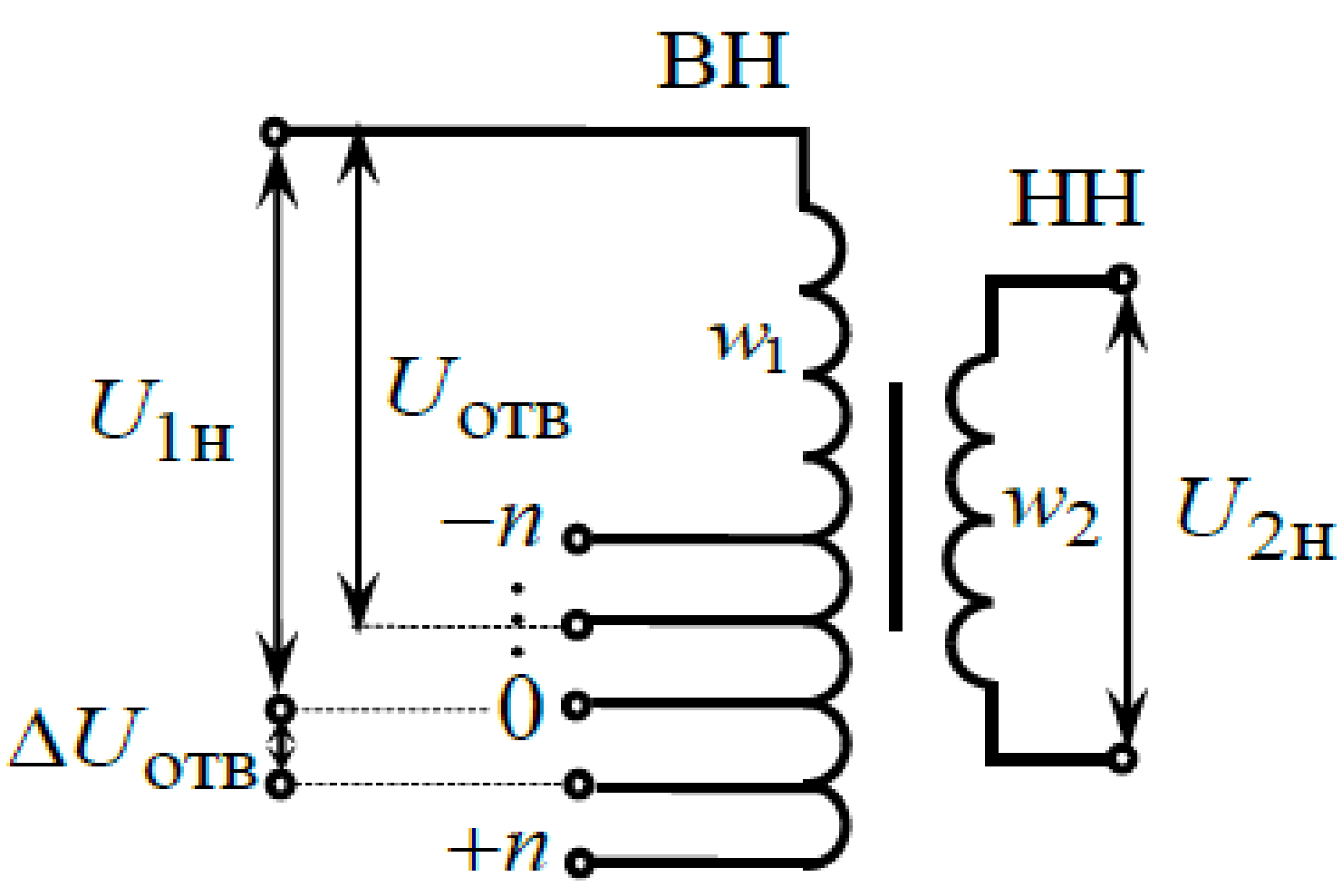


а – відгалуження поблизу нульової точки обмотки $\pm 5\%$ з трифазним перемикачем на три положення;
б – відгалуження в середині обмотки $\pm 2 \times 2,5\%$ з однофазними перемикачами на п'ять положень (зображена фаза А); 1 – нерухомий контакт;
2 – контактний сегмент; 3 – вал перемикача;
4 – контактні кільця

Схеми вбудованого регулювання напруги
автотрансформатора
(Обмотка НН не показана): а - регулювання в нейтралі; б -
на стороні ВН;
в - на стороні СН



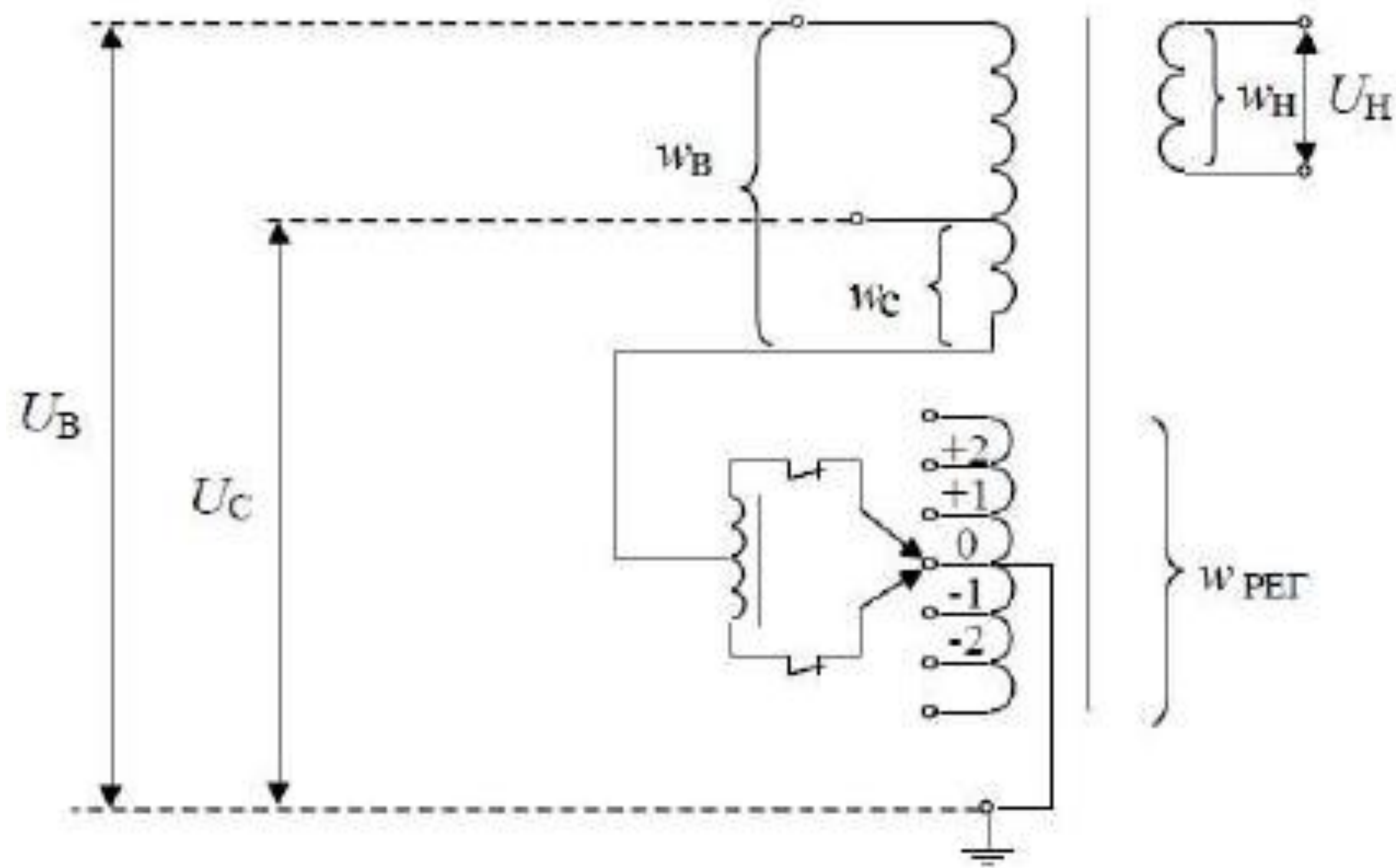
Розположення відгалуджень
регулювання



					ДП 5105.6.050701.004 ТК2							
					Дослідження способів автоматичного регулювання напруги теплоелектроцентралі потужністю 720 МВт				Літера	Маса	Масштаб	
Зм	Арх	№ документа	Підпис	Дата								
Розроб.		Білітський А.В.										
Перевір.		Колесніченко А.Б.										
					Схеми для регулювання напруги				Аркуш 2		Аркуш 3	
									НТУУ "КП ім. І. Сікорського" ФЕА гр. ET-51			
Н.Контр.		Магесіко Ю.П.										
Затверд.		Кудря С.О.										

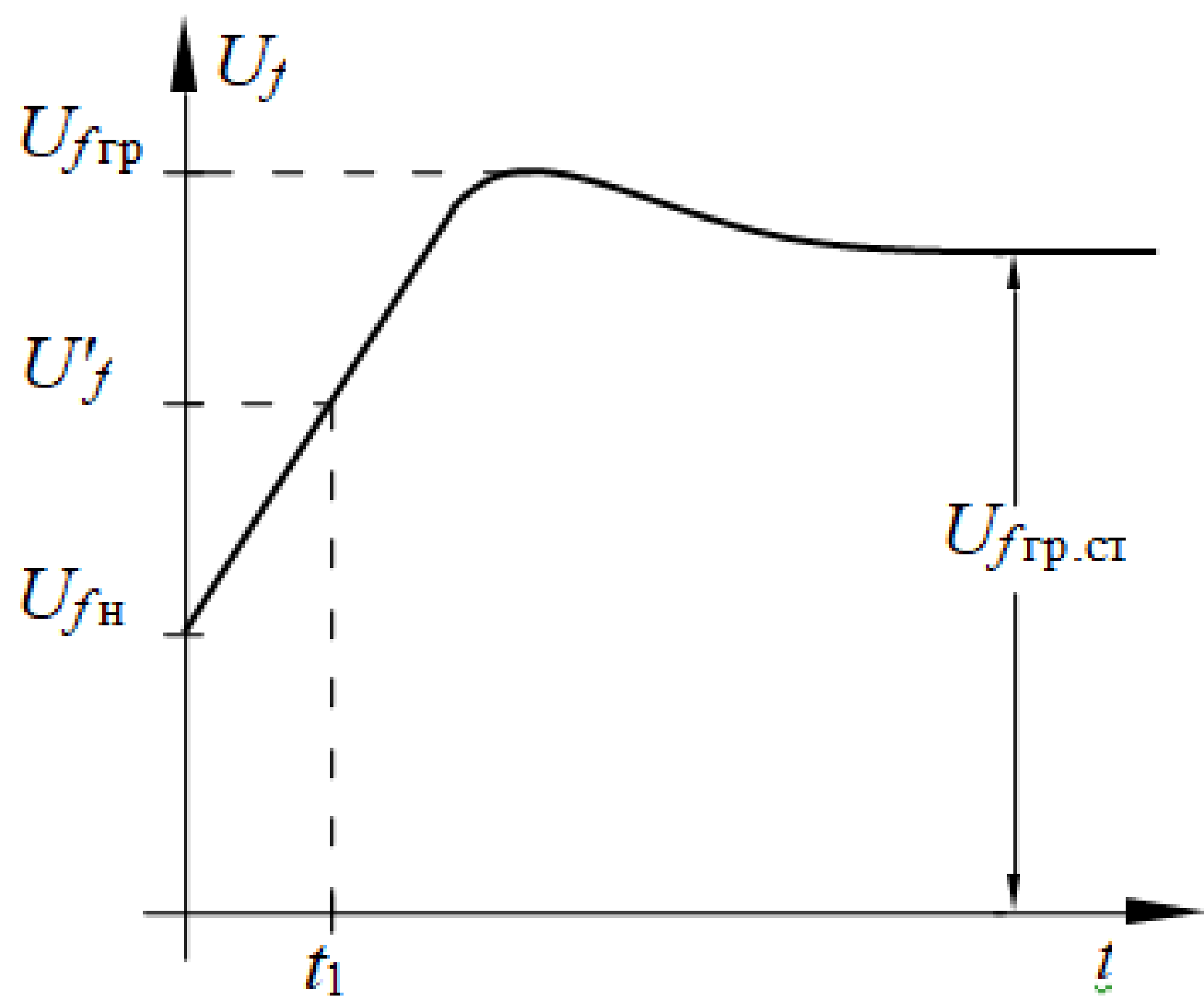
Дослідження регулювання під напругою

Включення РПН в нейтраль автотрансформатора



Характеристики пристрою РПН

№ відгалудження	Добавка напруги, %	Напруга відгалудження, кВ
9	+18	142,78
8	+16	140,36
7	+14	137,94
6	+12	135,52
5	+10	133,1
4	+8	130,68
3	+6	128,26
2	+4	125,84
1	+2	123,42
0	0	121
-1	-2	118,58
-2	-4	116,16
-3	-6	113,74
-4	-8	111,32
-5	-10	108,9
-6	-12	106,48
-7	-14	104,06
-8	-16	101,64
-9	-18	99,22



Визначення швидкості зростання напруги збудження

Принципова схема теристорного РПН

