

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
ВОЛОГОДСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

Кафедра электроснабжения

**РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА
СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

Методические указания к выполнению курсового проекта

Факультет – электроэнергетический, ФЗДО
Специальность 140211 – электроснабжение

Вологда
2005

УДК 621.316.925

Релейная защита систем электроснабжения: Методические указания к выполнению курсового проекта. – Вологда, ВоГТУ, 2005. – 40 с.

Приводятся задания и методические указания к выполнению контрольной работы и курсового проекта по дисциплине «Релейная защита систем электроснабжения», краткая программа курса, темы практических и лабораторных занятий, темы рефератов для самостоятельной проработки, список учебной и методической литературы, примеры выполнения контрольных заданий.

Утверждено редакционно-издательским советом ВоГТУ.

Составители:	Булычев А.В.,	докт. техн. наук, проф.;
	Наволочный А.А.,	канд. техн. наук;
	Поздеев Н.Д.,	канд. техн. наук, доц.

Рецензент: Несговоров Е.В., канд. техн. наук, доц. каф. управляющих и вычислительных систем.

ВВЕДЕНИЕ

Электрические системы, в соответствии со своим назначением, должны обеспечивать потребителей качественной электрической энергией. Но, какими бы надежными не были энергосистемы, в них неизбежно возникают ненормальные режимы работы и повреждения.

Подавляющее большинство повреждений в энергетических системах связано с нарушениями изоляции. Нарушения изоляции, в свою очередь, приводят к замыканиям разного вида. Наиболее опасны короткие замыкания, которые вызывают появление больших токов, могут сопровождаться разрушением электрооборудования и значительным ухудшением качества электроэнергии, а также приводить к нарушению устойчивой работы всей энергосистемы или ее части.

При возникновении повреждения или другого нежелательного режима управление энергосистемами должно осуществляться по особым алгоритмам. Это необходимо чтобы и в экстремальных условиях все же обеспечить нормальное электроснабжение хотя бы части потребителей, предотвратить развитие аварий и снизить возможные объемы разрушения поврежденного электрооборудования.

Для реализации этих особых алгоритмов управления энергосистемами используются средства противоаварийной автоматики. Основу их составляют средства релейной защиты [1-4, 23-26], под которыми понимается комплекс согласованных автоматических устройств, обеспечивающих в аварийных ситуациях быстрое выявление и отделение от электрической сети поврежденных элементов с целью сохранения в работоспособном состоянии исправной части этой сети.

Для успешного освоения дисциплины «Релейная защита систем электроснабжения» необходимо иметь ясное представление об электрических системах, электрических машинах, электрической части станций и подстанций в объеме требований образовательного стандарта специальности 140211 – «Электроснабжение», а также обладать навыками расчетов токов коротких замыканий.

Учебным планом предусмотрено несколько видов занятий по этой дисциплине: лекции, лабораторные и практические занятия, а также самостоятельное выполнение контрольной работы и курсового проекта.

1. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

1.1. Программа дисциплины

1. Противоаварийная автоматика и релейная защита. Основные понятия, термины и определения, характеризующие свойства систем релейной защиты.

2. Основные параметры систем электроснабжения в нормальных режимах. Определение максимальных токовых нагрузок элементов систем электроснабжения в нормальных режимах.
3. Основные виды повреждений элементов систем электроснабжения. Векторные диаграммы и расчет токов короткого замыкания.
4. Однофазные замыкания в цепях с глухозаземленной и изолированной нейтралью. Векторные диаграммы и расчет токов.
5. Трансформаторы тока и напряжения для релейной защиты. Конструкция и маркировка выводов. Схемы замещения и векторные диаграммы. Погрешности трансформаторов.
6. Схемы соединения вторичных обмоток трансформаторов тока и катушек реле. Коэффициент схемы.
7. Токовые защиты. Общие принципы построения токовых защит. Способы обеспечения селективной работы токовых защит.
8. Токовая отсечка. Зона действия. Схемы токовых отсечек на постоянном оперативном токе. Ток срабатывания отсечки.
9. Неселективные токовые отсечки.
10. Максимальная токовая защита со ступенчатой характеристикой. Способы обеспечения селективной работы. Схемы максимальной токовой защиты с независимой выдержкой времени срабатывания на постоянном оперативном токе. Чувствительность максимальной токовой защиты.
11. Максимальная токовая защита с плавно-зависимой от тока характеристикой срабатывания. Способы обеспечения селективной работы защиты. Схемы максимальной токовой защиты с зависимой от тока выдержкой времени срабатывания.
12. Особенности токовых защит на переменном оперативном токе.
13. Выбор тока срабатывания и выдержек времени срабатывания максимальных токовых защит.
14. Токовая трехступенчатая защита. Выбор уставок трехступенчатой защиты. Оценка чувствительности трехступенчатой токовой защиты.
15. Токовая направленная защита. Назначение. Реле направления мощности.
16. Схема и выбор уставок максимальной токовой направленной защиты. Токовая направленная отсечка.
17. Дистанционная защита. Зоны действия. Схема трехступенчатой дистанционной защиты на постоянном оперативном токе.
18. Выбор сопротивления срабатывания и оценка чувствительности дистанционной защиты.
19. Дифференциальные защиты. Назначение. Принципы действия продольной и поперечной дифференциальных защит.

20. Защиты трансформаторов от внутренних междуфазных замыканий. Газовая защита. Токовая отсечка и максимальная токовая защита трансформатора.
21. Дифференциальная защита трансформатора. Токи небаланса в дифференциальной защите трансформатора. Выбор уставок срабатывания.
22. Защита трансформаторов от внешних КЗ и перегрузок. Выбор уставок срабатывания защит.
23. Защита линий электропередачи. Виды защит, устанавливаемых на линиях электропередачи с напряжением 6-10 кВ, 35 кВ и 110-220 кВ.
24. Защита электродвигателей. Виды защит, устанавливаемых на электродвигателях с номинальным напряжением выше 1 кВ. Схемы защит, выбор уставок срабатывания и проверка чувствительности защит.
25. Защита электродвигателей с номинальным напряжением ниже 1000 В. Схемы защит и выбор уставок срабатывания.
26. Защиты генераторов. Особенности защит генераторов, работающих в блоке с трансформатором, и генераторов, работающих на сборные шины.
27. Автоматическое повторное включение на линиях электропередачи. Назначение. Выбор параметров срабатывания.
28. Автоматическое включение резервного питания. Выбор параметров срабатывания.
29. Автоматическая частотная разгрузка.
30. Микроэлектронные средства защиты систем электроснабжения. Тенденции развития методов и технических средств релейной защиты.

1.2. Перечень лабораторных работ

1. Трехступенчатая токовая защита линий с односторонним питанием.
2. Двухступенчатая токовая защита линий с односторонним питанием.
3. Направленная максимальная токовая защита линий.
4. Автоматическое включение резервного питания (АВР).
5. Автоматическое повторное включение (АПВ) линий электропередачи.
6. Дифференциальная защита трансформатора.
7. Поперечная дифференциальная защита параллельных линий.
8. Микропроцессорная защита присоединений 6-35 кВ «СИРИУС-Л».

1.3. Перечень тем практических занятий

1. Расчет уставок и разработка схем токовых защит линий электропередачи с номинальными напряжениями 6-10 кВ, 35 кВ, 110-220 кВ.
2. Расчет уставок и разработка схем продольных дифференциальных защит.

3. Расчет уставок и разработка схем защит двухобмоточного и трехобмоточного трансформаторов.
4. Расчет уставок и разработка схем защиты крупных электродвигателей с номинальными напряжениями 6-10 кВ.
5. Расчет уставок и разработка схем защиты электродвигателей с номинальными напряжениями до 1000 В.
6. Расчет уставок и разработка схем устройств АВР и АПВ.
7. Выбор и согласование устройств релейной защиты и автоматики участка электрической сети 6-35 кВ.

1.4. Перечень тем рефератов

1. Повреждения в энергосистемах. Анализ видов повреждений и последствий для энергосистемы.
2. Короткие замыкания в ЛЭП (воздушных и кабельных) разных уровней напряжения от 0,4 кВ до 110 кВ.
3. Замыкания в обмотках генераторов. Анализ видов повреждений и последствий для энергосистемы и генератора.
4. Замыкания в обмотках силовых и измерительных трансформаторов.
5. Замыкания в обмотках электродвигателей.
6. Ненормальные режимы работы энергосистем и их отдельных элементов, которые должны выявляться средствами РЗА.
7. Трансформаторы тока (ТТ) для релейной защиты. Расчеты вторичных нагрузок ТТ.
8. Трансформаторы напряжения (ТН). Схемы. Расчеты вторичных нагрузок.
9. Токовые отсечки. Схемы. Примеры применения на разных элементах энергосистем.
10. Максимальные токовые защиты. Схемы. Примеры применения.
11. Токовые защиты, включаемые на симметричные составляющие. Примеры.
12. Токовые направленные защиты. Примеры.
13. Реле направления мощности (электромеханические и микроэлектронные).
14. Дистанционные защиты. Схемы. Примеры применения.
15. Реле сопротивления. Назначение. Конструкции. Принцип действия.
16. Дифференциальные токовые защиты. Принципы действия.
17. Дифференциальные защиты трансформаторов. Примеры расчета и реализации.
18. Дифференциальные защиты генераторов. Примеры расчета и реализации.
19. Дифференциальные защиты электродвигателей. Примеры расчета и реализации.
20. Поперечные дифференциальные защиты ЛЭП. Примеры.
21. Способы снижения токов небаланса в дифференциальной защите.

22. Торможение в дифференциальных защитах.
23. Продольные дифференциальные защиты линий с высокочастотными и радио каналами связи. Примеры.
24. Способы выявления однофазных замыканий на землю в электрических сетях с компенсацией емкостных токов замыкания на землю.
25. Способы определения поврежденного присоединения при однофазных замыканиях на землю в сети с изолированной нейтралью.
26. Особенности защит от однофазных замыканий на землю, устанавливаемых на генераторах, работающих на сеть и в блоке с трансформатором.
27. Защиты, устанавливаемые в цепях возбуждения синхронных генераторов. Примеры.
28. Защиты, устанавливаемые на генераторах, работающих на сборные шины. Примеры расчета и реализации комплектов защит генераторов ТЭЦ.
29. Защиты, устанавливаемые на генераторах, работающих в блоке с трансформатором. Примеры расчета и реализации защит блочного генератора.
30. Защиты, устанавливаемые на трансформаторах мощностью до 6,3 МВА. Примеры.
31. Защиты, устанавливаемые на трансформаторах мощностью более 6,3 МВА. Примеры.
32. Газовые защиты трансформаторов.
33. Особенности защит трансформаторов, работающих без выключателей со стороны источника питания. Примеры расчета и реализации.
34. Особенности защит блоков генератор-трансформатор. Примеры.
35. Защиты шин электростанций и подстанций. Примеры.
36. Защиты, устанавливаемые на асинхронных и синхронных электродвигателях с номинальным напряжением выше 1 кВ. Примеры.
37. Защиты, устанавливаемые на электродвигателях с номинальным напряжением ниже 1000 В.
38. Защиты, устанавливаемые на линиях электропередачи с номинальным напряжением от 0,4 кВ до 35 кВ.
39. Защиты, устанавливаемые на линиях электропередачи с номинальным напряжением 110 кВ и выше. Примеры.
40. Регистрация аварийных процессов для анализа функционирования релейной защиты. Светолучевые и цифровые регистраторы аварийных процессов зарубежных и отечественных фирм (ABB, Бреслер, НТЦ Госан, Парма, Радиус и др.).
41. Микропроцессорные средства релейной защиты. Особенности обработки сигналов аналоговыми и цифровыми устройствами релейной защиты.
42. Микропроцессорные средства релейной защиты зарубежных производителей (фирмы ABB, Siemens, GEC Alsthom и др.).

43. Микропроцессорные средства релейной защиты отечественных производителей (фирмы Радиус, АВВ-реле-Чебоксары, ВНИИР, Экра, Механотроника, Чебоксарский электроаппаратный завод и др.).
44. Компьютерные испытания систем релейной защиты. Реле-томографы фирмы «Динамика» (серия «РЕТОМ»).
45. Испытательные установки для проверки устройств релейной защиты и автоматики (серии «УРАН», «НЕПТУН», «САТУРН»).
46. Многоуровневые системы контроля, управления и защиты энергосистем (SCADA) зарубежных и отечественных фирм (АВВ, Siemens, НИИ постоянного тока и др.).
47. Согласование микроэлектронных средств защиты с силовым оборудованием энергосистем. Электромагнитная совместимость.
48. Управление приводами выключателей. Приводы масляных выключателей 10-35 кВ.
49. Источники оперативного тока для релейной защиты.
50. Фильтры симметричных составляющих для релейной защиты. Выделение прямой, обратной и нулевой последовательностей сигналов. Примеры.
51. Частотные фильтры для релейной защиты. Фильтры нижних и верхних частот. Полосовые и режекторные фильтры. Примеры.
52. Автоматическое повторное включение (АПВ). Примеры.
53. Автоматическое включение резервного питания (АВР). Примеры.
54. Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) в энергосистемах. Примеры.
55. Управление энергосистемами и системами электроснабжения в нормальных режимах. Телемеханизация и диспетчеризация.
56. История электрификации Вологодской области (по материалам периодических и специальных изданий).
57. Особенности выбора уставок и согласования цифровых защит фирмы «Механотроника».
58. Особенности выбора уставок и согласования цифровых защит фирмы «Радиус».
59. Особенности выбора уставок и согласования цифровых защит фирмы АВВ.
60. Особенности выбора уставок и согласования цифровых защит фирмы «Экра».
61. Релейная защита на учебной подстанции «Политехническая» кафедры «Электроснабжение» ВоГТУ.
62. Особенности выбора уставок и согласования максимальных токовых защит, выполненных на микроэлектронной и электромеханической элементных базах.
63. Особенности выбора уставок и согласования максимальных токовых защит с зависимыми времятоковыми характеристиками на электромеханической элементной базе.

64. Вторичные электромагнитные (кроме БНТ) и индукционные реле тока (кроме комбинированных РТ-80, РТ-90) и напряжения косвенного действия (РТ-40/х; РН-50, РН-53, РН-54 и т.п.): типы, конструкция, принцип действия, область применения, справочные характеристики. Герконовые, магнитоэлектрические, поляризованные реле: назначение, достоинства, недостатки.
65. Комбинированные токовые реле типов РТ-80, РТ-90 (и их разновидности), электромагнитные токовые реле с быстронасыщающимися трансформаторами (РНТ-565, РНТ-566, РНТ-567; ДЗТ-11): назначение, конструкция, принцип действия, справочные характеристики.
66. Реле времени (ЭВ-100, ЭВ-200; РВМ-12, РВМ-13; ВЛ-27, ВЛ-29, ВЛ-37; РВ-01, РВ-03), указательные реле: назначение, принцип действия, конструкция, область применения, справочные характеристики.
67. Промежуточные реле (РП-11, РП-12; РП-23, РП-24; РП-211÷РП-215; РП-251÷РП-256; РП-321, РП-341; РП-351, РП-352; РМУГ; РЭС8, РЭС22): назначение, принцип действия, особенности конструкции, справочные данные.
68. Защита предохранителями: принцип действия, область применения, выбор предохранителей (расчёт защиты).
69. Защита автоматическими выключателями: принцип действия, область использования, защитные характеристики автоматических выключателей, их выбор, согласование.
70. Резервирование отказов в действии релейной защиты и выключателей.
71. Защита и автоматика вторичных цепей электростанций и подстанций.

1.5. Самостоятельное выполнение контрольной работы и курсового проекта

Контрольная работа и курсовой проект выполняются с целью приобретения навыков комплексного решения задач построения систем релейной защиты и других видов противоаварийной автоматики на объектах электроэнергетики.

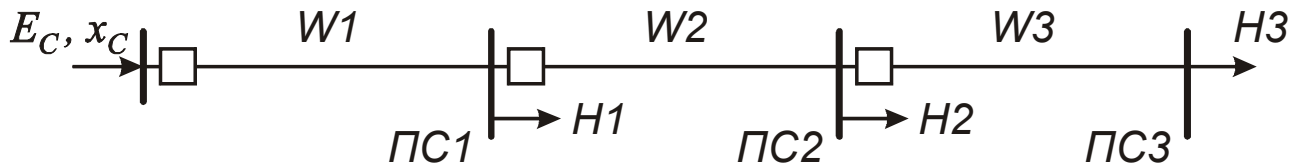
И контрольная работа, и курсовой проект оформляются в виде расчётно-пояснительных записок (РПЗ). В РПЗ следует привести все расчётные формулы с необходимыми комментариями и пример расчёта для одного или нескольких рассчитываемых параметров по каждому пункту. Результаты всех расчётов в пределах пункта или раздела (результаты однотипных расчётов) для наглядности следует объединять в таблицы. Объёмные результаты расчётов, а также сложные электрические схемы необходимо представить в виде приложений.

При оформлении следует руководствоваться стандартами и методическими пособиями по оформлению [20].

2. ЗАДАНИЯ К САМОСТОЯТЕЛЬНОМУ ИСПОЛНЕНИЮ

2.1. Задание на контрольную работу

Рассчитать ступенчатую защиту электроэнергетической системы среднего напряжения на основе токовых реле РТ-40 (защита линии $W1$ – трёхступенчатая; $W2$ – двухступенчатая; $W3$ – одноступенчатая).



Представить совмещённые (друг с другом и со структурной схемой системы) следующие графики:

- зависимости максимального и минимального токов коротких замыканий от удалённости места КЗ; все токовые уставки;
- зависимости времени срабатывания защиты от удалённости КЗ (уставки по времени).

Определить минимальную и максимальную зоны действия отдельных ступеней защит.

Уметь определять (графически) защиту, которая должна сработать при различных видах и местоположениях КЗ в режимах основного и резервного (когда не работает основная защита) действия.

Оценить эффективность (отсечек – по зоне действия, МТЗ – по коэффициенту чувствительности) рассчитанной защиты. Предложить рекомендации по её совершенствованию.

Исходные данные представлены в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Исходные данные к контрольной работе

№ варианта	Параметры энергосистемы		Параметры линий электропередачи и нагрузок														
			W1					W2					W3				
	$E_C, В$	$x_C, Ом$	$R_{уд}, Ом/км$	$x_{уд}, Ом/км$	$l, км$	$I_{МАХРАБ}, А$	$t_{МТЗ}, с$	$R_{уд}, Ом/км$	$x_{уд}, Ом/км$	$l, км$	$I_{МАХРАБ}, А$	$t_{МТЗ}, с$	$R_{уд}, Ом/км$	$x_{уд}, Ом/км$	$l, км$	$I_{МАХРАБ}, А$	$t_{МТЗ}, с$
1.	3637	0,45	0,15	0,10	2,0	440	1,3	0,30	0,20	4,0	160	1,5	0,45	0,30	5,0	70	1,4
2.	3637	0,48	0,12	0,11	1,5	480	1,4	0,27	0,21	3,5	180	1,6	0,43	0,31	4,5	80	1,1
3.	3637	0,51	0,09	0,12	1,0	500	1,5	0,24	0,22	3,0	210	1,9	0,41	0,32	4,0	90	1,3
4.	3637	0,54	0,06	0,13	0,5	520	1,9	0,21	0,23	2,5	250	1,5	0,39	0,33	3,5	110	0,8
5.	3637	0,57	0,15	0,14	2,0	350	1,8	0,30	0,24	2,0	200	1,1	0,37	0,34	3,0	110	0,8
6.	3637	0,60	0,12	0,15	4	250	1,4	0,27	0,25	4	120	1,7	0,35	0,35	2,5	90	1,8
7.	3637	0,80	0,09	0,16	3,5	230	1,1	0,24	0,26	4,5	110	1,9	0,33	0,36	2,0	90	1,6
8.	3637	0,66	0,06	0,10	0,5	450	1,5	0,21	0,20	4,0	190	1,9	0,31	0,37	1,5	130	1,4
9.	3637	0,69	0,15	0,11	2,0	330	1,7	0,30	0,21	3,5	150	1,1	0,45	0,38	1,0	120	1,8
10.	3637	0,72	0,12	0,12	1,5	350	1,8	0,27	0,22	3,0	180	0,7	0,43	0,30	5,0	80	1
11.	6062	0,75	0,09	0,13	1,0	600	1,8	0,24	0,23	2,5	330	1	0,41	0,31	4,5	140	0,8
12.	6062	0,78	0,1	0,14	2	490	1	0,21	0,24	3,5	250	0,9	0,39	0,32	4,0	130	1,3
13.	6062	0,81	0,15	0,15	2,5	430	1,9	0,30	0,25	3,5	210	1,3	0,37	0,33	3,5	130	0,7
14.	6062	0,84	0,12	0,16	1,5	480	1,2	0,27	0,26	4	220	0,9	0,35	0,34	3,0	140	0,9
15.	6062	0,87	0,09	0,10	1,0	540	1,7	0,24	0,20	4,0	260	1,8	0,33	0,35	2,5	170	1,6
16.	6062	0,45	0,06	0,11	2,5	710	0,9	0,21	0,21	3,5	310	1,2	0,31	0,36	2,0	200	1
17.	6062	0,48	0,15	0,12	2,0	680	0,9	0,30	0,22	3,0	290	1	0,45	0,37	1,5	200	1,6
18.	6062	0,51	0,12	0,13	1,5	730	1,5	0,27	0,23	2,5	350	0,9	0,43	0,38	1,0	260	1,7
19.	6062	0,54	0,09	0,14	1,0	770	1,4	0,24	0,24	2,0	410	1,2	0,41	0,30	5,0	150	1,5
20.	6062	0,57	0,06	0,15	1,5	660	1,7	0,21	0,25	3	310	1,2	0,39	0,31	4,5	140	0,6
21.	21362	0,60	0,15	0,16	2,0	1920	1,1	0,30	0,26	2	1090	1,9	0,37	0,32	4,0	520	1,1
22.	21362	0,63	0,12	0,10	1,5	2320	1,2	0,27	0,20	4,0	920	1,4	0,35	0,33	3,5	510	1,2
23.	21362	0,66	0,09	0,11	1,0	2390	0,9	0,24	0,21	3,5	1050	1,3	0,33	0,34	3,0	590	0,7
24.	21362	0,69	0,06	0,12	0,5	2470	0,8	0,21	0,22	3,0	1190	0,9	0,31	0,35	2,5	690	1,4
25.	21362	0,72	0,15	0,13	2,0	1810	1,7	0,30	0,23	2,5	990	1,1	0,45	0,36	2,0	620	1
26.	21362	0,75	0,12	0,14	1,5	1900	1,3	0,27	0,24	3	950	1,3	0,43	0,37	4	450	1,1
27.	21362	0,78	0,09	0,15	3,5	1380	1,7	0,24	0,25	3	810	1	0,41	0,38	2	550	1,1
28.	21362	0,81	0,12	0,16	4,5	1150	1	0,21	0,26	3,5	680	0,8	0,39	0,30	5,0	370	1,4
29.	21362	0,84	0,15	0,10	2,5	1610	0,8	0,30	0,20	4,0	760	1,8	0,37	0,31	4,5	410	0,9
30.	21362	0,87	0,12	0,11	4,5	1270	1	0,27	0,21	4,5	640	1,3	0,35	0,32	4,0	390	1,2

2.2. Задание на курсовое проектирование

Разработать защиту участка электрической сети, состоящего из нескольких линий электропередач и трансформаторных подстанций с номинальными напряжениями от 0,4 до 35 кВ. Исходными данными служат однолинейные электрические схемы; основные параметры линий электропередач, трансформаторов, электрических нагрузок и их собственных защит (табл. 2.2, 2.3).

Таблица 2.2

Параметры электрической сети

Наименование расчетного параметра		Значение исходных параметров для варианта схемы									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Схема на рисунке		2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	2.10
Мощность трехфазного КЗ на шинах ПС1, МВА		480	520	560	590	490	550	640	620	680	700
Типы выключателей на стороне 35 кВ на стороне 6-10 кВ		С – 35 ВМПЭ – 10									
Напряжение оперативного тока подстанции	ПС1	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
	ПС2	~	~	~	=	=	=	~	~	~	~
	ПС3	~	~	~	~	~	~	~	~	~	~
	ПС4	~	~	~	~	~	~	~	~	~	~
Мощность трансформатора ¹ , МВ·А	T1	10	16	6,3	10	16	10	10	6,3	6,3	6,3
	T2	10	16	6,3	10	16	10	10	6,3	6,3	6,3
	T3	2,5	0,63	4	6,3	0,63	6,3	4	2,5	0,25	2,5
	T4	0,63	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,63	0,4	0,25	0,4
	T5	0,25	0,63	0,16	0,63	0,4	0,63	0,4	0,4	0,16	0,25
	T6	0,4	–	0,25	0,25	–	0,25	0,4	0,25	–	0,16
Длина линии электропередачи, км	W1	3	10	3	4	9	8	7,5	4	5	6
	W2	2	8	3	3	9	8	7,5	3	5	8
	W3	4	4	4	3	4	3	2,5	1,5	3	2
	W4	3	4	2	3	4	3	2,5	1,5	4	2
	W5	4	5	3	5	6	3	3	3	4	5
	W6	3	4	4	3	4	4	5	6	2	4
	W7	7	–	–	–	3	4	–	3	5	2
Место установки устройства АВР		ПС2	ПС3	ПС3	ПС2	ПС2, ПС3	ПС2, ПС3	ПС2	ПС2	ПС1, ПС2, ПС3	ПС3
Место установки устройства АПВ ²		W1	W1	W1	W1	W2	W4	W2	W1	W5	W1

¹ Остальные используемые в расчётах параметры трансформаторов взять из справочных материалов [14], самостоятельно выбрав марку трансформатора

² Помимо указанного в таблице места обязательной установки устройства АПВ с целью повышения качества электроснабжения следует предусмотреть установку таких устройств и на других объектах участка сети, выбранных самостоятельно

Таблица 2.3

Параметры электрических нагрузок

Наименование параметра		Значение исходных параметров для варианта схемы									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Н1	Мощность S, МВ·А	3,2	4,5	1,8	3,0	4,2	2,9	3,3	1,7	1,9	1,8
	Коэффициент самозапуска	2,0	2,7	2,3	2,8	2,0	2,5	2,6	2,4	2,5	2,3
	Выдержка времени защиты, с	0,9	0,7	0,8	0,7	0,9	0,8	1,0	0,9	0,7	0,8
Н2	Мощность S, МВ·А	2,4	4,8	1,7	2,7	4,9	2,8	2,9	1,9	1,8	1,8
	Коэффициент самозапуска	2,2	2,5	2,0	2,5	2,4	2,3	2,1	2,3	2,2	2,5
	Выдержка времени защиты, с	0,7	0,8	0,9	0,8	1,0	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7
Н3	Мощность S, МВ·А	3,0	3,9	2,0	3,5	5,0	3,2	3,6	2,0	2,1	2,2
	Коэффициент самозапуска	2,3	1,9	2,2	2,3	1,8	2,7	2,4	2,1	2,2	2,0
	Выдержка времени защиты, с	0,8	1,0	0,9	0,7	1,0	0,9	0,8	0,6	0,7	0,9
Н4	Мощность S, МВ·А	2,8	4,5	1,5	2,7	3,8	2,8	2,9	1,4	1,5	1,6
	Коэффициент самозапуска	2,1	2,4	2,5	2,7	2,2	2,0	2,3	2,5	2,0	2,3
	Выдержка времени защиты, с	0,6	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	1,0	0,8	0,9	1,0
Н5	Мощность S, МВ·А	1,6	–	–	4,5	–	4,2	2,0	1,8	–	1,9
	Коэффициент самозапуска	2,3	–	–	2,2	–	2,4	2,0	2,2	–	2,1
	Выдержка времени защиты, с	0,9	–	–	1,0	–	1,1	1,2	1,0	–	1,2

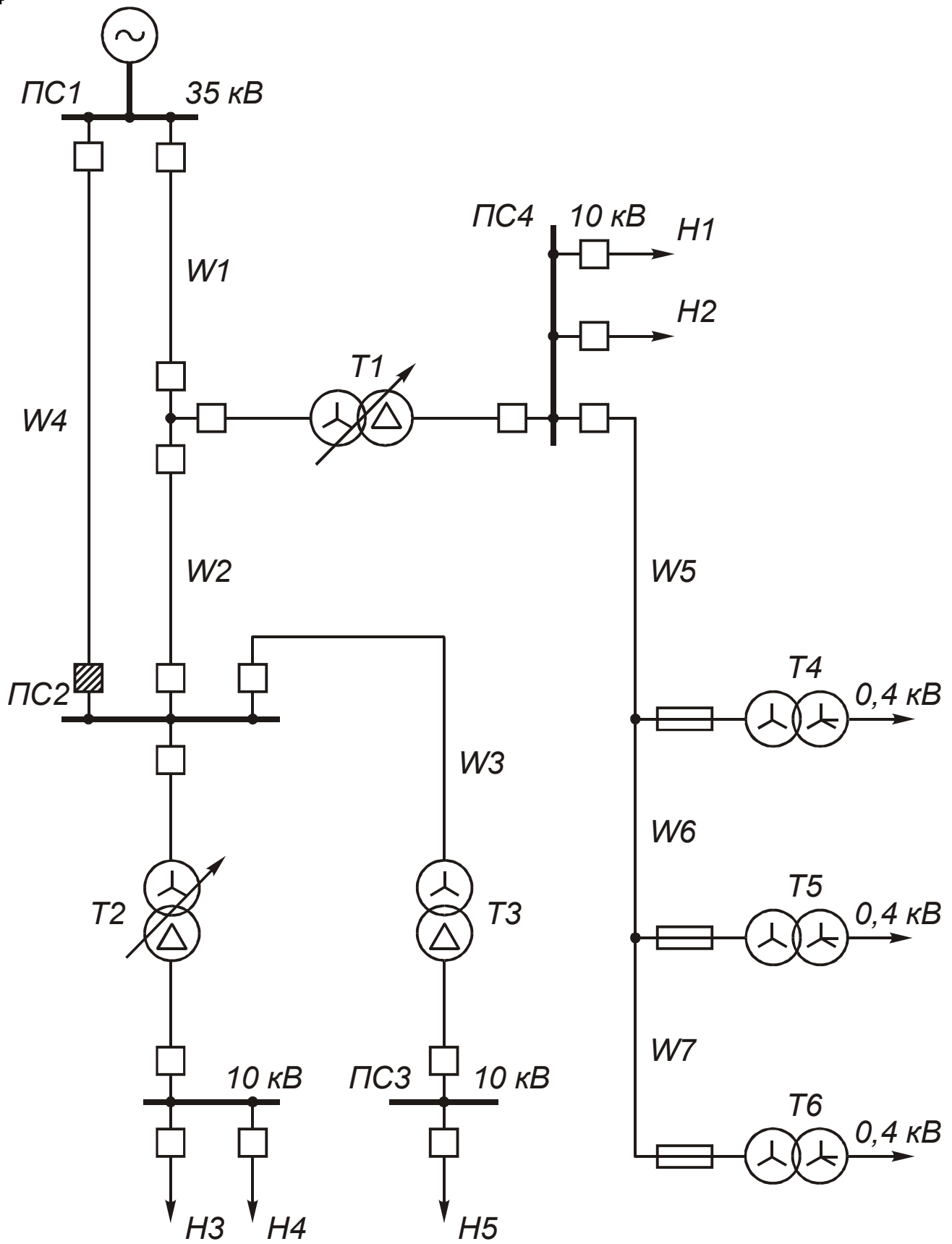


Рис. 2.1

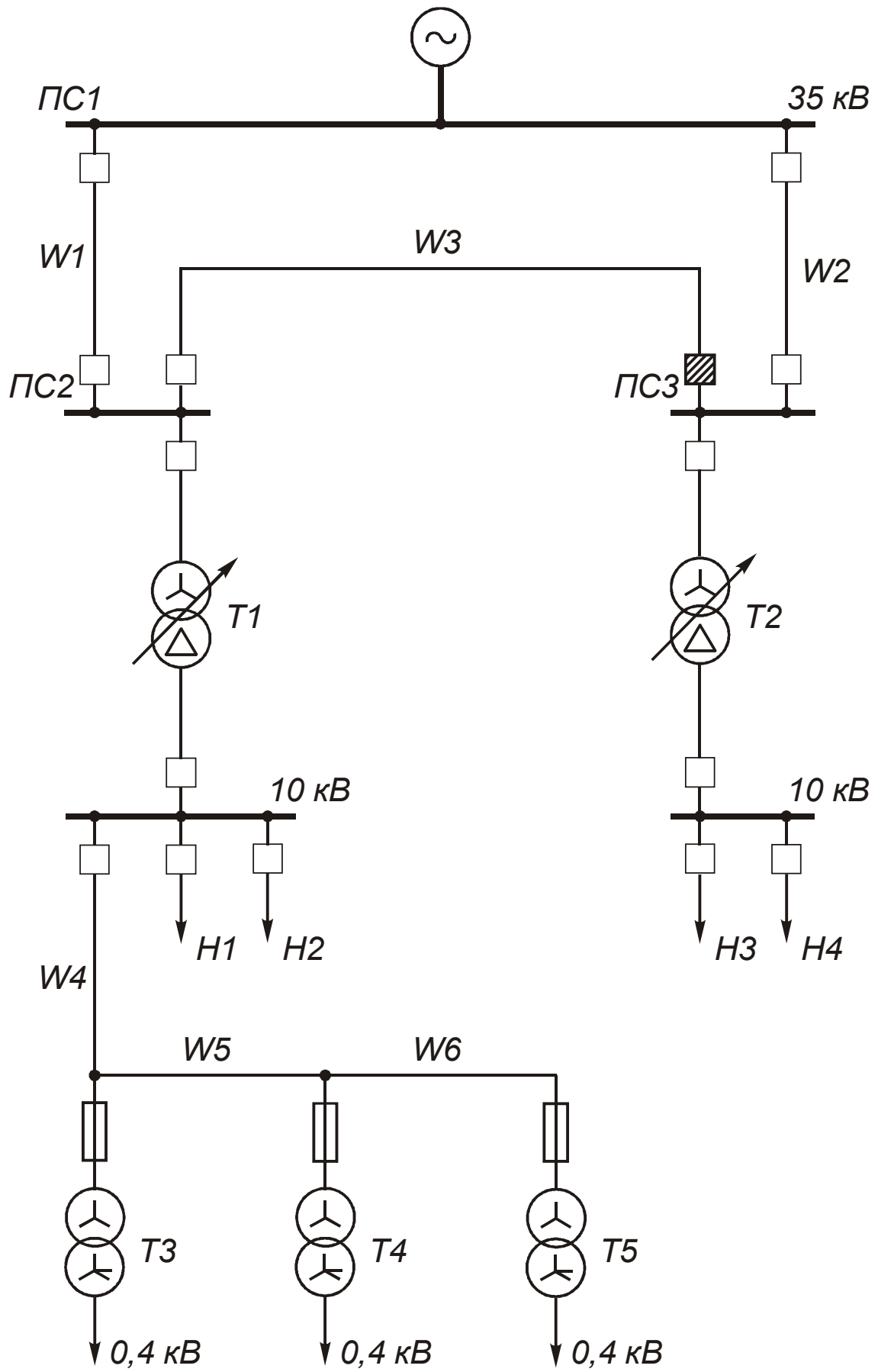


Рис. 2.2

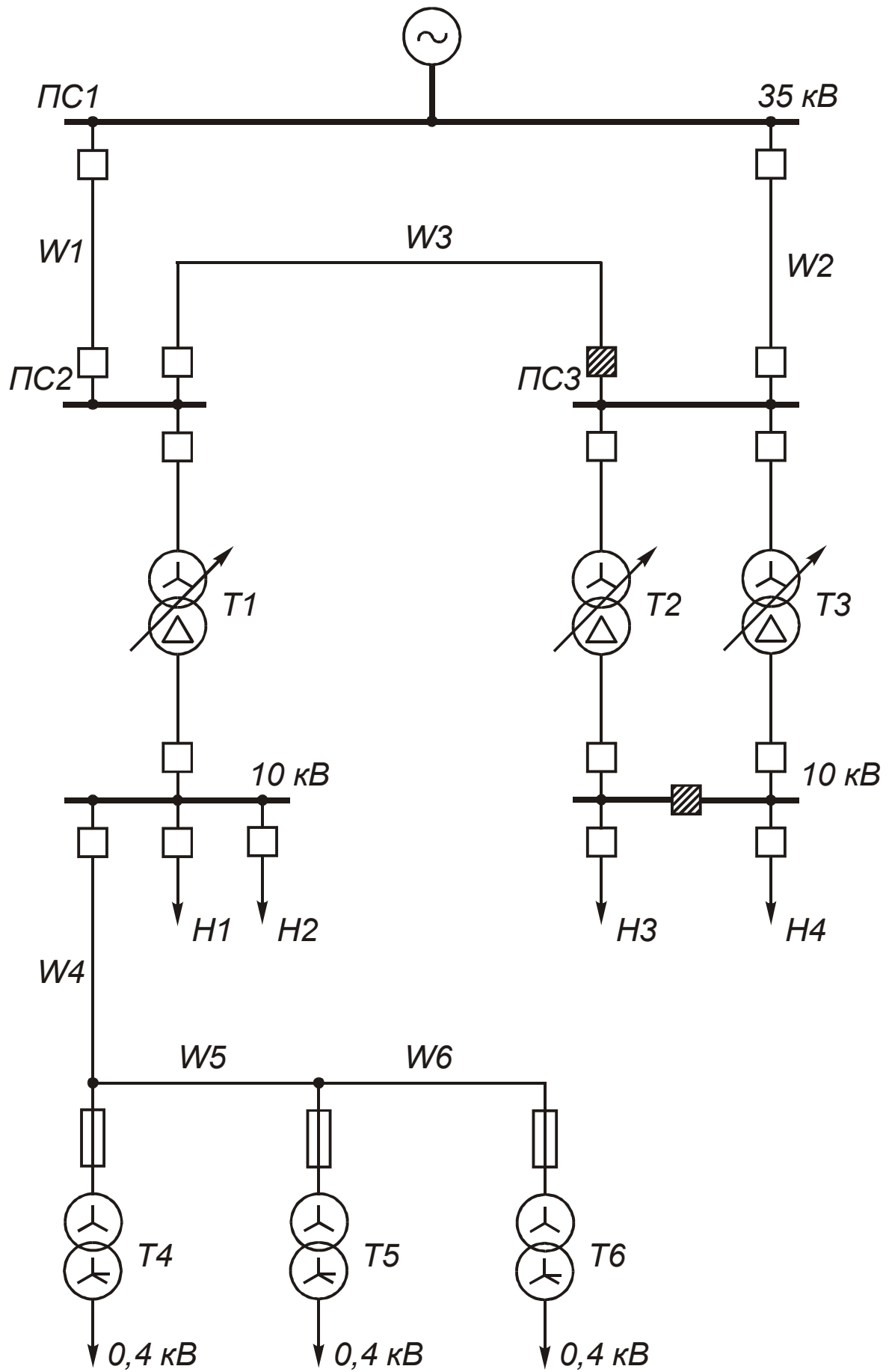


Рис. 2.3

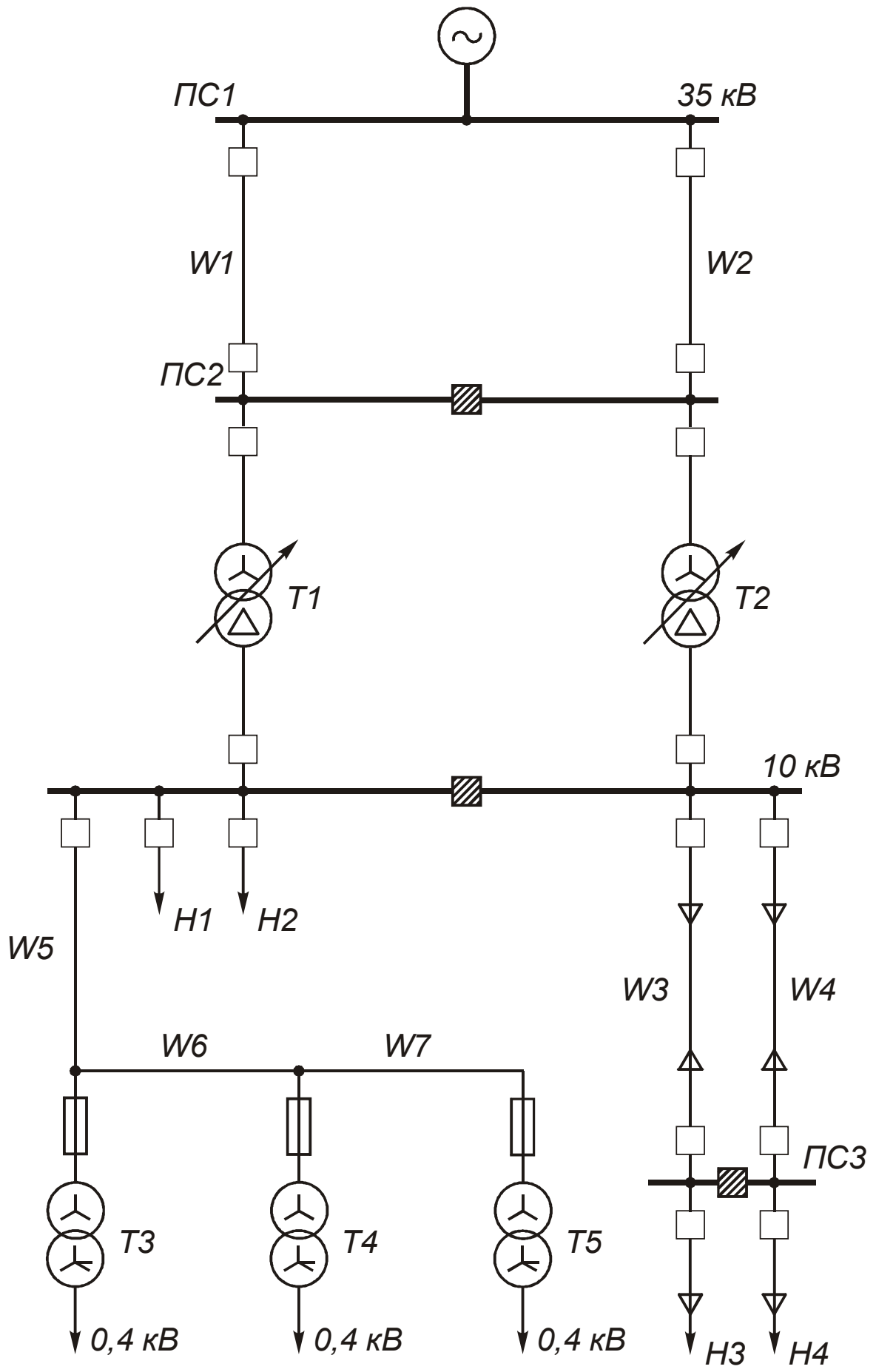


Рис. 2.5

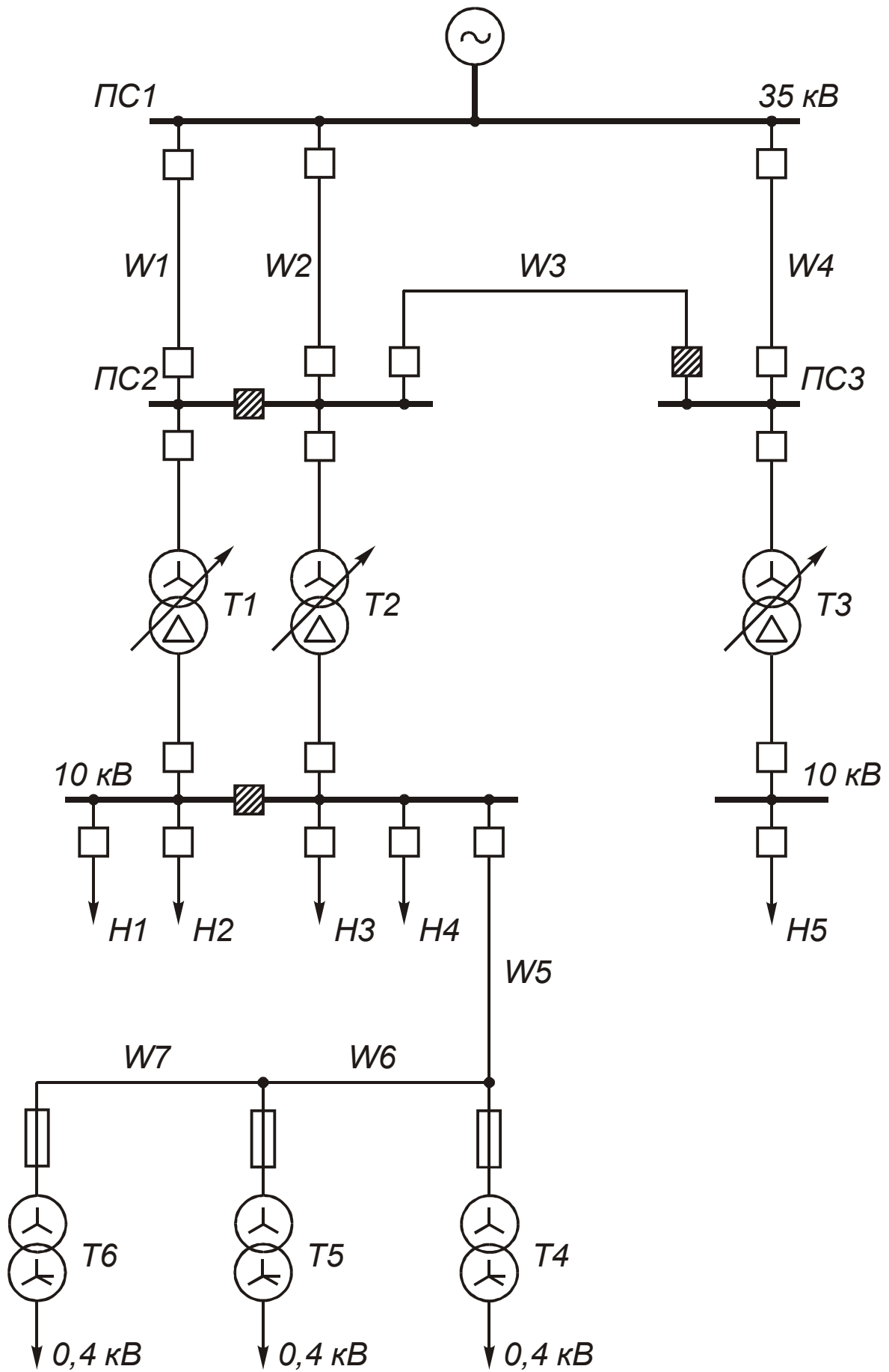


Рис. 2.6

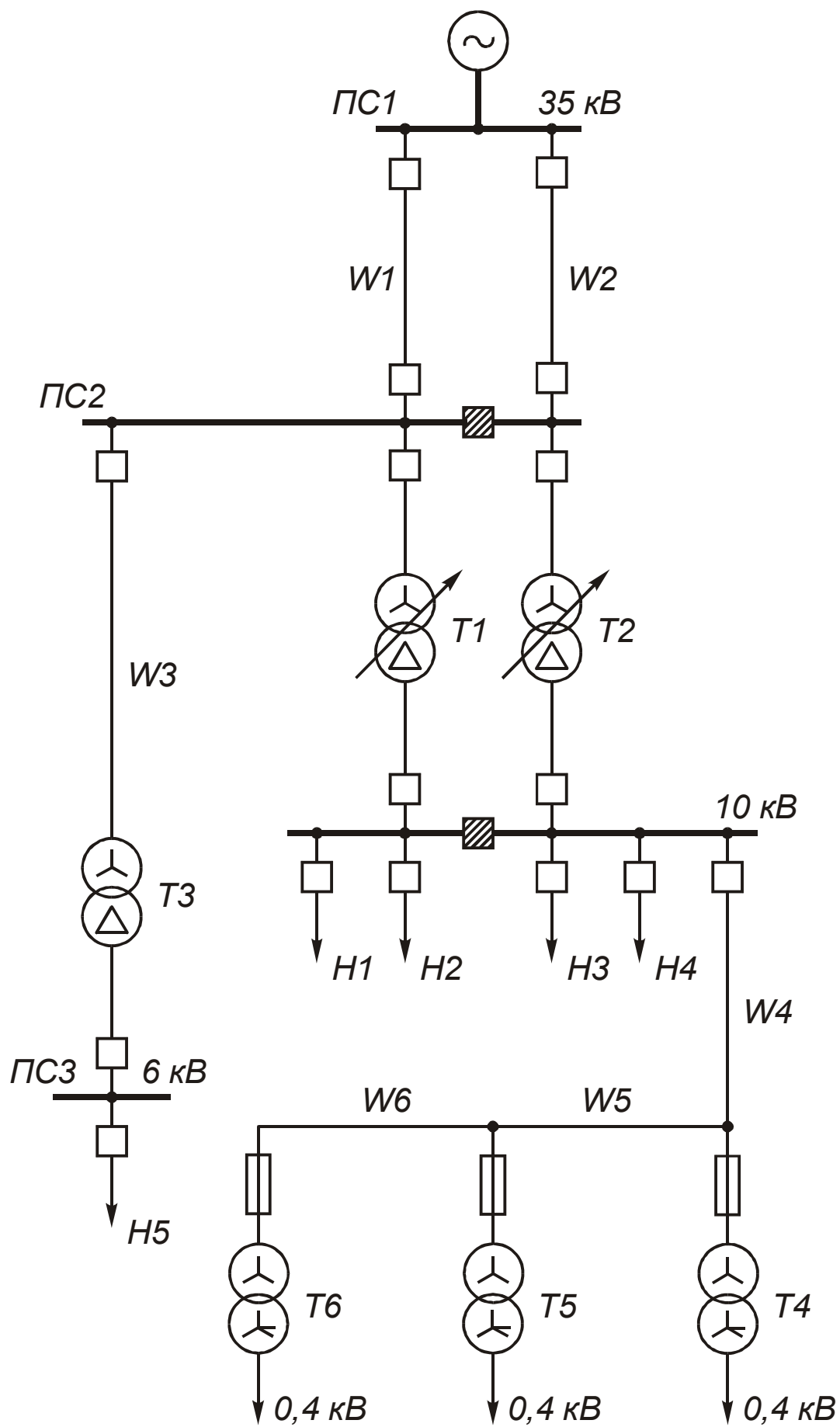


Рис. 2.7

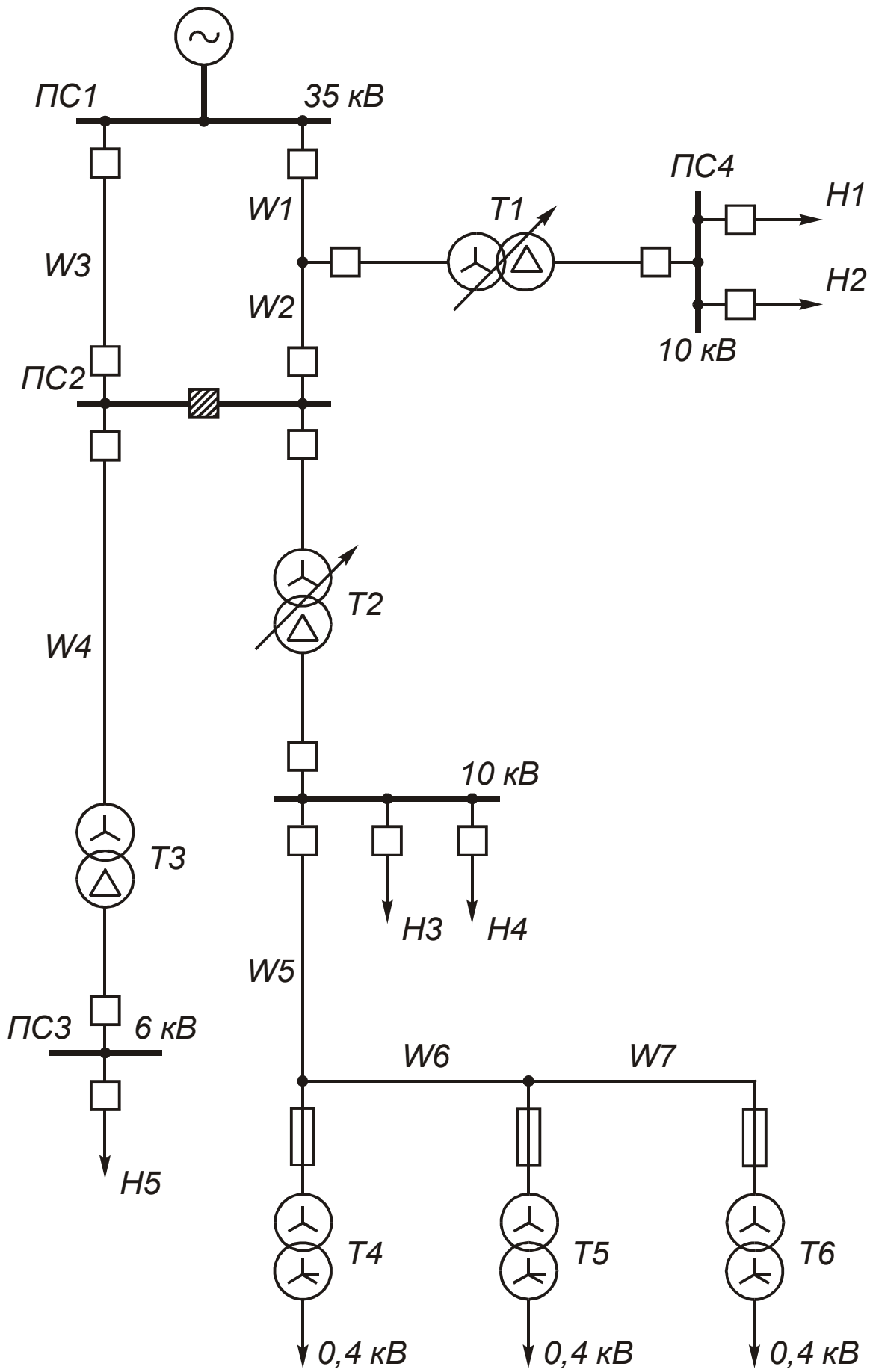


Рис. 2.8

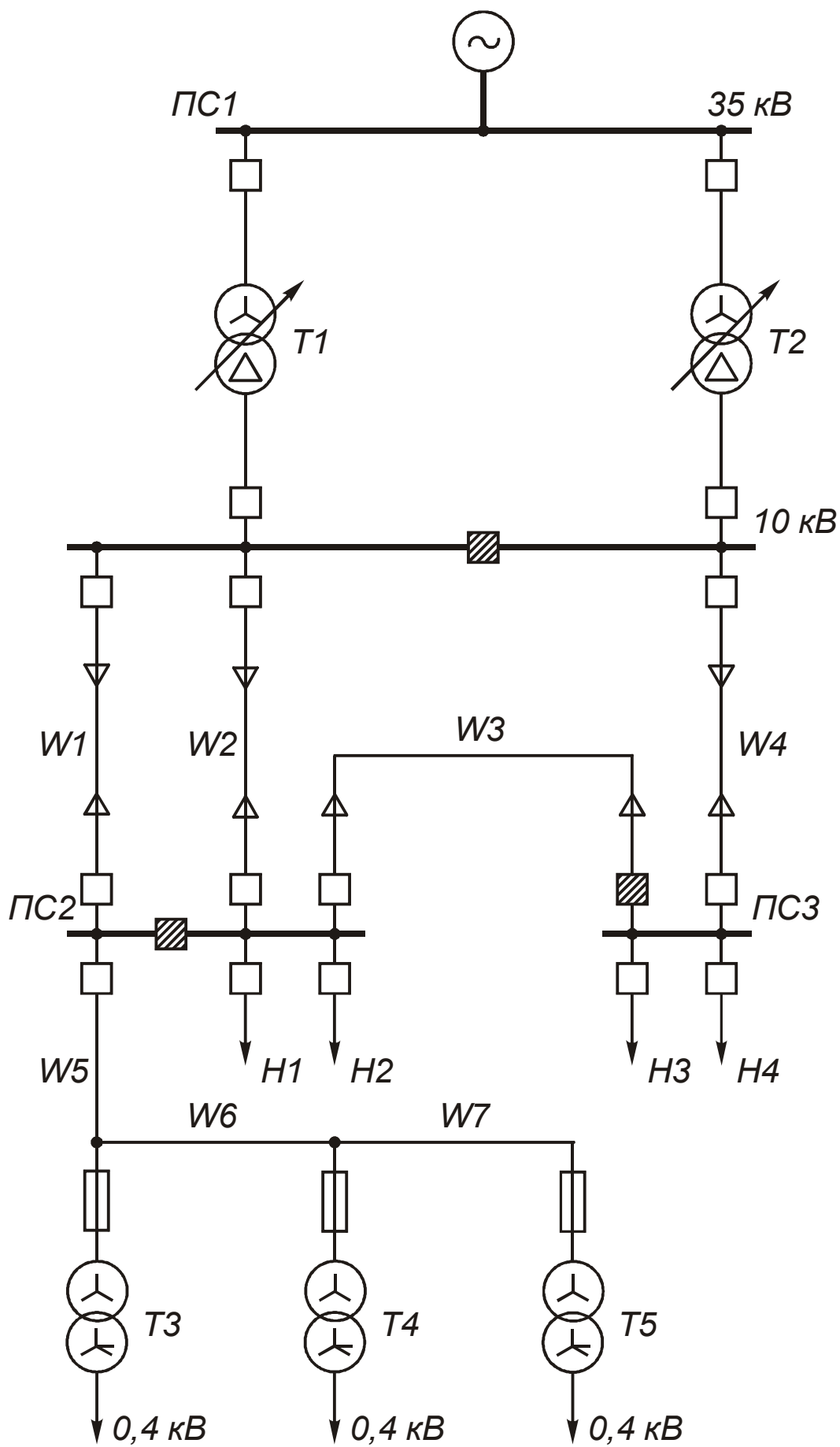


Рис. 2.9

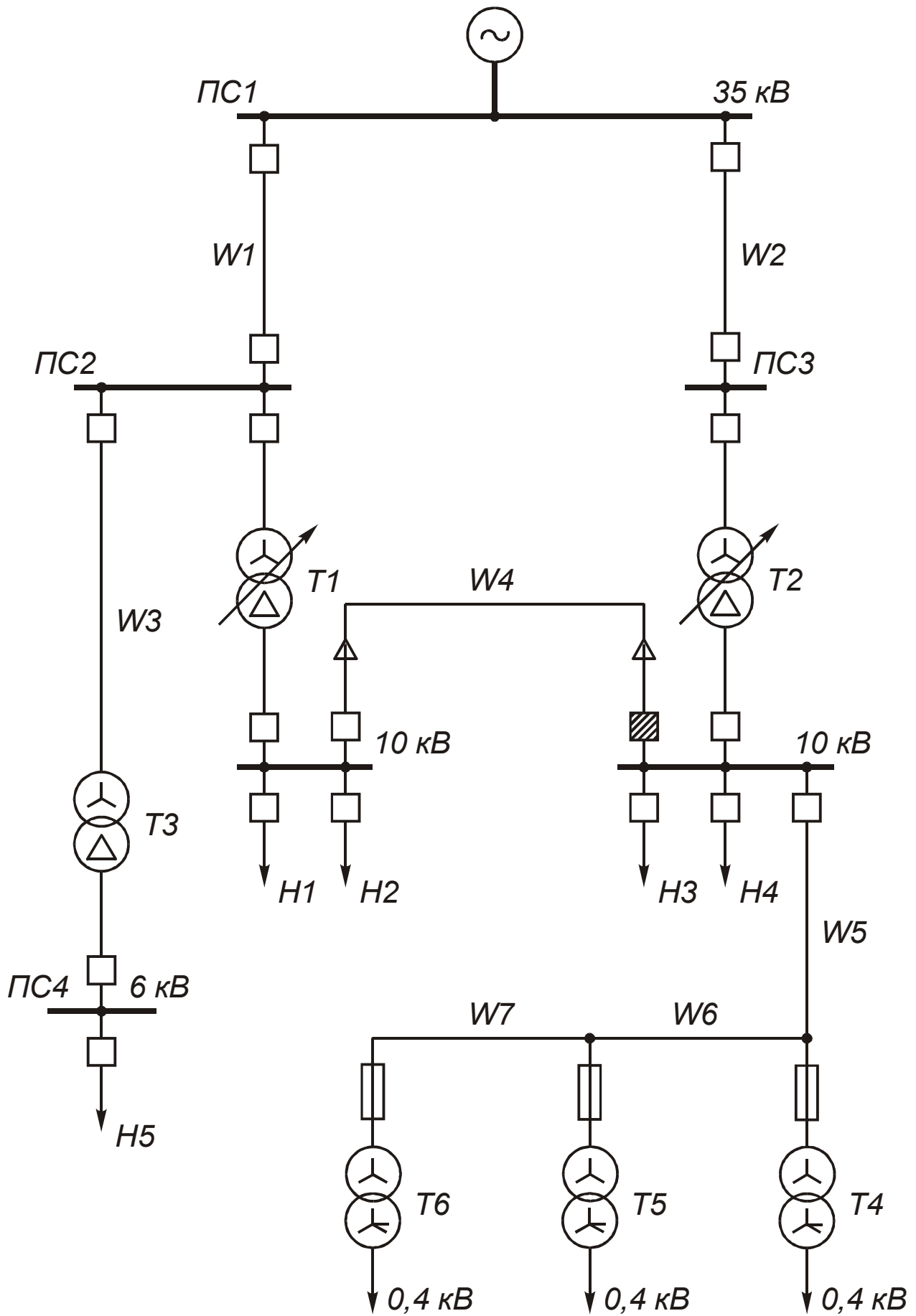


Рис. 2.10

3. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ЗАДАНИЙ

3.1. Методика выполнения задания на курсовое проектирование

Задание рекомендуется выполнять по следующему алгоритму.

1. Тщательно изучить конфигурацию электрической сети, продумать варианты питания групп потребителей в нормальных и послеаварийных режимах работы электрической сети, предложить алгоритмы работы автоматических устройств для обеспечения надёжного электроснабжения потребителей в критических ситуациях. Глубина проработки данного вопроса в значительной степени определяет принимаемые далее решения.

2. Составить схемы замещения участка сети в различных режимах его работы, определить рабочие токи и выбрать сечения проводов линий электропередачи, рассчитать параметры схем замещения [14, 32].

3. Рассчитать токи короткого замыкания для максимального и минимального режимов работы энергосистемы. В соответствии с требованиями нормативных документов в электрических сетях с номинальными напряжениями от 0,4 кВ до 35 кВ используются, в основном, токовые защиты. Поэтому для выбора типов и уставок этих защит, а также для проверки их чувствительности, необходимо знать значения токов в местах установки защит в нормальных эксплуатационных режимах и при коротких замыканиях (КЗ) в расчетных точках. Значения токов КЗ, соответствующие максимальному режиму, необходимы для выбора уставок защит, а значения токов КЗ в минимальном режиме рассматриваемой сети – для проверки чувствительности защит. Методика расчёта токов КЗ изложена в [5, 6].

4. Руководствуясь нормативными документами [7] и учебной литературой [1-4, 8-11, 19, 21-26] выбрать типы защит, устанавливаемых на объектах защищаемой электрической сети.

5. Провести расчет уставок и согласование характеристик отдельных защит между собой; оценить эффективность защит; составить их полные электрические принципиальные схемы. Здесь необходимо выбрать предохранители и определить их время-токовые характеристики [8]; определить токи срабатывания защит (относительно первичной стороны трансформаторов тока) [8-11]; выбрать типы реле, трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН); определить уставки реле (токи во вторичных цепях ТТ, соответствующие токам срабатывания) и уточнить типы реле; с учетом диапазонов уставок выбранных реле, дискретностью задания уставок [12, 13], а также принимая во внимание параметры выбранных ТТ и ТН [14, 15], уточнить токи срабатывания защит. Для согласования характеристик защит, устанавливаемых в контролируемой электрической

сети, удобно использовать карту селективности, представленную в графическом виде (при оформлении РПЗ следует представить также карту селективности в табличном виде). Эффективность отсечек можно оценить по длине их зон действия, остальных защит – на основании расчётов коэффициента чувствительности.

6. Выбрать схемы и определить уставки устройств АПВ и АВР. Выбрать виды устройств АВР и АПВ [7]; определить параметры их срабатывания [2, 4, 17, 18, 27-29]; составить электрические принципиальные схемы.

7. Провести проверочные расчеты нагрузок измерительных трансформаторов тока и напряжения [8, 16] и, в случае необходимости, откорректировать принятые ранее решения.

8. Заключительным этапом проектирования является оформление пояснительной записки и графической части работы [20]

3.2. Примеры решений

ПРИМЕР 1

Требуется выбрать уставки трехступенчатой токовой защиты 1 воздушной линии электропередачи W1 в электрической сети 35 кВ (рис. 3.1). Все основные параметры сети указаны на схеме. Номинальные мощности трансформаторов: $S_{НОМ Т1} = 63 \text{ МВА}$; $S_{НОМ Т2} = 1000 \text{ кВА}$; $S_{НОМ Т3} = 1600 \text{ кВА}$; $S_{НОМ Т4} = 1000 \text{ кВА}$. Предохранители на ПС2 (защита 4) типа ПСН-35 с номинальным током плавкой вставки 75 А.

РЕШЕНИЕ

1. Рассчитываются токи трехфазного КЗ в точках К1-К9, приведенные к стороне 35 кВ трансформатора Т1 (табл. 3.1). Расчетные точки КЗ выбираются так, чтобы полученные значения токов КЗ позволили определить уставки защит и проверить их чувствительность. В данной схеме расчетные точки соответствуют шинам 35 кВ подстанций ПС1 – ПС4 и шинам 0,4 кВ – подстанций ПС2 – ПС4.

Таблица 3.1

Место КЗ	К1	К2	К3	К4	К5	К6	К7	К8	К9
$I_{К \text{ MAX}}^{(3)}, \text{ А}$	1500	1200	1020	900	760	700	190	270	200
$I_{К \text{ MIN}}^{(2)}, \text{ А}$	1300	1040	880	780	660	607	165	234	173

По результатам расчетов строится зависимость изменения токов КЗ как функция расстояния от места установки защиты до места КЗ (рис. 3.2).

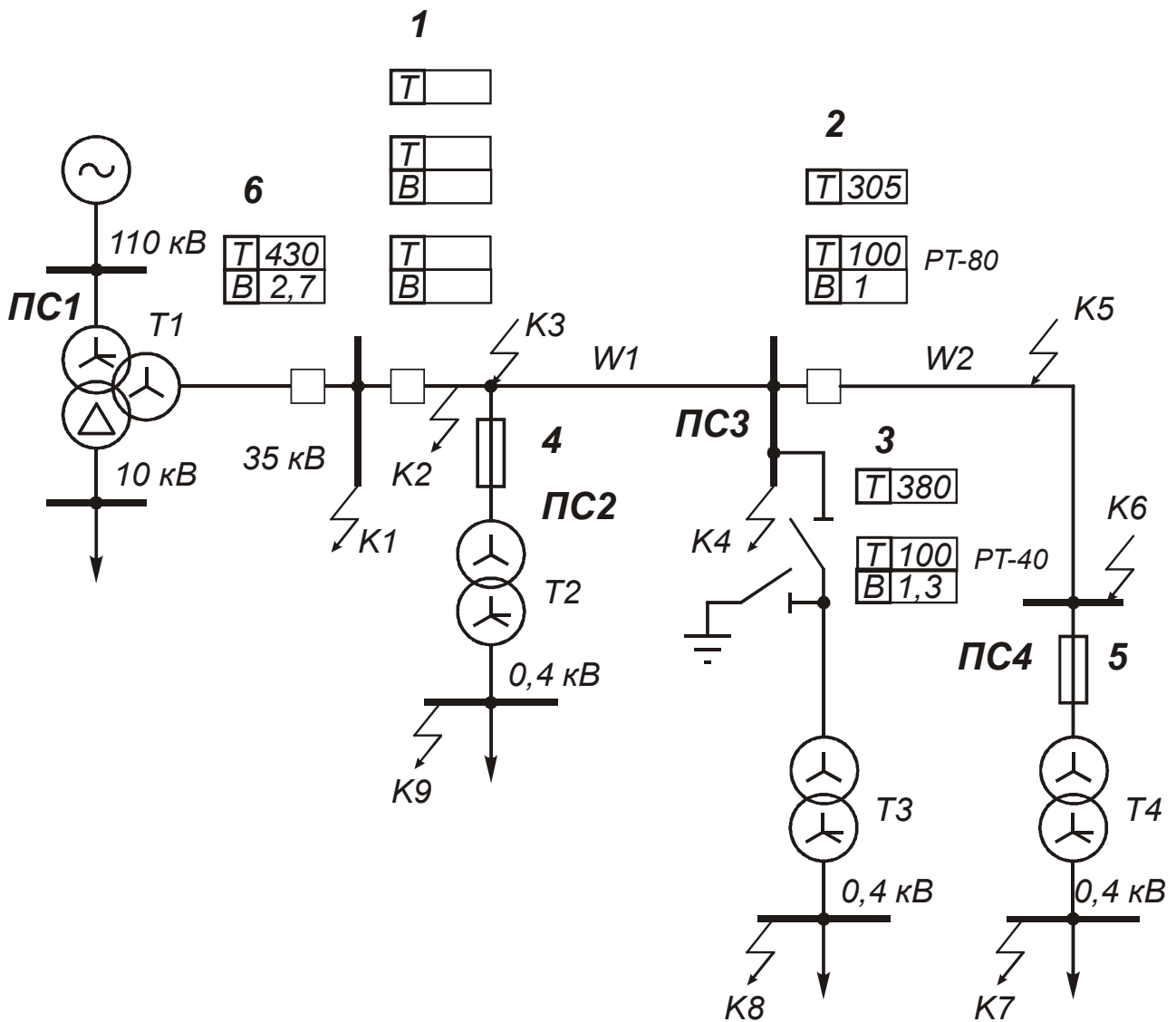


Рис. 3.1

2. Выбирается уставка токовой защиты 1-1 (1-я ступень защиты 1 – токовая отсечка без выдержки времени, выполненная в данном случае на реле РТ-40) по следующим условиям:

а) По условию отстройки от токов КЗ в точке КЗ (ответвление на ПС2, защищенное предохранителем) [1, 8]:

$$I_{C3\ 1-1} = k_3 \cdot I_{K\ MAX\ K3} = 1,2 \cdot 1020 = 1220\ A,$$

где k_3 – коэффициент запаса (для реле РТ-40 принимается равным 1,2).

б) По условию отстройки от бросков тока намагничивания всех трансформаторов 35 кВ, питающихся по линии W1 [1]:

$$I_{C3\ 1-1} \geq (3 \div 4) \cdot (I_{НОМ\ T2} + I_{НОМ\ T3} + I_{НОМ\ T4}) = (3 \div 4) \cdot 59,5 = 180 \div 240\ A.,$$

где $I_{НОМ\ T2}$, $I_{НОМ\ T3}$, $I_{НОМ\ T4}$ – номинальные токи трансформаторов Т2, Т3, Т4; $I_{НОМ\ T} = S_{НОМ} / (\sqrt{3} \cdot U_{НОМ})$; $S_{НОМ}$ и $U_{НОМ}$ – номинальные мощность и напряжение трансформатора соответственно.

Уставка, полученная по первому условию (1220 А), удовлетворяет требованиям по отстройке от бросков тока намагничивания (не менее 240 А). Поэтому следует принять $I_{C3\ 1-1} = 1220\text{ А}$.

По графику токов КЗ (рис. 3.2) при этой уставке определяется зона действия отсечки. Она составляет 8,5 % длины линии W1, т.е. использование отсечки малоэффективно.

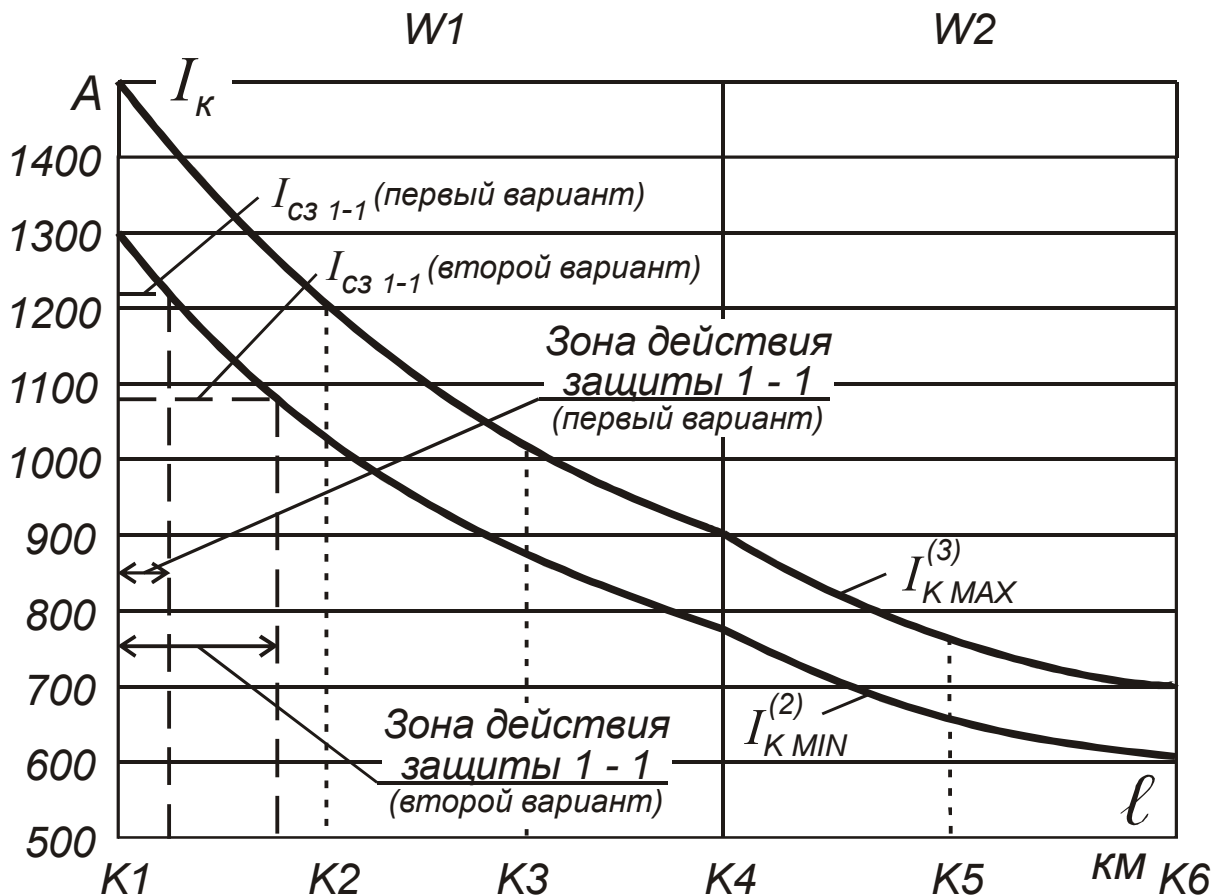


Рис. 3.2

3. Проверяется возможность выполнения неселективной отсечки без выдержки времени срабатывания, отстроенной от токов КЗ в конце защищаемой линии W1:

$$I_{C3\ 1-1} = k_3 \cdot I_{K\ MAX\ K4} = 1,2 \cdot 900 = 1080\text{ А}.$$

При этой уставке отсечка отстроена от бросков тока намагничивания трансформаторов и от тока КЗ за трансформатором подстанции ПС2.

Для проверки реализуемости неселективной отсечки проверяется возможность осуществления успешного АПВ. Время плавления предохранителя типа ПСН-35 на подстанции ПС2 ($I_{НОМ} = 75\text{ А}$) при расчетном токе КЗ при внутреннем повреждении в трансформаторе определяется по типовым характеристикам предохранителей, приведённым в приложении к [8]. При внутренних повреждениях в трансформаторе значение тока КЗ можно принимать равным

60÷80 % тока КЗ на выводах высокого напряжения, т.е. примерно 800 А. Время плавления при этом токе $t_{пл} = 0,04$ с.

Общее время отключения повреждения выключателем линии W1 в зависимости от вида силового выключателя может составить до 0,1 с [8]. В этот интервал времени входит время срабатывания реле защиты, время срабатывания промежуточных реле и время отключения силового выключателя. Таким образом, время срабатывания предохранителя на ПС2 при внутренних повреждениях трансформатора Т2 меньше времени отключения линии W1, следовательно, указанное повреждение будет отключено и предохранителем ПС2, и выключателем линии W1, который затем может быть включен обратно устройством АПВ. Это означает, что токовую отсечку с выбранной уставкой 1080 А можно использовать для защиты линии W1 в сочетании с АПВ. Зона действия первой ступени защиты 1 при этой уставке составляет по графику 26 % длины линии, поэтому этот вариант выполнения защиты 1-1 более эффективен и именно его следует принять в качестве окончательного решения.

Принимается $I_{C3\ 1-1} = 1080$ А.

4. Выбирается уставка второй ступени, т.е. токовой отсечки 1-2 с выдержкой времени по следующим условиям:

а) Вторая ступень согласуется по чувствительности с первой ступенью защиты 3, т.е. токовой отсечкой 3-1 трансформатора Т3:

$$I_{C3\ 1-2} \geq k_3 \cdot [I_{C3\ 3-1} + (I_{НОМ\ T2} + I_{НОМ\ T4})] = 1,25 \cdot (380 + 33) = 520 \text{ А},$$

где $I_{C3\ 3-1}$ – ток срабатывания первой ступени защиты 3 трансформатора Т3; $k_3 = 1,25$ [8] – коэффициент запаса.

б) Вторая ступень 1-2 согласуется с отсечкой 2 линии W2:

$$I_{C3\ 1-2} \geq k_3 \cdot [I_{C3\ 2-1} + (I_{НОМ\ T2} + I_{НОМ\ T3})] = (1,3 \div 1,4) \cdot (305 + 43) = 450 \div 490 \text{ А},$$

где $I_{C3\ 2-1}$ – ток срабатывания первой ступени защиты 2 трансформатора Т4; $k_3 = (1,3 \div 1,4)$ – коэффициент запаса, который при согласовании с защитами, выполненными на реле РТ-80, должен иметь повышенное значение [8].

в) Вторая ступень 1-2 согласуется с предохранителем подстанции ПС2. При внутреннем КЗ в трансформаторе Т2 подстанции ПС2 плавкая вставка с номинальным током 75 А при токе КЗ, равном току срабатывания защиты 1-2, т.е. 520 А, отключает трансформатор через 0,35 с. Защита 1-2 может быть отстроена от предохранителей подстанции ПС2 за счет выдержки времени:

$$t_{C3\ 1-2} = 0,35 + \Delta t,$$

где Δt – ступень селективности ($\Delta t = 0,4 \div 0,6$ с); $t_{C3\ 1-2}$ – выдержка времени срабатывания защиты 1-2.

Учитывая все условия согласования, для защиты 1-2 следует принять:

$$I_{C3\ 1-2} = 520 \text{ А}; \quad t_{C3\ 1-2} = 0,9 \text{ с}.$$

5. Выбираются уставки третьей ступени защиты 1, т.е. максимальной токовой защиты (МТЗ) 1-3. При этом необходимо учесть два условия:

а) Защита 1-3 должна отстраиваться от токов в линии W1 в послеаварийном режиме. Поэтому предварительно необходимо определить максимальный ток самозапуска в послеаварийном режиме или коэффициент самозапуска k_{C3} . Если среди нагрузок нет крупных электродвигателей, то можно принять $k_{C3} = (1,2 \div 1,3)$ [8]. Если в электрической сети есть крупные электродвигатели, то необходимо рассчитать коэффициент самозапуска, что представляет собой отдельную задачу. В данном случае коэффициент самозапуска задан и равен 1,8.

Ток срабатывания защиты 1-3:

$$I_{C3\ 1-3} = k_3 \cdot k_{C3} \cdot (I_{НОМ\ T2} + I_{НОМ\ T3} + I_{НОМ\ T4}) / k_B = 1,2 \cdot 1,8 \cdot 59,5 / 0,85 = 151,2\ \text{А}.$$

б) Защита 1-3 отстраивается от второй ступени защиты 2 линии W2:

$$I_{C3\ 1-3} \geq k_3 \cdot [I_{C3\ 2-2} + (I_{НОМ\ T2} + I_{НОМ\ T3})] = (1,3 \div 1,4) \cdot (100 + 43) = 185 \div 200\ \text{А}.$$

где $k_3 = 1,3 \div 1,4$ – коэффициент запаса при согласовании с защитой 2-2, выполненной на реле серии РТ-80.

При выборе тока срабатывания защиты 1-3 необходимо учесть время срабатывания смежных защит.

С одной стороны, выдержка времени срабатывания защиты 1-3 должна быть больше, чем время срабатывания защиты 2 линии W2 при КЗ в общей зоне действия на ступень селективности. С другой стороны, выдержка времени защиты 1-3 должна быть меньше, чем время срабатывания защиты 6 трансформатора Т1.

В этих условиях для удобства выбора уставок защиты 1-3 целесообразно воспользоваться картой селективности, представленной в графическом виде (рис. 3.3). На карте селективности приняты следующие обозначения: 1-1, 1-2, 1-3 – характеристики первой, второй и третьей ступеней защиты 1 линии W1, соответственно; 2 и 2' – характеристика защиты 2 линии W2 и вспомогательная кривая, полученная путем смещения плавно-зависимой части характеристики 2 вправо на 43 А (сумма номинальных токов трансформаторов Т2 и Т3), необходимая для согласования защиты 1 с защитой 2; 3 – характеристика защиты 3; 4 и 4' – типовая характеристика плавкой вставки предохранителя (защита 4) и вспомогательная кривая, полученная путем смещения типовой характеристики 4 на 20% вправо для учёта разброса характеристик отдельных экземпляров предохранителей; 6 – характеристика защиты 6.

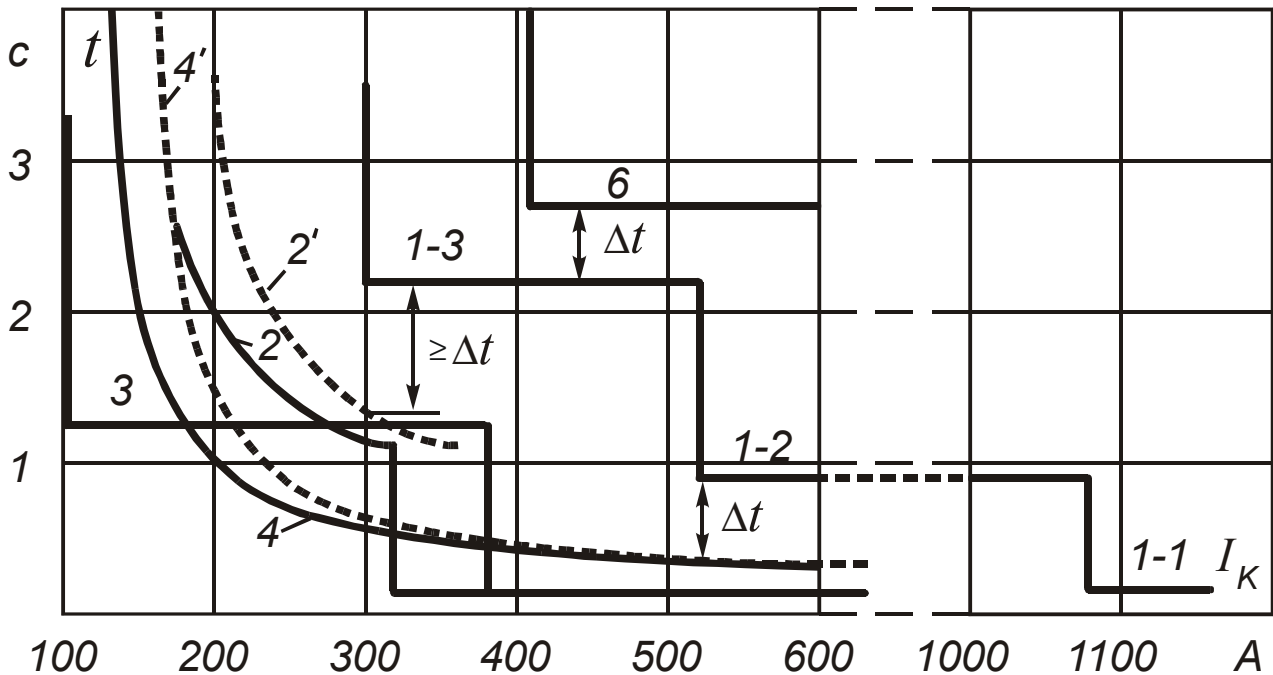


Рис. 3.3

При токе срабатывания защиты 1-3, равном расчетному току, т.е. 200 А, выдержка времени срабатывания защиты 1-3 должна быть примерно 3,6 с по условию отстройки от защиты 2 линии W2 (характеристика 2'). Но это недопустимо, т.к. время срабатывания защиты 6 составляет 2,7 с. Поэтому следует загрузить защиту 1-3, приняв $I_{C3\ 1-3} = 300$ А, а $t_{C3\ 1-3} = 2,7 - \Delta t = 2,2$ с. При этом обеспечивается селективность действия по отношению как к защите 2 линии W2, так и к защите 6.

Таким образом, окончательно следует принять $I_{C3\ 1-3} = 300$ А, $t_{C3\ 1-3} = 2,2$ с.

6. Выбираются трансформаторы тока для защиты линии W1. Ток в линии в номинальном режиме составляет:

$$I_{W1} = I_{НОМ\ T2} + I_{НОМ\ T3} + I_{НОМ\ T4} = 59,5 \text{ А.}$$

Здесь целесообразно выбрать ТТ с номинальным первичным током, превышающим номинальный ток в линии в 2-3 раза. Пусть будет выбран ТТ типа ТФНД-35М с коэффициентом трансформации 150/5 [15, 16].

7. Определяются токи срабатывания реле и выбираются типы реле тока для защиты 1.

а) Ток срабатывания реле первой ступени:

$$I_{CP\ 1-1} = I_{C3\ 1-1} \cdot k_{CX} / k_T = 1080 \cdot 1 / (150 / 5) = 36 \text{ А,}$$

где k_{CX} и k_T – коэффициент схемы и коэффициент трансформации ТТ.

Для первой ступени защиты выбирается реле РТ-40/50, в диапазон уставок которого входит ток $I_{CP\ 1-1} = 36$ А [12, 13].

б) Ток срабатывания реле второй ступени:

$$I_{CP\ 1-2} = I_{CЗ\ 1-2} \cdot k_{CX} / k_T = 520 \cdot 1 / (150 / 5) = 17,3 \text{ А.}$$

Для второй степени защиты также выбирается реле РТ-40/50, в диапазон уставок которого входит ток $I_{CP\ 1-2} = 17,3 \text{ А}$.

в) Ток срабатывания реле третьей степени:

$$I_{CP\ 1-3} = I_{CЗ\ 1-3} \cdot k_{CX} / k_T = 300 \cdot 1 / (150 / 5) = 10 \text{ А.}$$

Для третьей степени защиты выбирается реле РТ-40/20, в диапазон уставок которого входит ток $I_{CP\ 1-3} = 10 \text{ А}$ [12, 13].

8. Проверяется чувствительность второй и третьей ступеней защиты. Вторая ступень защиты 1 является основной защитой линии W1. Поэтому ее чувствительность определяется по минимальному току КЗ в конце линии W1:

$$k_{ч\ 1-2} = I_{K\ MIN\ W1} \cdot k_{CX} / (I_{CP\ 1-2} \cdot k_T) = 780 \cdot 1 / (17,3 \cdot 150 / 5) = 1,5,$$

где $I_{K\ MIN\ W1}$ - значение минимального тока КЗ в конце защищаемой линии, при котором защита 1-2 должна надежно срабатывать (значение тока двухфазного КЗ в конце линии W1 в минимальном режиме – точка К4):

$$I_{K\ MIN\ W1} = 900 \cdot 0,867 = 780 \text{ А.}$$

Это значение коэффициента чувствительности приемлемо [1, 8], т.к. при нем обеспечивается надежное срабатывание защиты 1-2 в случае возникновения повреждения на линии W1.

Третья ступень защиты 1 выполняет функции защиты линии W1 и резервной защиты смежных присоединений, т.е. защит 2, 3 и 4.

Коэффициент чувствительности защиты 1-3 линии W1:

$$k_{ч\ 1-3} = I_{K\ MIN\ W1} \cdot k_{CX} / (I_{CP\ 1-3} \cdot k_T) = 780 \cdot 1 / (10 \cdot 150 / 5) = 2,6.$$

Коэффициент чувствительности имеет приемлемое значение [1, 8].

Коэффициенты чувствительности защиты 1-3 при резервировании защит смежных присоединений – линии W2 (защита 2), трансформатора Т2 (защита 4) и трансформатора Т3 (защита 3) соответственно:

$$k_{ч\ 1-3} = I_{K\ MIN\ W2} \cdot k_{CX} / (I_{CP\ 1-3} \cdot k_T) = 607 \cdot 1 / (10 \cdot 150 / 5) = 2;$$

$$k_{ч\ 1-3} = I_{K\ MIN\ T2} \cdot k_{CX} / (I_{CP\ 1-3} \cdot k_T) = 173 \cdot 1 / (10 \cdot 150 / 5) = 0,6;$$

$$k_{ч\ 1-3} = I_{K\ MIN\ T3} \cdot k_{CX} / (I_{CP\ 1-3} \cdot k_T) = 234 \cdot 1 / (10 \cdot 150 / 5) = 0,78.$$

Здесь $I_{K\ MIN\ W2} = 700 \cdot 0,867 = 607 \text{ А}$; $I_{K\ MIN\ T2} = 200 \cdot 0,867 = 173 \text{ А}$; $I_{K\ MIN\ T3} = 270 \cdot 0,867 = 234 \text{ А}$ – минимальные токи двухфазного КЗ на границах зон действия смежных защит, соответственно, в конце линии W2 (точка К6), за трансформатором Т2 (точка К9) и за трансформатором Т3 (точка К8).

Коэффициент чувствительности для резервных защит должен быть не менее 1,25 [1, 8]. Это требование выполняется только для случая резервирования защиты линии W2 (защиты 2). Следовательно, защита 1-3 обеспечивает полноценное резервирование только одной из трех смежных защит.

9. Производится проверка трансформаторов тока защиты 1. Для этого определяется максимальная кратность расчетного первичного тока по отношению к номинальному первичному току ТТ:

$$k_{10} = I_{\text{РАСЧ}} / I_{\text{НОМ ТТ}} = 1,1 \cdot I_{\text{СЗ 1-1}} / I_{\text{НОМ ТТ}} = 1,1 \cdot 1080 / 150 = 7,9,$$

где $I_{\text{РАСЧ}} = 1,1 \cdot I_{\text{СЗ 1-1}}$ – значение расчетного тока при реализации защиты на реле серии РТ-40 на постоянном оперативном токе [8]; $I_{\text{НОМ ТТ}} = 150$ А – номинальный первичный ток ТТ.

По кривой предельных кратностей k_{10} определяется максимальная допустимая вторичная нагрузка ТТ, при которой полная погрешность этого ТТ не превышает 10%. Для ТТ типа ТФНД-35М $z_{10} = 5,5$ Ом [8, 16, 19].

Определяется фактическая расчетная нагрузка ТТ для двухфазной трехрелейной схемы трехступенчатой токовой защиты [8, 16]:

$$z_{\text{РАСЧ}} = 2 \cdot r_{\text{ПР}} + r_{\text{РФ}} + r_{\text{РО}} + r_{\text{ПЕР}},$$

где $r_{\text{ПР}}$ – сопротивление соединительных проводов во вторичных цепях защиты (при предварительных расчетах можно принять общую длину проводов равной 70 м и площадь поперечного сечения равной 4 мм²; тогда, при удельном сопротивлении медного монтажного провода этого сечения 0,00452 Ом/м [21, 29, 30] $r_{\text{ПР}} = 0,32$ Ом); $r_{\text{РФ}}$ – суммарное сопротивление катушек реле в цепи вторичной обмотки реле (сопротивление каждого реле определяется по справочным данным [12, 13]: $r_{\text{р}} = S_{\text{р}} / I_{\text{р}}^2$, где $S_{\text{р}}$ – мощность потребляемая реле при токе $I_{\text{р}}$; $r_{\text{р РТ-40/50}} = 0,8/12,5^2 = 0,005$ Ом; $r_{\text{р РТ-40/20}} = 0,5/5^2 = 0,02$ Ом); $r_{\text{РО}}$ – суммарное сопротивление катушек реле, включенных в общую часть вторичной цепи; $r_{\text{ПЕР}} = 0,1$ Ом – принятое для предварительных расчетов значение суммарного переходного сопротивления во вторичных цепях.

С учетом этого:

$$z_{\text{РАСЧ}} = 2 \cdot 0,32 + (2 \cdot 0,005 + 0,02) + (2 \cdot 0,005 + 0,02) + 0,1 = 0,8 \text{ Ом.}$$

Как видно, фактическое расчетное сопротивление нагрузки ТТ меньше допустимого. Это дает основание считать, что режим работы ТТ в защите 2 соответствует требованиям, при выполнении которых погрешность ТТ не превышает 10%. Следовательно, принятые решения по выбору схемы защиты, реле и ТТ можно считать приемлемыми.

10. Составляется полная электрическая принципиальная схема защиты (рис. 3.4).

ПРИМЕР 2

Выполнить расчет продольной дифференциальной защиты двухобмоточного понижающего трансформатора с РПН.

Исходные данные:

- мощность трансформатора $S_{\text{Т НОМ}} = 6,3$ МВА;

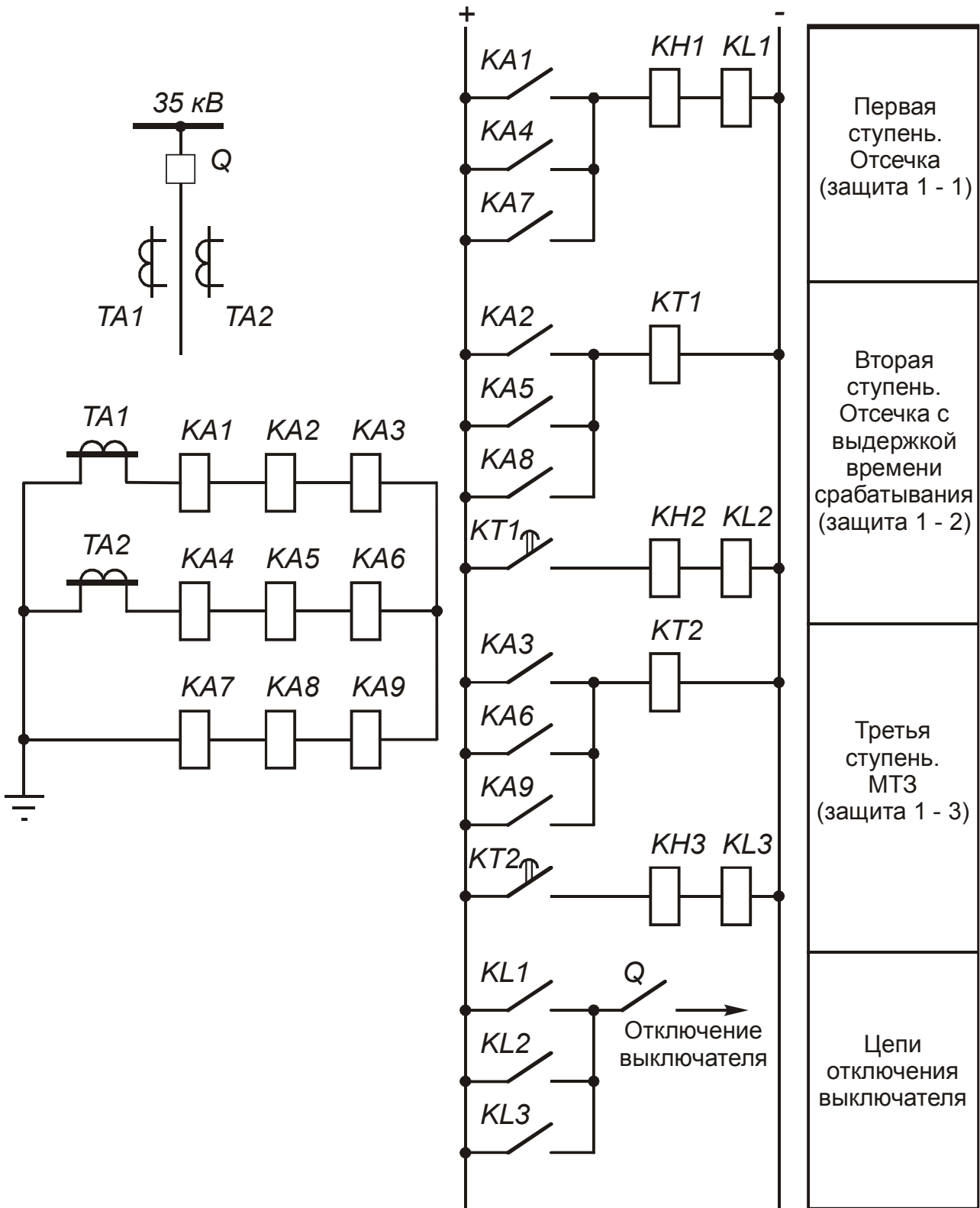


Рис. 3.4

- коэффициент трансформации силового трансформатора

$$k = 35 \pm (6 \times 1,5\%) / 11 \text{ кВ};$$

- схема соединения обмоток Y/Δ - 11;

- напряжение короткого замыкания $U_K = 7,5 \%$;

- мощность короткого замыкания на шинах питающей подстанции в максимальном $S_{K \text{ MAX}} = 300 \text{ МВА}$ и минимальном $S_{K \text{ MIN}} = 200 \text{ МВА}$ режимах;

- напряжения короткого замыкания трансформатора, соответственно, при состоянии регулятора в положении «максимум» и «минимум» $U_{K \text{ MAX}} = 8,6 \%$ и $U_{K \text{ MIN}} = 7 \%$.

РЕШЕНИЕ

1. Вычисляются номинальные токи на стороне 35 кВ и 10 кВ, соответственно:

$$I_{35 \text{ НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 104 \text{ А.}$$

$$I_{10 \text{ НОМ}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 11} = 331 \text{ А.}$$

2. Определяется коэффициент трансформации трансформаторов тока:

$$k_{T \text{ РАСЧ } 35} = I_{35 \text{ НОМ}} k^{(3)}_{\text{СХ } 35} / 5 = \frac{104 \cdot \sqrt{3}}{5} = \frac{180}{5},$$

где $k^{(3)}_{\text{СХ } 35}$ – коэффициент схемы на стороне 35 кВ.

В дифференциальной защите трансформатора обмотки ТТ на стороне 35кВ соединены в треугольник, а на стороне 10 кВ – в звезду с целью компенсации фазового сдвига токов плеч. Для расчетного значения коэффициента трансформации ТТ на стороне 10 кВ:

$$k_{T \text{ РАСЧ } 10} = I_{10 \text{ НОМ}} k^{(3)}_{\text{СХ } 10} / 5 = 331 / 5.$$

Учитывая необходимость запаса по номинальному току, можно принять следующие значения коэффициентов трансформации ТТ, соответственно, на стороне 35 кВ и 10 кВ [14, 15]:

$$k_{T 35} = 300/5; k_{T 10} = 500/5.$$

3. Определяются сопротивления в схеме замещения для расчета токов КЗ. Для этого предварительно производится расчет максимального и минимального значений сопротивления трансформатора [9]:

$$x_{T \text{ MAX}} = \frac{U_{K \text{ MAX}}}{100} \cdot \frac{U_H^2 \cdot d_{\text{MAX}}^2}{S_{\text{ТН}}} = \frac{8,6 \cdot 35^2 \cdot 1,09^2}{100 \cdot 6300} = 20 \text{ Ом.}$$

Здесь d – коэффициент, определяемый положением регулятора ($d = 1 \pm \Delta U_{\text{РЕГ}} = 1 \pm 0,09$), $\Delta U_{\text{РЕГ}}$ – относительное максимальное отклонение напряжения от номинального.

$$x_{T \text{ MIN}} = \frac{7 \cdot 35^2 \cdot 0,91}{100 \cdot 6300} = 11,3 \text{ Ом.}$$

Определяется сопротивление питающей энергосистемы в максимальном и минимальном режимах:

$$x_{C \text{ MAX}} = \frac{U_{CP}^2}{S_{K \text{ MAX}}} = \frac{37^2}{300} = 4,56 \text{ Ом.}$$

$$x_{C \text{ MIN}} = \frac{37^2}{200} = 6,83 \text{ Ом.}$$

4. Вычисляются токи КЗ на стороне 10 кВ:

$$I_{K \text{ MAX}}^{(3)} = \frac{U_{10 \text{ НМ}} \cdot k_{TP} \cdot d_{\text{MIN}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{C \text{ MAX}} + x_{T \text{ MIN}})} = \frac{1100 \cdot \left(\frac{35}{11}\right) \cdot 0,91}{\sqrt{3} \cdot (4,56 + 11,3)} = 1230 \text{ А.}$$

$$I_{K \text{ MIN}}^{(3)} = \frac{U_{10 \text{ НМ}} \cdot k_{TP} \cdot d_{\text{MAX}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{C \text{ MIN}} + x_{T \text{ MAX}})} = \frac{1100 \cdot \left(\frac{35}{11}\right) \cdot 1,09}{\sqrt{3} \cdot (6,83 + 20)} = 820 \text{ А.}$$

5. Выбирается тип защиты [9-11, 22]. Проверяется возможность применения простой дифференциальной защиты без торможения, выполненной на реле серии РНТ-560.

Определяется ток срабатывания защиты.

а) По условию отстройки от броска тока намагничивания при крайнем положении РПН:

$$I_{C3} \geq k_3 I_{T \text{ MIN РЕГ}} = 1,3 \cdot 116 = 151 \text{ А.}$$

б) По условию отстройки от максимального тока небаланса:

$$I_{C3} = k_3 I_{\text{НБР}} = k_3 \cdot (k_{\text{АПЕР}} \cdot k_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РЕГ}} + \Delta f_{\text{ВЫР}}) \cdot I_{K \text{ ВНЕШ MAX}}^{(3)},$$

где $I_{\text{НБР}} = I_{\text{НБЕ}} + I_{\text{НБ РЕГ}} + I_{\text{НБ ВЫРАВН}}$; $I_{\text{НБЕ}}$ - составляющая тока небаланса, определяемая погрешностью ТТ; $I_{\text{НБ РЕГ}}$ - составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием напряжения; $I_{\text{НБ ВЫРАВН}}$ - составляющая тока небаланса от неточности выравнивания МДС в реле; k_3 - коэффициент запаса ($k_3 = 1,3$ для РНТ-560); $k_{\text{АПЕР}}$ - коэффициент, учитывающий трансформацию апериодической составляющей первичного тока ТТ в цепи дифференциального реле (при разных ТТ в плечах защиты $k_{\text{АПЕР}} = 1$); $\varepsilon = 0,1$ - максимально допустимая погрешность для ТТ, используемых в релейной защите; $\Delta U_{\text{РЕГ}}$ - относительное значение диапазона регулирования трансформатора; $\Delta f_{\text{ВЫР}}$ - относительное значение составляющей тока небаланса от неточности выравнивания МДС,

$$\Delta f_{\text{ВЫР}} = \frac{W_{\text{РАСЧ}} - W_{\text{УСТ}}}{W_{\text{РАСЧ}}},$$

(при предварительных расчетах $\Delta f_{\text{ВЫР}} = 0$).

$$I_{C3} = 1,3 \cdot (0,1 + 0,09) 1230 = 304 \text{ А.}$$

6. Определяются вторичные номинальные токи ТТ на стороне 35 кВ и 10 кВ:

$$I_{35} = \frac{I_{35 \text{ НОМ}} \cdot k_{CX}^{(3)}}{k_T} = \frac{104 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 3 \text{ А;}$$

$$I_{10} = \frac{331 \cdot 1}{500/5} = 3,31 \text{ А.}$$

7. Определяется ток срабатывания реле на стороне 35 кВ при условии использования реле серии РНТ-560 без торможения:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3} \cdot k_{CX}^{(3)}}{k_{TT}} = \frac{304 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 8,77 \text{ А.}$$

8. Проверяется чувствительность защиты. Определяется коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = 1,5 \cdot I_{\text{К MIN}} \cdot W_{\text{P}} / (k_T \cdot F_{\text{CP}});$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1,5 \cdot 820}{300/5 \cdot 8,77} = 2,69 > 2.$$

Здесь F_{CP} – МДС срабатывания реле в защите (для реле серии РНТ-560 $F_{\text{CP}} = 100$ А витков).

Требования по чувствительности выполняются. Следовательно, защиту на реле серии РНТ-560 можно использовать для данного трансформатора. Выбирается реле РНТ-565 [12].

9. Определяется ток срабатывания на стороне 10 кВ.

Плечо с большим вторичным током (сторона 10 кВ) принимается за основное и подключается к рабочей дифференциальной обмотке реле (рис. 3.5). Тогда ток срабатывания реле основной стороны:

$$I_{\text{CP OCH}} = I_{\text{CP 10}} = \frac{I_{C3} \cdot k_{\text{НОМ}} \cdot k_{\text{CX}}}{k_T} = \frac{304 \cdot \left(\frac{35}{11}\right) \cdot 1}{500/5} = 9,68 \text{ А.}$$

10. Определяются числа витков обмоток дифференциального реле. Расчетное число витков основной стороны (стороны 10 кВ):

$$W_{\text{OCH PASC}} = W_{\text{PAB PASC}} = F_{\text{CP}} / I_{\text{CP OCH}} = 100 / 9,68 = 10,3 \text{ витка.}$$

Принимается $W_{\text{OCH}} = W_{\text{PAB}} = 10$ витков.

Вторичные обмотки ТТ неосновной стороны 35 кВ подключаются к первой уравнивающей и рабочей обмоткам реле. Общее число витков обмотки реле неосновной стороны определяется из равенства МДС в реле в нормальном режиме и при внешнем КЗ:

$$W_{\text{NEOCH PASC}} = W_{\text{OCH}} + W_{\text{UR PASC}} = W_{\text{PAB}} + W_{\text{UR PASC}} =$$

$$= w_{\text{ОСН ВН}} I_{\text{ОСН ВН}} / I_{\text{НЕОСН ВН}} = w_{\text{ОСН}} I_{10} / I_{35},$$

где $I_{\text{ОСН ВН}}$ и $I_{\text{НЕОСН ВН}}$ – расчетные значения вторичных токов ТТ основной и неосновной сторон при внешних КЗ.

Отсюда расчетное число витков обмотки реле на стороне 35 кВ можно определить так:

$$w_{35 \text{ РАСЧ}} = w_{\text{РАБ } 10} + w_{\text{УР РАСЧ}} = w_{\text{ОСН}} I_{10} / I_{35} = 10 \cdot 3,31 / 3 = 11 \text{ витков.}$$

Можно принять:

$$w_{35} = w_{\text{РАБ } 10} + w_{\text{УР РАСЧ}} = 11 \text{ витков.}$$

Тогда число витков уравнивающей обмотки:

$$w_{\text{УР1}} = w_{\text{УР РАСЧ}} = w_{35} - w_{\text{РАБ } 10} = 1 \text{ виток.}$$

11. Определяется составляющая тока небаланса от неточного выравнивания МДС обмоток дифференциального реле:

$$\Delta f_{\text{ВЫР}} = (w_{35 \text{ РАСЧ}} - w_{35}) / w_{35} = 0.$$

Получено точное выравнивание МДС обмоток дифференциального реле вследствие возможности установки на реле расчетного числа витков, поэтому значение определяемой составляющей тока небаланса равно нулю.

12. Уточняется минимальное значение коэффициента чувствительности:

$$k_{\text{Ч MIN}} = F_{\text{Р MIN}} / F_{\text{СР}},$$

где $F_{\text{Р MIN}}$ – минимальное значение МДС в реле при КЗ в зоне действия защиты.

При двухфазном КЗ на стороне 10 кВ трансформатора для коэффициента чувствительности будем иметь следующее выражение:

$$k_{\text{Ч MIN}} = 1,5 I_{\text{К MIN}}^{(3)} w_{35} / (k_{\text{T}} F_{\text{СР}}) = 1,5 \cdot 820 \cdot 11 / (60 \cdot 100) = 2,26 > 2.$$

Защита удовлетворяет требованиям по чувствительности.

13. Составляется электрическая принципиальная схема дифференциальной защиты (рис. 3.5).

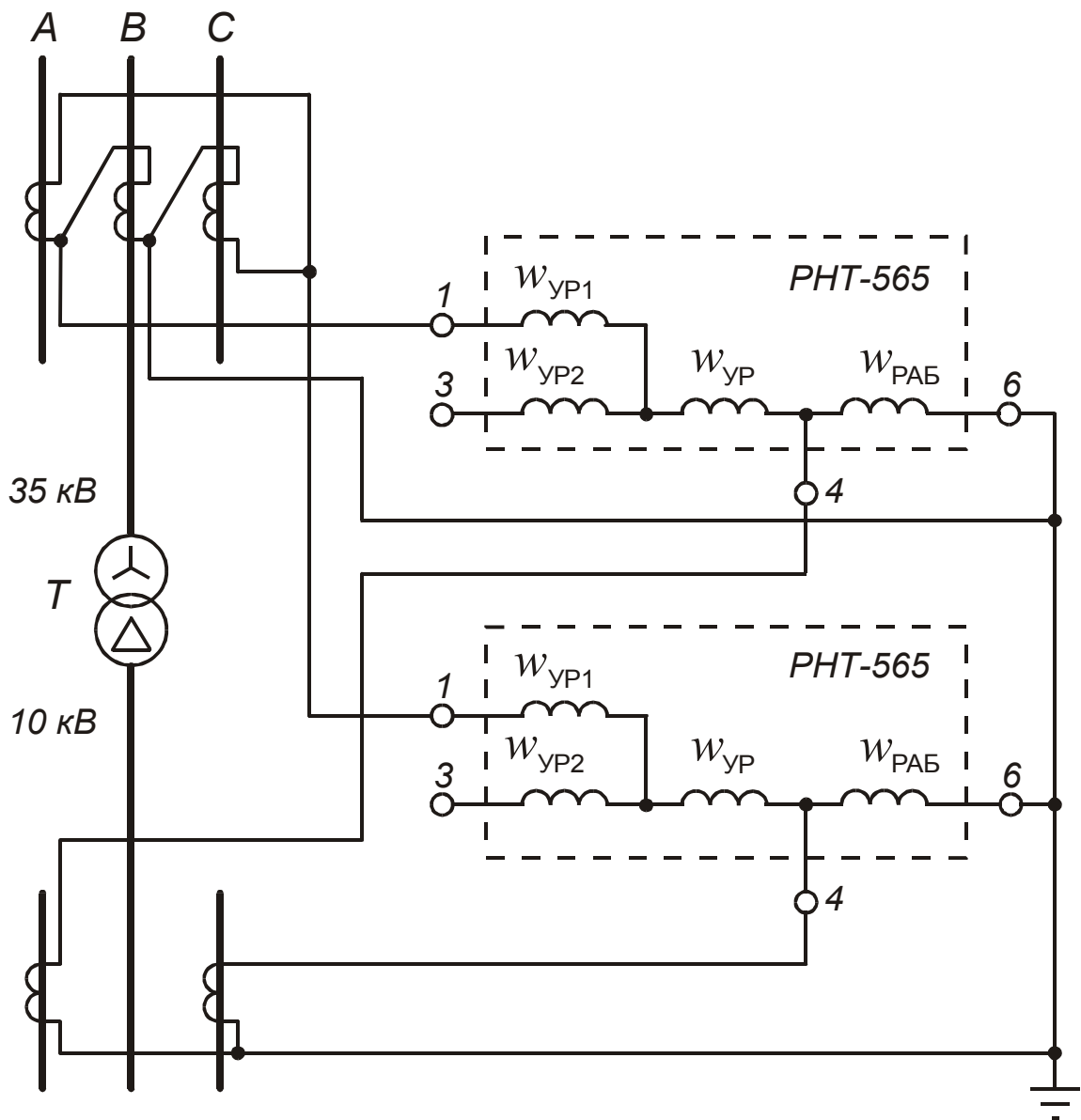


Рис. 3.5

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Чернобровов, Н.В. Релейная защита: Учеб. пособие для техникумов / Н.В. Чернобровов. – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1974. – 680 с.
2. Андреев, В.А. Релейная защита, автоматика и телемеханика в системах электроснабжения / В.А. Андреев. – М.: Высш. шк., 1985. – 391 с.
3. Федосеев, А.М. Релейная защита электроэнергетических систем: Учеб. для вузов / А.М. Федосеев, М.А. Федосеев. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.

4. Беркович, М.А. Автоматика энергосистем / М.А. Беркович, В.А. Гладышев, В.А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 240 с.
5. Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах / С.А. Ульянов. – М.-Л.: Энергия, 1964. – 704 с.
6. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. – 152 с.
7. Правила устройства электроустановок / М-во энергетики РФ. – 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003-2005.
8. Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М.А. Шабад. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 290 с.
9. Авербух, А.М. Релейная защита в задачах с решениями и примерами / А.М. Авербух. – Л.: Энергия, 1975. – 416 с.
10. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 13А. Релейная защита трансформаторов и автотрансформаторов 110–500 кВ: Схемы. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 96 с.
11. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 13Б. Релейная защита трансформаторов и автотрансформаторов 110–500 кВ: Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 96 с.
12. Алексеев, В.С. Реле защиты / В.С. Алексеев, Г.П. Варганов, Б.И. Панфилов. – М.: Энергия, 1976. – 464 с.
13. Какуевицкий, Л.И. Справочник реле защиты и автоматики / Л.И. Какуевицкий, Т.В. Смирнова; Под ред. М.Э. Хейфица. – М.: Энергия, 1972. – 344 с.
14. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
15. Афанасьев, В.В. Трансформаторы тока / В.В. Афанасьев, Н.М. Адоньев, В.М. Кибель. – Л.: Энергоатомиздат, 1989. – 416 с.
16. Королев, Е.П. Расчеты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты / Е.П. Королев, Э.М. Либерзон. – М.: Энергия, 1980. – 208 с.
17. Павлов, Г.М. Автоматизация энергетических систем: Учеб. пособие / Г.М. Павлов. – Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1976. – 240 с.
18. Автоматика электроэнергетических систем: Учеб. пособие для ВУЗов / Под ред. В.Л. Козиса, Н.И. Овчаренко. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 480 с.
19. Мухин, А.И. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. Учеб. пособие / А.И. Мухин. – Вологда: Изд-во ВоГТУ, 2000. – 180 с.
20. Бабарушкин, В.А. Оформление дипломных и курсовых проектов: Методическое пособие / В.А. Бабарушкин, Н.Н. Тюкин. – Вологда: ВоГТУ, 2005. – 58 с.
21. Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ [Биб-ка электро-монтажа; вып. 617] / А.В. Беляев. – Л.: Энергоатомиздат, 1988. – 176 с.
22. Шабад, М.А. Защита трансформаторов 10 кВ / М.А. Шабад – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 144 с.

23. Беркович, М.А. Основы техники релейной защиты / М.А. Беркович, В.В. Молчанов, В.А. Семенов. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 376 с.
24. Гельфанд, Я.С. Релейная защита распределительных сетей / Я.С. Гельфанд. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
25. Шабад, М.А. Максимальная токовая защита [Биб-ка электромонтёра; вып. 640] / М.А. Шабад. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1991. – 96 с.
26. Сулимова, М.И. Газовая защита с реле РГЧЗ-66 [Биб-ка электромонтёра; вып. 441] / М.И. Сулимова. – М.: Энергия, 1976. – 56 с.
27. Беркович, М.А. Основы автоматики энергосистем / М.А. Беркович, В.А. Семенов. – М.: Энергия, 1968. – 432 с.
28. Барзам, А.Б. Системная автоматика: Учеб. пособие для техникумов / А.Б. Барзам. – 3-е изд., перераб. – М.: Энергия, 1973 – 392 с.
29. Голубев, М.Л. Автоматическое повторное включение в распределительных сетях [Биб-ка электромонтёра; вып. 546] / М.Л. Голубев. – М.: Энергоиздат, 1982. – 96 с.
30. Голубев, М.Л. Защита вторичных цепей от коротких замыканий [Биб-ка электромонтёра; вып. 548] / М.Л. Голубев. – М.: Энергоиздат, 1982. – 80 с.
31. Голубев, М.Л. Вторичные цепи на подстанциях с переменным оперативным током [Биб-ка электромонтёра; вып. 464] / М.Л. Голубев. – М.: Энергия, 1977. – 96 с.
32. Белоруссов, Н.И. Электрические кабели, провода, шнуры: Справочник / Н.И. Белоруссов, А.Е. Саакян, А.И. Яковлева; Под ред. Н.И. Белоруссова. – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 536 с.

Подписано в печать

Усл. печ. л.

Тираж

Печать офсетная.

Бумага офисная.

Заказ №
