

В.Н. Баженов

# РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Пособие для практических  
расчетов

**В. Н. БАЖЕНОВ**

**РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЭЛЕМЕНТОВ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ  
СИСТЕМЫ**

**Пособие для практических расчетов**

**Харьков  
2018**

УДК 621.316.925:621.311

Б-16

Баженов В. Н.

**Б-16** Релейная защита элементов электроэнергетической системы: пособие для практических расчетов / В. Н. Баженов. – Х.: Планета-Принт, 2018. – 92 с.

**ISBN 978-617-7587-70-4**

В пособии даны практические рекомендации для расчетов защит элементов электроэнергетических систем в объеме курсового проекта по дисциплине «Основы релейной защиты и автоматики электроэнергетической системы». Рассмотрены токовые отсечки, максимальные токовые защиты, дифференциальные и дистанционные защиты, направленные и поперечные дифференциальные токовые защиты. Приведены примеры построения и расчетов защит для блока «линия – трансформаторы», блока «генератор-трансформатор» и его элементов, синхронного генератора, одиночных и параллельных линий.

Предназначено для студентов электротехнических, электроэнергетических и электромеханических специальностей, может быть полезно инженерно-техническим работникам, занимающимся проектированием и эксплуатацией релейной защиты.

УДК 621.316.925:621.311

**Б-16**

В. Н. Баженов

**ISBN 978-617-7587-70-4**

## ВВЕДЕНИЕ

Релейная защита предназначена для сохранения исходного, рабочего или близкого к нему режима электроэнергетической системы при больших и малых возмущениях в переходных электромагнитных и электромеханических процессах. Релейная защита осуществляет непрерывный контроль параметров электрической сети и ее режимов, и в случаях их непредвиденных изменений выдает соответствующие команды для электроэнергетического оборудования (например, команда на отключения выключателя с целью отсоединения поврежденной электроустановки от неповрежденной электросети, команда на разгрузку теплового оборудования энергоблока и др.), а также соответствующие фиксированные сообщения об этих изменениях (например, звуковые и световые сигналы, специальные реле для указания о происшедшем срабатывании защиты и др.).

Основные требования – это надежность, быстрота срабатывания, селективность (избирательность) и чувствительность релейной защиты.

Согласно правилам устройства электроустановок (ПУЭ) релейная защита должна обеспечивать возможное наименьшее время отключения короткого замыкания (КЗ) в целях сохранения бесперебойной работы неповрежденной части электроэнергетической системы (обеспечение устойчивой работы электрической системы и электроустановок потребителей, возможность восстановления нормальной работы путем успешного действия устройств автоматического повторного включения (АПВ) и включения резерва (АВР), самозапуска электродвигателей и др.) и ограничения области и степени повреждения. Однако быстрота срабатывания РЗ не должна снижать чувствительность к повреждениям и нарушать селективность действия, чтобы при повреждении какого - либо элемента электроустановки (ЭУ) отключался только этот поврежденный элемент.

Данное пособие предназначено для формирования знаний по теории и практике расчетов защит элементов электроэнергетических систем в объеме курсового проекта по дисциплине «Основы релейной защиты и автоматики электроэнергетической системы».

# 1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

## 1.1. Общие положения

Исходные данные для параметров электроустановок электроэнергетической системы приведены в методических указаниях к самостоятельной работе студентов по изучению дисциплины «Основы релейной защиты и автоматики электроэнергетических систем» [1].

В данном пособии рассмотрены теоретические и практические вопросы решения примеров для одного из вариантов исходных параметров электроустановок [1, приложение, для 37 вариантов] в полном объеме защит:

- 1) максимальная токовая защита линии электропередачи;
- 2) токовая отсечка и максимальная токовая защита блока «линия – трансформаторы»;
- 3) максимальная токовая направленная защита линии;
- 4) дистанционная защита линии электропередачи со стороны шин электростанции;
- 5) поперечная токовая дифференциальная направленная защита линии электропередачи;
- 6) максимальная токовая защита и токовая отсечка блока «линия – трансформатор»;
- 7) дифференциальная защита трансформатора;
- 8) дифференциальная защита синхронного генератора;
- 9) дифференциальная защита блока «генератор – трансформатор»;
- 10) максимальная токовая защита от внешних коротких замыканий для генератора;
- 11) максимальная токовая защита от внешних коротких замыканий для трансформатора;
- 12) максимальная токовая защита от внешних коротких замыканий для блока «генератор – трансформатор».

Во всех вариантах мощность электрической системы  $S_C$  принимается равной учетверенной суммарной мощности 3 синхронных генераторов.

Сопротивление системы в относительных единицах принимается по заданию руководителя проекта (например,  $X_c = 22,5\%$ ).

В заданиях не указаны мощности нагрузки. Ее следует определять по мощности питающих трансформаторов, имея ввиду, что трансформаторы в нормальном режиме загружаются примерно на 70% номинальной мощности.

При определении чувствительности защит необходимо определять минимальный ток короткого замыкания (КЗ), который будет проходить через измерительный трансформатор тока рассчитываемой защиты. В качестве такого тока рассматривается ток двухфазного КЗ в минимальном режиме работы системы. Таким режимом является отключение одного из генераторов (блоков) станции и одной системообразующей линии. При выполнении курсового проекта отключение одной системообразующей линии имитируется уменьшением на 10 % мощности системы.

Для упрощения расчетов допускается ток двухфазного КЗ определять как ток трехфазного КЗ в соответствующем режиме работы системы, умноженный на величину  $\sqrt{3}/2$ .

## 1.2. Схема и параметры энергосистемы

Основные данные по схеме и параметрам электрической сети части энергосистемы приведены на рис. 1.1 и в табл. 1.1 – 1.4.

Таблица 1.1 – Основные параметры для генераторов

Генераторы Г1, Г2, Г3, Г4, Г5					
P	cos φ	U <sub>Г</sub>	I <sub>ном</sub>	X'' <sub>d</sub>	X <sub>2</sub>
МВт	о.е	кВ	А	%	%
30	0,8	6,3	3440	15,3	18,7

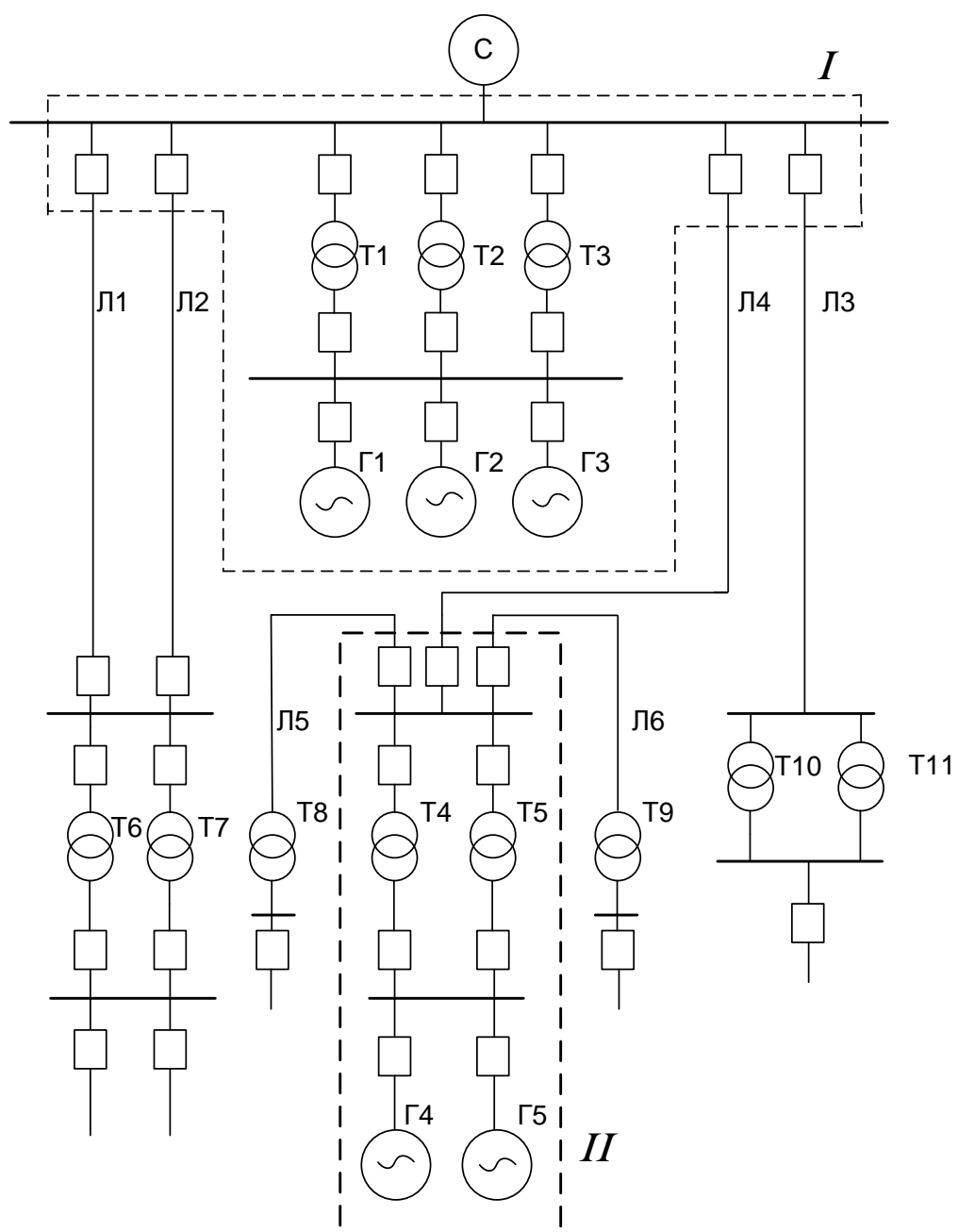


Рисунок 1.1. – Схема электрической сети части энергосистемы

Таблица 1.2 – Основные параметры для трансформаторов Т1 – Т7, Т10 – Т11

Трансформаторы			Трансформаторы Т10, Т11			Трансформаторы Т6 – Т7		
S	U	U <sub>к</sub>	S	U <sub>к</sub>		S	U <sub>н</sub>	U <sub>к</sub>
МВ	кВ	%	МВ	%		МВ	кВ	%
4	1	1	6	10,		1	11	10,5

Таблица 1.3 – Основные параметры для трансформаторов Т8 – Т9 и линий Л1 – Л2

Трансформаторы Т8 – Т9			Линии Л1, Л2		
S	U	U <sub>к</sub>	L	X <sub>1</sub>	X <sub>0</sub> /
МВ	кВ	%	км	Ом/км на одну фазу	о.е.
40	10	10,5	120	0,42	5,5

Таблица 1.4 – Основные параметры для линий Л3 – Л6

Линия Л3			Линия Л4			Линии Л5, Л6		
L	X	X	L	X	X	L	X <sub>1</sub>	X <sub>0</sub> /
км	Ом/км на одну фазу	о.е.	км	Ом/км на одну фазу	о.е.	км	Ом/км на одну фазу	о.е.
1	0	3	1	0	3	6	0,	3,5



## 2. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Выполняется расчет двух нижеперечисленных защит (см. рис. 1.1): токовой отсечки и максимальной токовой защиты блока «линия электропередачи ЛЗ – трансформаторы Т10, Т11»; дифференциальной защиты блока «генератор Г1 – трансформатор Т1».

Выделим из общей схемы ту часть, в которой имеются источники питания для КЗ заданного объекта (рис. 2.1).

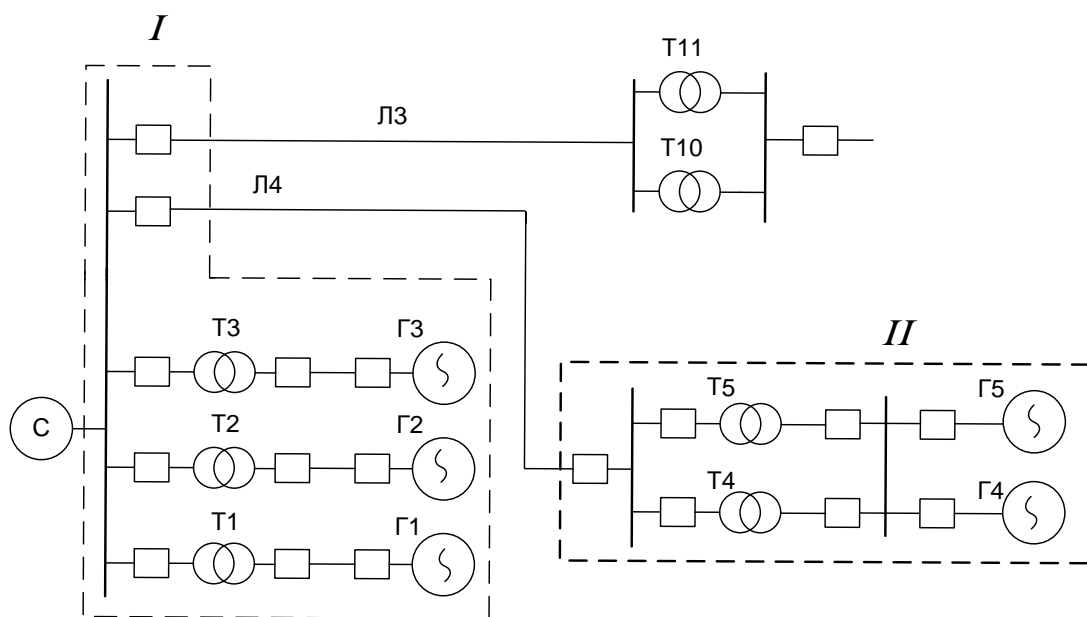


Рисунок 2.1 – Рассматриваемая часть схемы электрической сети

Для расчета токовой отсечки и максимальной токовой защиты блока «линии электропередачи ЛЗ – трансформаторы Т10, Т11» рассмотрим точки КЗ, показанные на рис. 2.2:

- К-1 – короткое замыкание на шинах источника питания (для защиты объекта – это КЗ «за спиной»);
- К-2 – короткое замыкание по середине блока «линия – трансформаторы» – для определения зоны действия отсечки;
- К-3 – короткое замыкание в конце линии;
- К-4 – короткое замыкание в зоне последующей защиты присоединений.

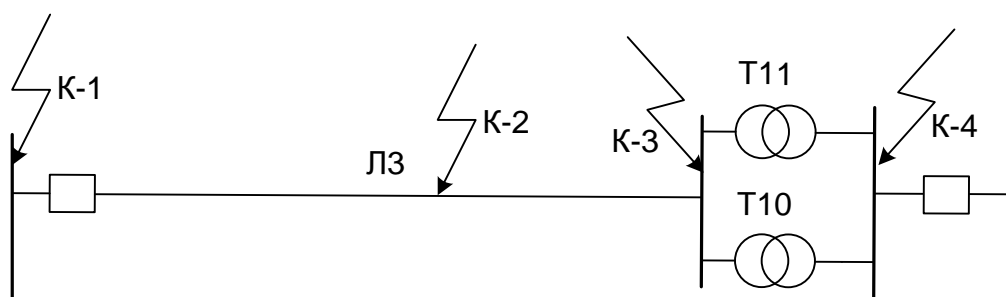


Рисунок 2.2 – Схема расположения рассчитываемых точек КЗ

Для расчетов токов короткого замыкания составим схему замещения рассматриваемой части схемы электрической сети (рис. 2.3).

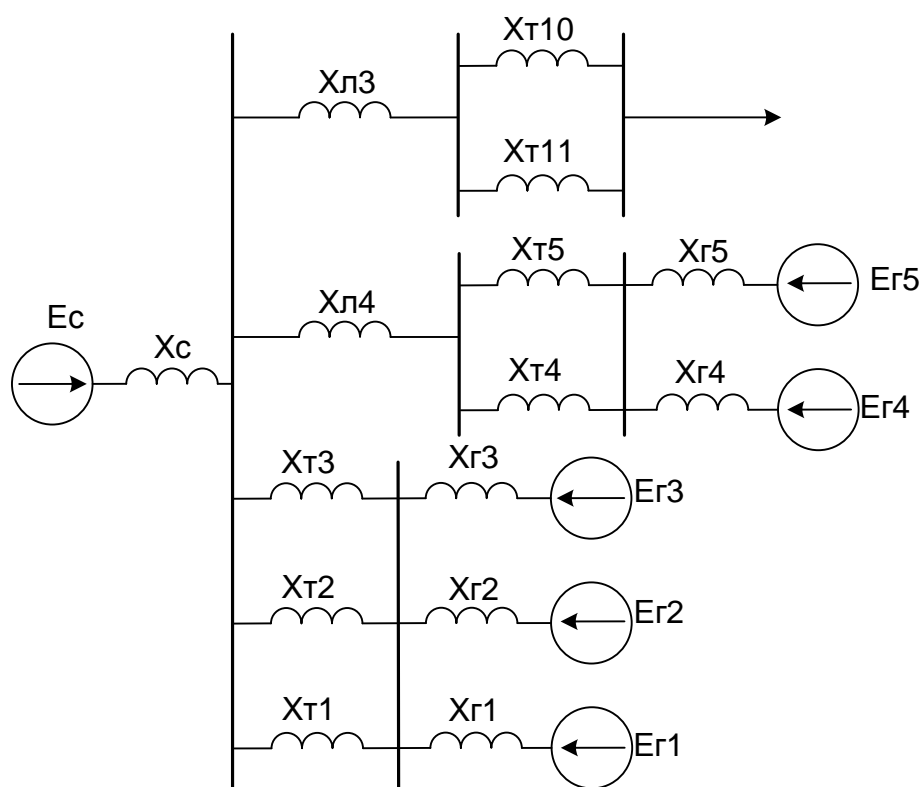


Рисунок 2.3 – Схема замещения рассматриваемой части схемы электрической сети

Преобразуем схему замещения, показанную на рис. 2.3 к виду, показанному на рис. 2.4.

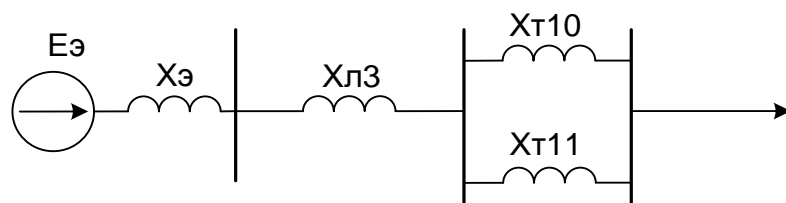


Рисунок 2.4 – Эквивалентная схема замещения рассматриваемой части схемы электрической сети

Сначала (для сравнения с расчетом в именованных единицах) выполним расчет (вариант 1) в относительных единицах, для этого зададимся базисными мощностью и напряжением:

$$S_6 = 100 \text{ МВА}, \quad U_6 = 115 \text{ кВ}.$$

Рассчитаем базисный ток:

$$I_6 = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 502 \text{ А}.$$

Рассчитаем сопротивления всех элементов:

- сопротивление трансформаторов Т1-Т5:

$$X_{Т1-5} = \frac{u_k \%}{100} * \frac{S_6}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} * \frac{100}{40} = 0,26;$$

- сопротивление генераторов в сверхпереходном режиме:

$$X_{Г1-5} = \frac{X_d'' \%}{100} * \frac{S_6}{S_{ном}} = \frac{15,3}{100} * \frac{100 \cdot 0,8}{30} = 0,408;$$

- ЭДС генераторов принимается равным 1,08;
- ЭДС системы – 1,0;
- мощность системы:

$$S_{ном} = 4 \cdot 30 \cdot 3 / 0,8 = 450 \text{ МВА};$$

- сопротивление системы:

$$X_c = \frac{x \%}{100} * \frac{S_6}{S_{ном}} = \frac{22,5}{100} * \frac{100}{450} = 0,05;$$

- сопротивление линии Л3 и Л4:

$$x_{Л3} = x_1 * l * \frac{S_6}{U_6^2} = 0,443 * 150 * \frac{100}{(115)^2} = 0,502;$$

$$x_{Л4} = x_1 * l * \frac{S_6}{U_6^2} = 0,45 * 110 * \frac{100 \cdot 10^6}{(115 \cdot 10^3)^2} = 0,37;$$

- сопротивление трансформаторов Т10, Т11:

$$X_{Т10,11} = \frac{u_k \%}{100 \% } * \frac{S_6}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} * \frac{100}{6,3} = 1,67$$

Эквивалентное ЭДС и сопротивление в максимальном режиме:

$$E_{\text{э}1} = \frac{\frac{E_{\Gamma1}}{x_{\Gamma1}+x_{\Gamma1}} + \frac{E_{\Gamma2}}{x_{\Gamma2}+x_{\Gamma2}} + \frac{E_{\Gamma3}}{x_{\Gamma3}+x_{\Gamma3}}}{\frac{1}{x_{\Gamma1}+x_{\Gamma1}} + \frac{1}{x_{\Gamma2}+x_{\Gamma2}} + \frac{1}{x_{\Gamma3}+x_{\Gamma3}}} = \frac{\frac{1,08}{0,408+0,2625} + \frac{1,08}{0,408+0,2625} + \frac{1,08}{0,408+0,2625}}{\frac{1}{0,408+0,2625} + \frac{1}{0,408+0,2625} + \frac{1}{0,408+0,2625}} = 1,08$$

$$X_{\text{э}1} = (x_{\Gamma1} \parallel x_{\Gamma2} \parallel x_{\Gamma3}) + (x_{\Gamma1} \parallel x_{\Gamma2} \parallel x_{\Gamma3}) = \frac{0,2625}{3} + \frac{0,408}{3} = 0,224$$

$$E_{\text{э}2} = \frac{\frac{E_{\Gamma4}}{x_{\Gamma4}+x_{\Gamma4}} + \frac{E_{\Gamma5}}{x_{\Gamma5}+x_{\Gamma5}}}{\frac{1}{x_{\Gamma4}+x_{\Gamma4}} + \frac{1}{x_{\Gamma5}+x_{\Gamma5}}} = \frac{\frac{1,08}{0,408+0,2625} + \frac{1,08}{0,408+0,2625}}{\frac{1}{0,408+0,2625} + \frac{1}{0,408+0,2625}} = 1,08$$

$$X_{\text{э}2} = (x_{\Gamma4} \parallel x_{\Gamma5}) + (x_{\Gamma4} \parallel x_{\Gamma5}) + x_{\Gamma4} = \frac{0,2625}{2} + \frac{0,408}{2} + 0,37 = 0,71$$

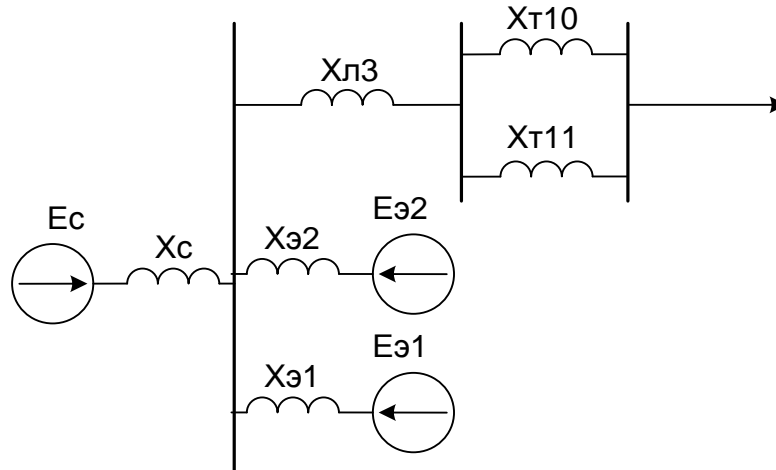


Рисунок 2.5 – Промежуточный этап преобразования схемы замещения рассматриваемой части схемы электрической сети

$$E_{\text{э}} = \frac{\frac{E_{\text{э}1}}{x_{\text{э}1}} + \frac{E_{\text{э}2}}{x_{\text{э}2}} + \frac{E_c}{x_c}}{\frac{1}{x_{\text{э}1}} + \frac{1}{x_{\text{э}2}} + \frac{1}{x_c}} = \frac{\frac{1,08}{0,224} + \frac{1,08}{0,71} + \frac{1,0}{0,05}}{\frac{1}{0,224} + \frac{1}{0,71} + \frac{1}{0,05}} = 1,008$$

$$X_{\text{э}} = x_{\text{э}1} \parallel x_{\text{э}2} \parallel x_c = \frac{\frac{(x_{\text{э}1} \cdot x_{\text{э}2})}{(x_{\text{э}1} + x_{\text{э}2})} \cdot x_c}{\frac{(x_{\text{э}1} \cdot x_{\text{э}2})}{(x_{\text{э}1} + x_{\text{э}2})} + x_c} = \frac{\frac{(0,224 \cdot 0,71)}{(0,224 + 0,71)} \cdot 0,05}{\frac{(0,224 \cdot 0,71)}{(0,224 + 0,71)} + 0,05} = 0,0387$$

Эквивалентное ЭДС и сопротивление в минимальном режиме (отключен генератор Г4):

$$E_{\text{э}1} = \frac{\frac{E_{\Gamma1}}{x_{\Gamma1}+x_{\Gamma1}} + \frac{E_{\Gamma2}}{x_{\Gamma2}+x_{\Gamma2}}}{\frac{1}{x_{\Gamma1}+x_{\Gamma1}} + \frac{1}{x_{\Gamma2}+x_{\Gamma2}}} = \frac{\frac{1,08}{0,408+0,2625} + \frac{1,08}{0,408+0,2625}}{\frac{1}{0,408+0,2625} + \frac{1}{0,408+0,2625}} = 1,08$$

$$X_{\text{э}1} = (x_{\Gamma1} \parallel x_{\Gamma2} \parallel x_{\Gamma3}) + (x_{\Gamma1} \parallel x_{\Gamma2}) = \frac{0,2625}{3} + \frac{0,408}{2} = 0,29$$

$$E_{\text{э}2} = \frac{\frac{E_{\Gamma4}}{x_{\Gamma4}+x_{\Gamma4}} + \frac{E_{\Gamma5}}{x_{\Gamma5}+x_{\Gamma5}}}{\frac{1}{x_{\Gamma4}+x_{\Gamma4}} + \frac{1}{x_{\Gamma5}+x_{\Gamma5}}} = \frac{\frac{1,08}{0,408+0,2625} + \frac{1,08}{0,408+0,2625}}{\frac{1}{0,408+0,2625} + \frac{1}{0,408+0,2625}} = 1,08$$

$$X_{\text{э}2} = (x_{\Gamma4} \parallel x_{\Gamma5}) + (x_{\Gamma4} \parallel x_{\Gamma5}) + x_{\Gamma4} = \frac{0,2625}{2} + \frac{0,408}{2} + 0,37 = 0,71$$

$$E_{\text{э}} = \frac{\frac{E_{\text{э}1}}{x_{\text{э}1}} + \frac{E_{\text{э}2}}{x_{\text{э}2}} + \frac{E_c}{x_c}}{\frac{1}{x_{\text{э}1}} + \frac{1}{x_{\text{э}2}} + \frac{1}{x_c}} = \frac{\frac{1,08}{0,76} + \frac{1,08}{1,409} + \frac{1,0}{0,05}}{\frac{1}{0,76} + \frac{1}{1,409} + \frac{1}{0,05}} = 1,008$$

$$X_{\Sigma} = x_{\Sigma 1} \parallel x_{\Sigma 2} \parallel x_c = \frac{\frac{(x_{\Sigma 1} \cdot x_{\Sigma 2})}{(x_{\Sigma 1} + x_{\Sigma 2})} \cdot x_c}{\frac{(x_{\Sigma 1} \cdot x_{\Sigma 2})}{(x_{\Sigma 1} + x_{\Sigma 2})} + x_c} = \frac{\frac{(0,29 \cdot 0,71)}{(0,29 + 0,71)} \cdot 0,05}{\frac{(0,29 \cdot 0,71)}{(0,29 + 0,71)} + 0,05} = 0,04$$

Рассчитаем токи КЗ в рассматриваемых точках в каждом из режимов:

- в максимальном режиме работы системы:

$$I_{K-1}^{(3)} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{\Sigma}} \cdot I_{\Sigma} = \frac{1,008}{0,0387} \cdot 502 = 13075 \text{ A}$$

$$I_{K-2}^{(3)} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{\Sigma} + \frac{x_{Л3}}{2}} \cdot I_{\Sigma} = \frac{1,008}{0,0387 + \frac{0,5}{2}} \cdot 502 = 1753 \text{ A}$$

$$I_{K-3}^{(3)} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{\Sigma} + x_{Л3}} \cdot I_{\Sigma} = \frac{1,008}{0,0387 + 0,5} \cdot 502 = 939 \text{ A}$$

$$I_{K-4}^{(3)} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{\Sigma} + x_{Л3} + \frac{x_{Т10,11}}{2}} \cdot I_{\Sigma} = \frac{1,008}{0,0387 + 0,5 + \frac{1,67}{2}} \cdot 502 = 368 \text{ A}$$

- в минимальном режиме работы системы:

$$I_{K-1}^{(3)} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{\Sigma}} \cdot I_{\Sigma} = \frac{1,008}{0,04} \cdot 502 = 12650 \text{ A}$$

$$I_{K-2}^{(3)} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{\Sigma} + \frac{x_{Л3}}{2}} \cdot I_{\Sigma} = \frac{1,008}{0,04 + \frac{0,5}{2}} \cdot 502 = 1745 \text{ A}$$

$$I_{K-3}^{(3)} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{\Sigma} + x_{Л3}} \cdot I_{\Sigma} = \frac{1,008}{0,04 + 0,5} \cdot 502 = 937 \text{ A}$$

$$I_{K-4}^{(3)} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{\Sigma} + x_{Л3} + \frac{x_{Т10,11}}{2}} \cdot I_{\Sigma} = \frac{1,008}{0,04 + 0,5 + \frac{1,67}{2}} \cdot 502 = 368 \text{ A}$$

Теперь покажем расчет (как это делают релейщики) сопротивлений элементов сети и токов КЗ (вариант 2) в именованных единицах.

Расчет сопротивлений.

Мощность системы

$$S_C = 4 \cdot n \cdot P_{Г} / \cos \varphi = 4 \cdot 3 \cdot 30 / 0,8 = 450 \text{ МВА.}$$

Сопротивление системы:

$$X_C = (X_C \% / 100) \cdot U_C^2 / S_C = (22,5 / 100) \cdot 115^2 / 450 = 6,6 \text{ Ом.}$$

Сопротивление одного генератора:

$$X_{Г} = X''_d \cdot U_C^2 / S_{Г} = 0,153 \cdot 115^2 \cdot 0,8 / 30 = 54 \text{ Ом.}$$

Сопротивление одного генераторного трансформатора:

$$X_{Т} = (U_K / 100) \cdot U_C^2 / S_{Т} = (10,5 / 100) \cdot 115^2 / 40 = 34,7 \text{ Ом.}$$

Сопротивление первой электростанции с 3-мя генераторами:

$$X_{\Sigma C1} = X_{Г} / 3 + X_{Т} / 3 = 54 / 3 + 34,7 / 3 = 29,6 \text{ Ом.}$$

Сопротивление второй электростанции с 2-мя генераторами:

$$X_{\Sigma C2} = X_{Г} / 2 + X_{Т} / 2 = 54 / 2 + 34,7 / 2 = 44,35 \text{ Ом.}$$

Сопротивление линии связи Л4 с шинами системы:

$$X_{Л4} = X_{\Pi} \cdot L_4 = 0,45 \cdot 110 = 49,5 \text{ Ом.}$$

Сопротивление токам КЗ для второй электростанции:

$$X_{K, \text{ЭС}2} = X_{\text{ЭС}2} + X_{\text{Л}4} = 44,35 + 49,5 = 93,85 \text{ Ом.}$$

Ток трехфазного КЗ в точке К-1 от системы:

$$I_{K-1, C} = U_C / (1,73 \cdot X_C) = 115 / (1,73 \cdot 6,6) = 10,1 \text{ кА.}$$

Ток трехфазного КЗ в точке К-1 от первой электростанции:

$$I_{K-1, \text{ЭС}1} = U_C / (1,73 \cdot X_{\text{ЭС}1}) = 115 / (1,73 \cdot 29,6) = 2,2 \text{ кА.}$$

Ток трехфазного КЗ в точке К-1 от второй электростанции:

$$I_{K-1, \text{ЭС}2} = U_C / (1,73 \cdot X_{\text{ЭС}2}) = 115 / (1,73 \cdot 93,85) = 0,7 \text{ кА.}$$

Суммарный ток трехфазного КЗ в точке К-1 в максимальном режиме:

$$I_{K-1, \text{max}} = I_{K-1, C} + I_{K-1, \text{ЭС}1} + I_{K-1, \text{ЭС}2} = 10,1 + 2,2 + 0,7 = 13 \text{ кА.}$$

Эквивалентное сопротивление системы с учетом всех источников питания в максимальном режиме:

$$X_{\text{Э}, C \text{ max}} = U_C / (1,73 \cdot I_{K-1, \text{max}}) = 115 / (1,73 \cdot 13) = 5,1 \text{ Ом.}$$

Расчеты токов КЗ для цепи блока «ЛЗ – Т10,11».

Ток трехфазного КЗ в точке К-2 (посередине ЛЗ) в максимальном режиме:

$$I_{K-2, \text{max}} = U_C / 1,73 \cdot (X_{\text{Э}, C \text{ max}} + 0,5 \cdot X_{\text{Л}3}) = 115 / 1,73 \cdot (5,1 + 0,5 \cdot 0,443 \cdot 150) = 115 / 1,73 \cdot 38,4 = 1,73 \text{ кА.}$$

Ток трехфазного КЗ в точке К-3 (в конце ЛЗ) в максимальном режиме:

$$I_{K-3, \text{max}} = U_C / 1,73 \cdot (X_{\text{Э}, C \text{ max}} + X_{\text{Л}3}) = 115 / 1,73 \cdot (5,1 + 0,443 \cdot 150) = 115 / 1,73 \cdot 71,55 = 0,93 \text{ кА.}$$

Сопротивление одного трансформатора Т11 или Т12:

$$X_{T10} = (U_K / 100) \cdot (U_C^2 / S_T) = (10,5 / 100) \cdot (115^2 / 6,3) = 220,4 \text{ Ом.}$$

Ток трехфазного КЗ в точке К-4 (за трансформаторами блока) в максимальном режиме:

$$I_{K-4, \text{max}} = 115 / 1,73 \cdot (71,5 + 0,5 \cdot 220,4) = 115 / 1,73 \cdot 181,7 = 0,37 \text{ кА.}$$

Расчет суммарного ток трехфазного КЗ в точке К-1 в минимальном режиме, когда мощность системы меньше на 10% ( $S_{C, \min} = 450 \cdot 0,9 = 405$  МВА) и на первой электростанции отключены генератор и трансформатор.

Сопротивление системы:

$$X_{C, \min} = (X_C \% / 100) \cdot (U_C^2 / S_{C, \min}) = (22,5 / 100) \cdot (115^2 / 405) = 7,35 \text{ Ом.}$$

Сопротивление первой электростанции с 2-мя генераторами:

$$X_{ЭC1, \min} = X_{Г/2} + X_{Т/2} = 54/2 + 34,7/2 = 44,35 \text{ Ом.}$$

Ток трехфазного КЗ в точке К-1 от системы (минимальный режим):

$$I_{K-1, C, \min} = U_C / (1,73 \cdot X_{C, \min}) = 115 / (1,73 \cdot 7,35) = 9,0 \text{ кА.}$$

Ток трехфазного КЗ в точке К-1 от первой электростанции (минимальный режим):

$$I_{K-1, ЭC1, \min} = U_C / (1,73 \cdot X_{ЭC1}) = 115 / (1,73 \cdot 44,35) = 1,5 \text{ кА.}$$

Суммарный ток трехфазного КЗ в точке К-1 в минимальном режиме:

$$I_{K-1, \min} = I_{K-1, C, \min} + I_{K-1, ЭC1, \min} + I_{K-1, ЭC2} = 9,0 + 1,5 + 0,7 = 11,2 \text{ кА.}$$

Эквивалентное сопротивление системы в минимальном режиме:

$$X_{Э, C \min} = U_C / (1,73 \cdot I_{K-1, \min}) = 115 / (1,73 \cdot 11,2) = 5,9 \text{ Ом.}$$

Ток трехфазного КЗ в точке К-2 (посередине ЛЗ) в минимальном режиме:

$$I_{K-2, \min} = U_C / 1,73 \cdot (X_{Э, C \min} + 0,5 \cdot X_{ЛЗ}) = 115 / 1,73 \cdot (5,9 + 0,5 \cdot 0,443 \cdot 150) = 115 / 1,73 \cdot 39,1 = 1,70 \text{ кА.}$$

Ток трехфазного КЗ в точке К-3 (в конце ЛЗ) в минимальном режиме:

$$I_{K-3, \min} = U_C / 1,73 \cdot (X_{Э, C \min} + X_{ЛЗ}) = 115 / 1,73 \cdot (5,9 + 0,443 \cdot 150) = 115 / 1,73 \cdot 72,35 = 0,92 \text{ кА.}$$

Ток трехфазного КЗ в точке К-4 (за трансформаторами блока) в минимальном режиме:

$$I_{K-4, \min} = 115 / 1,73 \cdot (72,35 + 110,2) = 115 / 1,73 \cdot 182,5 = 0,36 \text{ кА.}$$

Рабочий максимальный ток линии ЛЗ:

$$I_{PM} = 1,4 \cdot S_T / (1,73 \cdot U_C) = 1,4 \cdot 6,3 / (1,73 \cdot 115) = 0,044 \text{ кА.}$$

### 3. ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА ДЛЯ БЛОКА «ЛИНИЯ – ТРАНСФОРМАТОРЫ»

Одним из признаков возникновения КЗ является увеличение тока в ЛЭП. Этот признак используется для выполнения РЗ, называемых токовыми. Токовые РЗ приходят в действие при увеличении тока в фазах ЛЭП сверх определенного значения. Токовые РЗ подразделяются на максимальные токовые РЗ и токовые отсечки. Главное различие между этими РЗ заключается в способе обеспечения селективности. Селективность действия максимальных токовых РЗ достигается с помощью выдержки времени. Селективность токовых отсечек обеспечивается соответствующим выбором тока срабатывания [2 – 8].

Максимальные токовые защиты (МТЗ) являются основным видом РЗ для сетей с односторонним питанием. Они устанавливаются в начале каждой ЛЭП со стороны источника питания. Исходным для выбора тока срабатывания МТЗ является требование, чтобы она надежно работала при повреждениях на защищаемом участке, но в то же время не действовала при максимальном рабочем токе нагрузки  $I_{\text{рм}}$  и кратковременных перегрузках, вызванных пуском и самозапуском электродвигателей, АПВ, АВР, а также нарушением нормального режима электрической сети.

Токовая отсечка (ТО) является разновидностью МТЗ, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ. Селективность токовых отсечек достигается ограничением их зоны действия так, чтобы отсечка не работала при КЗ за пределами этой зоны, на смежных участках сети, РЗ которых имеет выдержку времени, равную или большую, чем отсечка. Для этого ток срабатывания отсечки должен быть больше максимального тока КЗ, проходящего через нее при повреждении в конце участка, за пределами которого она не должна работать.

Используется ТО в основном как дополнительная защита, но в некоторых случаях может использоваться как основная, например, для защиты блока «линия-трансформаторы».

Для полной картины эффективности токовой отсечки необходимо рассчитывать ее уставки по конкретным условиям для каждого объекта.

Например, для однородных сетей 220 – 6 кВ:

- первое – условие отстройки (селективности) от КЗ в зоне предыдущей защиты:

$$I_{\text{сз}} \geq k_{\text{н1}} \cdot I_{\text{КЗ, max}},$$



где  $k_{Н1}$  – коэффициент надежной отстройки защиты от величины тока КЗ. в конце объекта защиты;  $I_{КЗ, \max}$  – сквозной ток защиты в максимальном режиме работы источника питания и прилегающей электрической сети.

- второе – условие несрабатывания защиты в циклах АПВ и АВР:

$$I_{CЗ} \geq k_3 \cdot k_{CЗП} \cdot I_{P, \max},$$

где  $k_3$  – коэффициент запаса для условия несрабатывания токовой отсечки;  $k_{CЗП}$  – коэффициент самозапуска электродвигательной нагрузки сети;  $I_{P, \max}$  – расчетное значение максимального тока в рабочем режиме сети.

Для блоков «линия – трансформатор» и линий с трансформаторной нагрузкой:

- дополнительное (третье) – условие отстройки от бросков тока намагничивания трансформаторов:

$$I_{CЗ} \geq k_3 \cdot I_{НАМ},$$

где  $I_{НАМ}$  – ток намагничивания трансформаторов при включении или восстановлении питания на высокой стороне трансформаторов, принимается равным  $(4 - 5) I_{P, \max}$ ;  $k_3$  – коэффициент запаса, равный 1,2.

Для элементов системы электроснабжения с двухсторонним питанием:

- дополнительное (четвертое) – условие отстройки от максимальных токов качаний:

$$I_{CЗ} \geq k_3 \cdot I_{КАЧ},$$

где  $I_{КАЧ}$  – ток качаний при нарушениях синхронной работы электрической сети.

В нашем случае токовая отсечка линии Л-3 – это обязательная, абсолютно-селективная, быстродействующая защита, которая должна по своему принципу быть отстроена от максимального сквозного тока КЗ:

$$I_{ТО} = k_{Н} \cdot I_{К-4, \max} = 1,3 \cdot 370 = 481 \text{ А},$$

где  $I_{К-4, \max}$  – максимальный сквозной тока КЗ;  $k_{Н}$  – коэффициент надежной отстройки, учитывающий погрешности реле защиты, а также расчетов.

Принимаем уставку токовой отсечки  $I_{ТО} = 480 \text{ А}$ .

Расчет чувствительности токовой отсечки к токам двухфазного КЗ в минимальном режиме работы энергосистемы для следующих расчетных точек:

$$k_{Ч, К-3} = I_{К-3, \min}^{(2)} / I_{ТО} = 0,87 \cdot 920 / 480 = 1,6 > 1,5.$$

$$k_{Ч, К-2} = I_{К-2, \min}^{(2)} / I_{ТО} = 0,87 \cdot 1700 / 480 = 3,0 > 2.$$

$$k_{Ч, К-1} = I_{К-1, \min}^{(2)} / I_{ТО} = 0,87 \cdot 11200 / 480 = 20,3 > 2.$$

Как видно, установленная защита обладает достаточным коэффициентом чувствительности к рассматриваемым повреждениям.

Для определения расчетных защищаемых зон токовой отсечки в минимальном режиме определим ее сопротивление срабатывания:

$$X_{C3} = U_{\Phi} / I_{TO} = 66500 / 480 = 138,5 \text{ Ом.}$$

В сопротивление срабатывания токовой отсечки входит сопротивление системы, отсюда защитная способность отсечки равна:

$$X_{TO} = X_{C3} - X_{\Sigma, C \min} = 138,5 - 5,9 = 132,6 \text{ Ом.}$$

В процентном выражении защитная способность токовой отсечки определяется по отношению к сопротивлению защищаемого объекта:

$$X_{TO} \% = X_{TO} \cdot 100 / X_{O3} = 132,6 \cdot 100 / 182,5 = 73 \%,$$

где  $X_{O3}$  – сопротивление защищаемого объекта, равное  $X_{K-4, \min} = 182,5 \text{ Ом}$ .

График распределения токов КЗ вдоль блока линии электропередачи ЛЗ- трансформатор Т10, Т11 представлен на рис. 3.1.

Выбираем коэффициент измерительного трансформатора тока по мощности нагрузки блока, равной

$$I_{PM} = 44 \text{ А}; n_{TA} = 150 / 5 = 30.$$

Ток срабатывания реле токовой отсечки для схемы соединения трансформаторов тока и реле в полную звезду:

$$I_{CP, TO} = I_{TO} \cdot n_{CX} / n_{TA} = 480 \cdot 1 / 30 = 16 \text{ А.}$$

Выбираем реле РТ-40/50 (для защит на электромеханической элементной базе) или реле МРЗС-05 (для защит на микропроцессорной элементной базе).

Проверяем условие несрабатывания защиты в послеаварийных режимах (циклах АПВ и АВР):

$$I_{C3} \geq k_3 \cdot k_{C3П} \cdot I_{P, \max} = 1,2 \cdot 2,3 \cdot 44 = 120 \text{ А.}$$

Условие несрабатывания выполняется. Проверяем условие отстройки от бросков тока намагничивания трансформаторов:

$$I_{C3} \geq k_3 \cdot I_{НАМ} = 1,2 \cdot 5 \cdot 44 = 264 \text{ А.}$$

Условие отстройки выполняется.

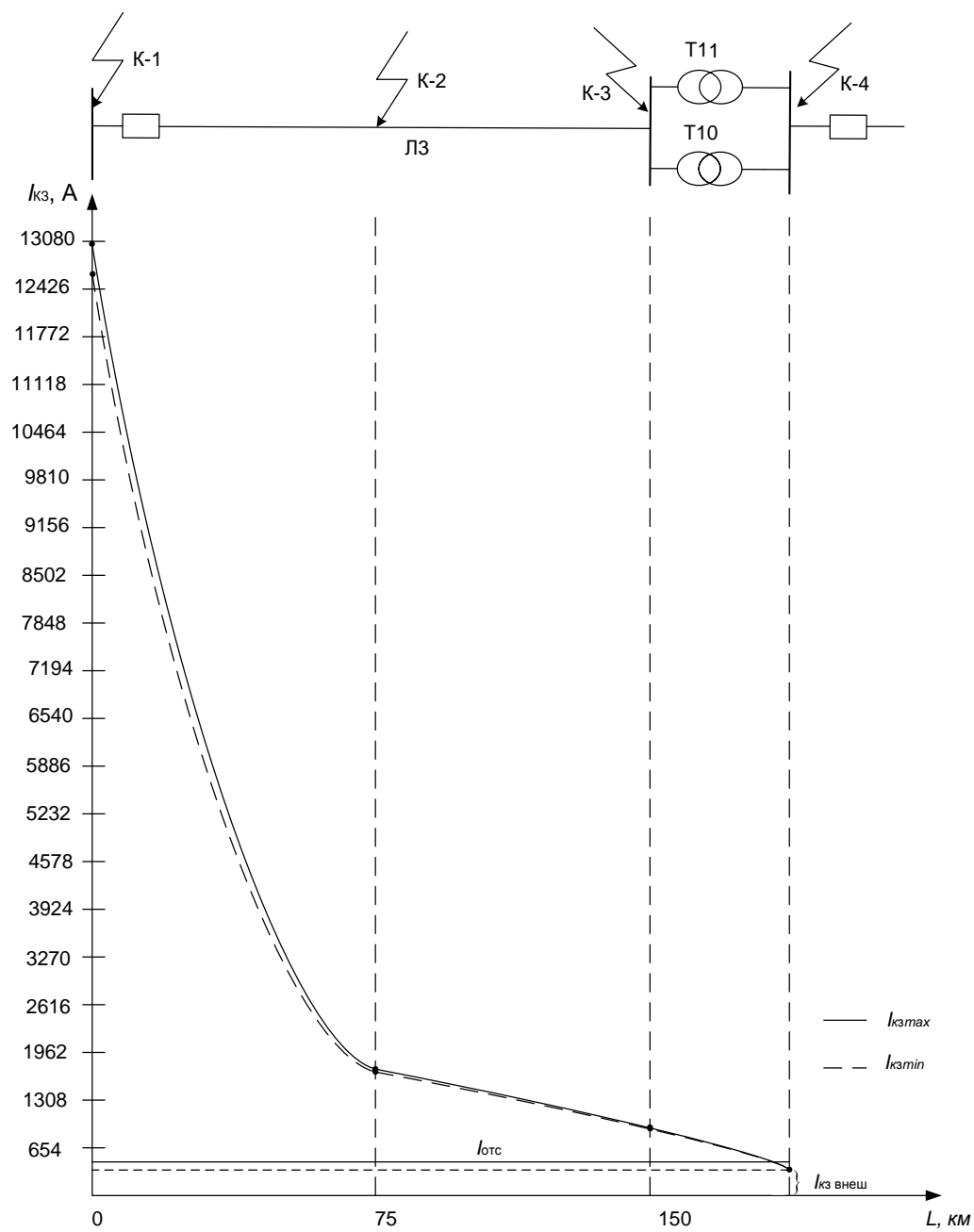


Рисунок 3.1 – График распределения тока КЗ вдоль защищаемой линии

#### 4. МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА ДЛЯ БЛОКА «ЛИНИЯ - ТРАНСФОРМАТОРЫ»

Ток срабатывания максимальной токовой защиты блока «линия ЛЗ – Т10,11» должен быть отстроен от тока возврата защиты (не срабатывания максимальной токовой защиты) после отключения внешнего КЗ на стороне нагрузки с напряжениями 11 кВ [9 – 14].

$$I_{\text{МТЗ}} = K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{СЗП}} \cdot I_{\text{РМ}} / K_{\text{В}} = 1,2 \cdot 1,8 \cdot 44 / 0,8 = 119 \text{ А},$$

где  $K_{\text{Н}}$  – коэффициент надежности отстройки,  $K_{\text{Н}} = 1,2\text{--}1,4$ ;  $K_{\text{СЗП}}$  – коэффициент самозапуска нагрузки,  $K_{\text{СЗП}} = 1,0\text{--}3,0$ ;  $K_{\text{В}}$  – коэффициент возврата реле,  $K_{\text{В}} < 1,0$ .

Для защит на электромеханической элементной базе (РТ-40) принимаем  $I_{\text{МТЗ}} = 120 \text{ А}$ .

Для защит на микропроцессорной элементной базе:

$$I_{\text{МТЗ}} = K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{СЗП}} \cdot I_{\text{РМ}} / K_{\text{В}} = 1,2 \cdot 1,8 \cdot 44 / 0,95 = 100 \text{ А}.$$

Расчет чувствительности токовой отсечки (на реле РТ-40) к токам двухфазного КЗ за трансформаторами блока (К-4) в минимальном режиме работы энергосистемы.

$$k_{\text{ч, К-3}} = I^{(2)}_{\text{К-4, min}} / I_{\text{ТО}} = 0,87 \cdot 360 / 120 = 2,6 > 1,5.$$

Чувствительность максимальной токовой защиты удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Ток срабатывания реле максимальной токовой защиты (на реле РТ-40) для схемы соединения трансформаторов тока и реле в полную звезду:

$$I_{\text{РТ-40}} = I_{\text{МТЗ}} \cdot n_{\text{СХ}} / n_{\text{ТА}} = 120 \cdot 1 / 30 = 4,0 \text{ А}.$$

Выбираем реле РТ-40/10 для защит на электромеханической элементной базе.

Выбираем реле МРЗС-05 (для защит на микропроцессорной элементной базе) с током срабатывания реле равным:

$$I_{\text{МРЗС}} = I_{\text{МТЗ}} \cdot n_{\text{СХ}} / n_{\text{ТА}} = 100 \cdot 1 / 30 = 3,33 \text{ А}.$$

Результаты расчетов показывают преимущество защит на микропроцессорной элементной базе.

## 5. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА ДЛЯ БЛОКА «ЛИНИЯ - ТРАНСФОРМАТОРЫ»

### 5.1. Общие положения, расчеты параметров сети и режимов работы

Для защиты от КЗ в генераторе и трансформаторе блока устанавливается общий комплект дифференциальной РЗ, охватывающий генератор и трансформатор (рис. 5.1). Дифференциальная РЗ блока, как и любая дифференциальная РЗ трансформатора, должна отстраиваться от токов небаланса и от бросков намагничивающего тока [15 – 21].

Выполняется дифференциальная РЗ блока с помощью реле типа РНТ-565 или РНТ-566 (с БНТ, но без торможения).

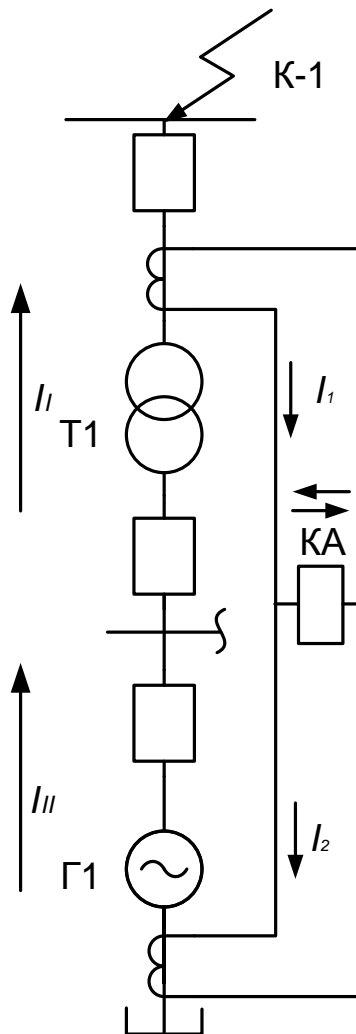


Рисунок 5.1 – Структурная схема дифференциальной токовой защиты блока генератор-трансформатор

Для повышения чувствительности РЗ на крупных блоках следует применять дифференциальные реле с торможением типа ДЗТ-11 или ДЗТ-21.

На современных электростанциях применяют цифровые защиты.

Для примеров рассматриваем дифференциальную токовую защиту энергоблока в составе генератора (30 МВт) и трансформатора (40 МВА).

Измерительные трансформаторы тока устанавливаются на сторонах высшего напряжения (ВН) силового трансформатора Т1 и низшего напряжения (НН) в нуле генератора Г1.

Рассчитаем первичные номинальные токи на сторонах ВН и НН для номинальной мощности энергоблока:

$$\begin{aligned} S_{\text{БЛ}} &= S_{\text{Г}} / \cos \varphi = 30 / 0,8 = 38 \text{ МВА}; \\ I_{\text{ВН}} &= S_{\text{БЛ}} / (1,73 \cdot U_{\text{ВН}}) = 38000 / (1,73 \cdot 115) = 191 \text{ А}; \\ I_{\text{НН}} &= S_{\text{БЛ}} / (1,73 \cdot U_{\text{НН}}) = 38000 / (1,73 \cdot 6,3) = 3500 \text{ А}. \end{aligned}$$

Выбираем номинальные коэффициенты трансформации для измерительных трансформаторов тока:

$$n_{\text{Т,ВН}} = 400 / 5 = 80 \text{ (ТВТ-110 со шкалами 200, 300, 400, 600 и др.)};$$

$$n_{\text{Т,НН}} = 5000 / 5 = 1000 \text{ (ТПШЛ-10 со шкалами 4000, 5000, 6000 и др.)};$$

Рассчитаем вторичные номинальные для измерительных трансформаторов тока с учетом того, что на стороне ВН трансформаторы тока имеют схему треугольника, а на стороне НН – звезды:

$$\begin{aligned} I_{\text{В,ВН}} &= I_{\text{ВН}} \cdot 1,73 / n_{\text{Т,ВН}} = 191 \cdot 1,73 / 80 = 4,1 \text{ А}; \\ I_{\text{В,НН}} &= I_{\text{НН}} \cdot 1,73 / n_{\text{Т,НН}} = 3500 \cdot 1 / 1000 = 3,5 \text{ А}. \end{aligned}$$

По принципу действия данная защита должна быть отстроена от максимального сквозного тока КЗ.

Рассчитаем сквозной ток трехфазного тока при КЗ на стороне НН энергоблока:

$$\begin{aligned} X_{\text{СУМ}} &= X_{\text{С}} + X_{\text{Т}} + X_{\text{Г}} = 6,6 + 34,7 + 54 = 95,3 \text{ Ом}. \\ I_{\text{СКВ,С}} &= U_{\text{С}} / (1,73 \cdot X_{\text{СУМ}}) = 115000 / (1,73 \cdot 95,3) = 697 \text{ А} \end{aligned}$$

Рассчитаем сквозной ток трехфазного тока при КЗ на стороне ВН энергоблока:

$$\begin{aligned} X_{\text{СУМ}} &= X_{\text{Т}} + X_{\text{Г}} = 34,7 + 54 = 88,7 \text{ Ом}. \\ I_{\text{СКВ,С}} &= U_{\text{С}} / (1,73 \cdot X_{\text{СУМ}}) = 115000 / (1,73 \cdot 88,7) = 750 \text{ А}. \end{aligned}$$

Принимаем для расчетов отстройки защиты максимальное значение тока, приведенное к напряжению ВН:

$$I_{\text{ВН, max}} = 750 \text{ А}.$$

А также приведенное к напряжению НН:

$$I_{\text{НН, max}} = I_{\text{ВН, max}} \cdot U_{\text{ВН}} / U_{\text{НН}} = 750 \cdot 115 / 6,3 = 13690 \text{ А}.$$

Для проверок чувствительности защиты определим ток трехфазного КЗ на стороне НН от системы в минимальном режиме:

$$I_{\min} = U_C / 1,73 (X_{C, \min} + X_T + X_G) = 115000 / 1,73 \cdot (7,35 + 34,7 + 54) = 692 \text{ А}$$

## 5.2. Дифференциальная токовая отсечка

Защита выполняется на реле тока РТ-40.

Рассчитаем первичный ток небаланса вследствие погрешностей измерительных трансформаторов тока:

$$I'_{\text{НБ}} = K_{\text{АПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot f \cdot I_{\text{СКВ, max}}^{(3)} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 13690 = 2738 \text{ А.},$$

где  $K_{\text{АПЕР}}$  – коэффициент апериодической составляющей в токе КЗ, для мгновенной токовой отсечки принимается равным 2;  $K_{\text{ОДН}}$  – коэффициент однотипности измерительных трансформаторов тока, которые устанавливаются на сторонах ВН и НН объекта защиты;  $f$  – погрешность по току для измерительных трансформаторов тока;  $I_{\text{СКВ, max}}^{(3)}$  – максимальный ток повреждения за зоной объекта защиты.

Первичный ток небаланса из-за неравенства вторичных токов:

$$I'''_{\text{НБ}} = \frac{I_{\text{ВНН}} - I_{\text{ВВН}}}{I_{\text{ВНН}}} \cdot I_{\text{max}}^{(3)} = \frac{0,6}{3,5} \cdot 13690 = 2347 \text{ А.}$$

Суммарный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ}} = I'_{\text{НБ}} + I'''_{\text{НБ}} = 2738 + 2347 = 5085 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса:

$$I_{\text{СЗ}} = K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ}} = 1,3 \cdot 5085 = 6610 \text{ А.}$$

Принимаем уставку отсечки для первичного тока  $I_{\text{СЗ}} = 6700 \text{ А.}$

Чувствительность защиты:

$$K_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{Pmin}}}{I_{\text{СЗ}}} = \frac{10,95}{6,7} = 1,6 < 2,$$

где ток в реле защиты в минимальном режиме КЗ:

$$I_{\text{Pmin}} = \frac{K_{\text{CX}} \cdot I_{\text{min}}^{(2)}}{K_{\text{T}}} = \frac{1 \cdot 10952}{1000} = 10,95 \text{ A};$$

ток срабатывания реле:

$$I_{\text{CP}} = \frac{K_{\text{CX}} \cdot I_{\text{CЗ}}}{K_{\text{T}}} = \frac{1 \cdot 6700}{1000} = 6,7 \text{ A}.$$

С учетом первичных токов расчетная чувствительность защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{min}}^{(2)}}{I_{\text{CЗ}}} = \frac{10952}{6700} = 1,6 < 2.$$

Расчетный коэффициент чувствительности (1,6) меньше нормированного (2), поэтому простая дифференциальная отсечка не устанавливается.

### 5.3. Дифференциальная токовая защита без торможения

Рассматривается дифференциальная токовая защита без торможения, выполненная на реле типа РНТ- 560.

Первичный ток небаланса на сборке ВН без составляющей погрешности от выравнивание вторичных токов:

$$I_{\text{НБВН}} = K_{\text{АПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot f \cdot I_{\text{max}}^{(3)} = 1 \cdot 1 \cdot 0,2 \cdot 750 = 150 \text{ A}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{CЗ}} = K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБВН}} = 1,3 \cdot 150 = 195 \text{ A}.$$

Выбираем  $I_{\text{CЗ}} = 200 \text{ A}$ .

Проверка чувствительности защиты.

Ток в реле защиты в минимальном режиме КЗ в зоне действия защиты, приведенный к ВН:

$$I_{\text{Pmin}} = \frac{K_{\text{CX}} \cdot I_{\text{min}}^{(2)}}{K_{\text{T}}} = \frac{1,73 \cdot 600}{80} = 13,0 \text{ A}.$$

Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{\text{CP}} = \frac{K_{\text{CX}} \cdot I_{\text{CЗ}}}{K_{\text{T}}} = \frac{1,73 \cdot 200}{80} = 4,3 \text{ A}.$$



Расчетная чувствительность:

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{Pmin}} / I_{\text{CP}} = 13 / 4,3 = 3,0.$$

В целях упрощения предварительного расчета  $k_{\text{ч}}$  можно использовать первичные токи:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{min}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{600}{200} = 3,0 > 2.$$

Данная защита на реле типа РНТ-560 лучше по чувствительности, чем на реле типа РТ-40.

Схема включения двух реле РНТ- 560 (КАW1,2) дана на рис. 5.2.

Особенности данной релейной защиты:

- ✓ трансформаторы тока на стороне ВН энергоблока включены по схеме «треугольник»;
- ✓ трансформаторы тока на стороне НН энергоблока включены по схеме «звезда»;
- ✓ компенсация разных вторичных токов измерительных трансформаторов тока на сторонах ВН (ТА 1) и НН (ТА 2) выполняется с помощью регулировочных витков уравнительных обмоток дифференциального реле ( $w_{\text{ур} 1}$  и  $w_{\text{ур} 2}$ );
- ✓ отстройка от апериодической составляющей во вторичных токах измерительных трансформаторов тока осуществляется при помощи быстронасыщающегося трансформатора (БНТ) в составе реле типа РНТ;
- ✓ на рис. 5.2 в целях упрощения не показано присоединение генератора, который должен быть включен на стороне НН энергоблока;
- ✓ также для трансформатора Т1 отсутствует устройство регулирования напряжения (РПН) под нагрузкой (стрелочка показывает наличие РПН).

Определение числа витков обмоток реле РНТ-565 рассматривается в табл. 5.1.

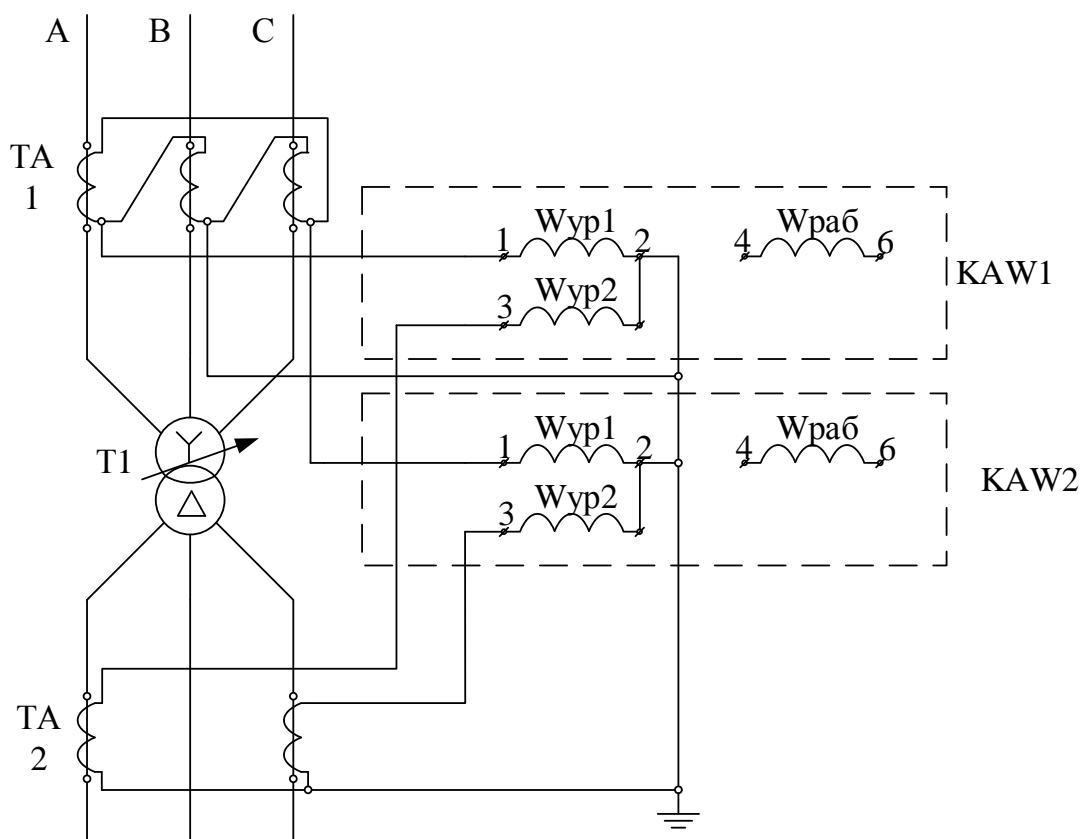


Рисунок 5.2 – Схема включения дифференциального реле типа РНТ

Таблица 5.1 – Расчет защиты на реле типа РНТ- 560

Наименование	Значение
Предварительное значение тока срабатывания реле на стороне ВН $I_{\text{CPBH}}$	4,3 А
Расчетное число витков обмотки реле на стороне ВН $\omega_{\text{ВНрасч}} = F_{\text{CP}} / I_{\text{CPBH}}$ , где $F_{\text{CP}} = 100 \cdot \text{А} \cdot \text{вит}$	$\frac{100}{4,3} = 23,2 \text{ вит}$
Выбранное (ближайшее меньшее) число $\omega_{\text{ВН}}$ ( $w_{\text{ур}1}$ )	23 вит
Ток срабатывания реле с учетом выбранного числа витков $I_{\text{CPBH}} = F_{\text{CP}} / \omega_{\text{ВН}}$	$\frac{100}{23} = 4,35 \text{ А}$
Первичный ток срабатывания защиты на стороне ВН $I_{\text{CЗВН}} = I_{\text{CЗВН}} \cdot \frac{K_{\text{ТВН}}}{K_{\text{СХВН}}}$	$4,35 \frac{80}{\sqrt{3}} = 201 \text{ А}$
Первичный ток срабатывания защиты на стороне НН $I_{\text{CЗНН}} = I_{\text{CЗВН}} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}$	$201 \frac{115}{6,3} = 3672 \text{ А}$
Расчет числа витков обмотки реле на стороне НН $\omega_{\text{ННрасч}} = \omega_{\text{ВН}} \cdot \frac{I_{\text{ВВН}}}{I_{\text{ВНН}}}$	$23 \frac{4,1}{3,5} = 26,9 \text{ вит}$
Выбранное (ближайшее целое) число $\omega_{\text{НН}}$ ( $w_{\text{ур}2}$ )	27 вит
Составляющая тока небаланса от неточного выравнивания МДС обмоток реле $I_{\text{НБ}}^{\text{///}}$	$\left  \frac{26,9 - 27}{27} \right  \cdot 750 = 2,78 \text{ А}$
Ток небаланса $I_{\text{НБ}}$ с учетом тока $I_{\text{НБ}}^{\text{///}}$	$150 + 2,78 = 152,8 \text{ А}$
Ток срабатывания для защиты $I_{\text{CЗВН}}$ на стороне ВН с учетом погрешности в токе $I_{\text{НБ}}^{\text{///}}$	$1,3 \cdot 152,8 = 198,6 \text{ А}$
Уточненное значение тока срабатывания реле $I_{\text{CPBH}} = \frac{K_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{CЗВН}}}{K_{\text{ТВН}}}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot 198,6}{80} = 4,3 \text{ А}$
Минимальное значение коэффициента чувствительности с учетом выбранных витков $K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Pmin}}}{I_{\text{CPBH}}}$	$\frac{13}{4,3} = 3,0 > 2$

#### 5.4. Дифференциальная токовая защита с торможением

Для дифференциальной токовой защиты с торможением, выполняемых на электромеханическом реле типа ДЗТ, ток срабатывания выбирается по условию отстройки от бросков тока намагничивания, которые возникают при включениях силовых трансформаторов и во время отключения внешних КЗ на стороне ВН:

$$I_{\text{сзВН}} = 1,3 \cdot I_{\text{т1ВН}} = 1,3 \cdot 191 = 250 \text{ А.}$$

Расчеты числа витков обмоток реле представлены в табл. 5.2.

Таблица 5.2 – Расчет защиты на реле ДЗТ-11

Наименование	Значения
Ток срабатывания реле на стороне ВН $I_{\text{срВН}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{сзВН}}}{K_T}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot 250}{80} = 5,7 \text{ А}$
Расчетное число витков обмотки реле на стороне ВН $\omega_{\text{ВНрасч}}$	$\frac{100}{5,7} = 18,5 \text{ вит}$
Ближайшее целое число витков $\omega_{\text{ВН}} (w_{\text{ур } 2})$	18 вит
Уточненный ток срабатывания реле $I_{\text{срВН}}$	$\frac{100}{18} = 5,5 \text{ А}$
Уточненный ток срабатывания реле защиты $I_{\text{сзВН}}$	$5,55 \cdot \frac{80}{\sqrt{3}} = 257 \text{ А}$
Ток срабатывания защиты на стороне НН, $I_{\text{сзНН}}$	$257 \cdot \frac{115}{6,3} = 4691 \text{ А}$
Расчетное число витков на стороне НН $\omega_{\text{ННрасч}}$	$18 \cdot \frac{4,1}{3,5} = 21,08 \text{ вит}$
Ближайшее целое число витков $\omega_{\text{НН}} (w_{\text{ур } 1})$	21 вит
Составляющая тока небаланса, $I_{\text{НБ}}^{///}$	$\frac{21 - 21,08}{21} 750 = 2,8 \text{ А}$
Суммарный ток небаланса на стороне ВН $I_{\text{НБ,ВН}}$	$150 + 2,8 = 152,8 \text{ А}$
Абсолютная погрешность выравнивания МДС обмоток в плечах защиты $\Delta F =  \omega_{\text{ВН}} \cdot I_{\text{ВВН}} - \omega_{\text{НН}} \cdot I_{\text{ВНН}} $	$\Delta F =  18 \cdot 4,1 - 21 \cdot 3,5  = 0,3 \text{ А} \ll 100$

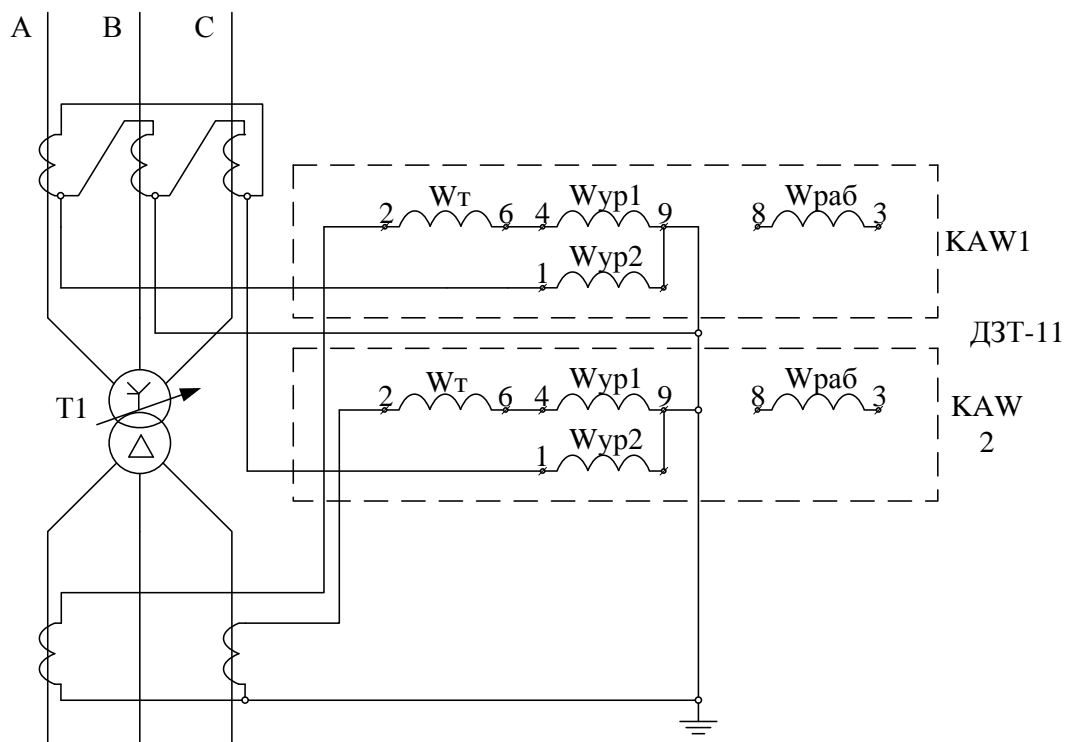


Рисунок 5.3 – Схема включения реле типа ДЗТ- 11

Расчетные витки тормозной обмотки:

$$\omega_T = \frac{K_H \cdot I_{\text{НБВН}} \cdot \omega_p}{I_{\text{max КЗ}}^{(3)} \cdot \text{tg} \alpha} = \frac{1.5 \cdot 152,8 \cdot 18}{750 \cdot 0,87} = 6,3 \text{ вит},$$

где  $\omega_p$  – расчетное число витков рабочей (уравнительной) обмотки в плече защиты, где включена тормозная обмотка (на стороне нагрузки),  $\text{tg} \alpha$  – тангенс угла наклона тормозной характеристики реле.

Принимаем число витков для тормозной обмотки  $\omega_T = 7$  вит. (Для реле типа ДЗТ-11 число витков тормозной обмотки: 1,3,5,7,9,11,13,18,24).

### 5.5. Микропроцессорная дифференциальная защита

Цифровая дифференциальная токовая защита блока «генератор-трансформатор» включается на 2 комплекта измерительных трансформаторов тока, расположенных с двух сторон энергоблока.

Выравнивание вторичных токов по величине и по фазе производится защитой автоматически расчетным (программным) путем, для чего задаются установочные (общие уставки) исходя из параметров генератора и силового трансформатора, а также измерительных трансформаторов тока.

Это дает возможность собрать трансформаторы тока со всех сторон в «звезду» с целью снижения нагрузки вторичных цепей и уменьшения тока небаланса. Ток нулевой последовательности также устраняется расчетом, что обеспечивает независимость характеристик защиты от режима работы нейтрали трансформатора.

Защита имеет тормозную характеристику пропорционального типа (процентное торможения), за счет чего ток срабатывания защиты увеличивается пропорционально увеличению тока короткого замыкания с целью надежной отстройки от сквозных токов короткого замыкания и исключения излишних срабатываний. Тормозным током является самый большой ток среди подводимых к реле по каждой фазе отдельно.

Тормозная характеристика состоит из четырех участков (рис. 5.4), где  $I_D$  – дифференциальный ток, а  $I_T$  – тормозной ток равный наибольшему из двух вторичных токов:

- АВ – начальный участок, 1 ступень дифференциального тока (ток срабатывания защиты) независимого от тормозного тока;
- ВС – первая тормозная характеристика при малых токах КЗ до  $2,5 I_{ном}$ , когда погрешность трансформаторов тока мала. В точке В первая тормозная характеристика пересекается с характеристикой начального участка. Наклон  $P1$  данной характеристики начинается от начала координат;
- CD – вторая тормозная характеристика при больших токах КЗ более  $2,5 I_{ном}$ , в зоне больших погрешностей измерительных трансформаторов тока, что учитывается большим наклоном характеристики  $P2$ ;
- DE – 2 ступень дифференциального тока независимая от тормозного тока.

Ниже представлены основные особенности выполнения данной дифференциальной микропроцессорной защиты для трансформаторов.

- Для отстройки защиты от бросков тока намагничивания при подаче напряжения применяется блокировка током второй гармоники, что дает повышение чувствительности защиты за счет выбора тока срабатывания защиты значительно меньшим номинального тока трансформатора.
- Для предотвращения ложной работы защиты от повышенного тока намагничивания при перевозбуждении (подача напряжения на обмотку трансформатора значительно выше номинального) применяется блокировка по току пятой гармоники.

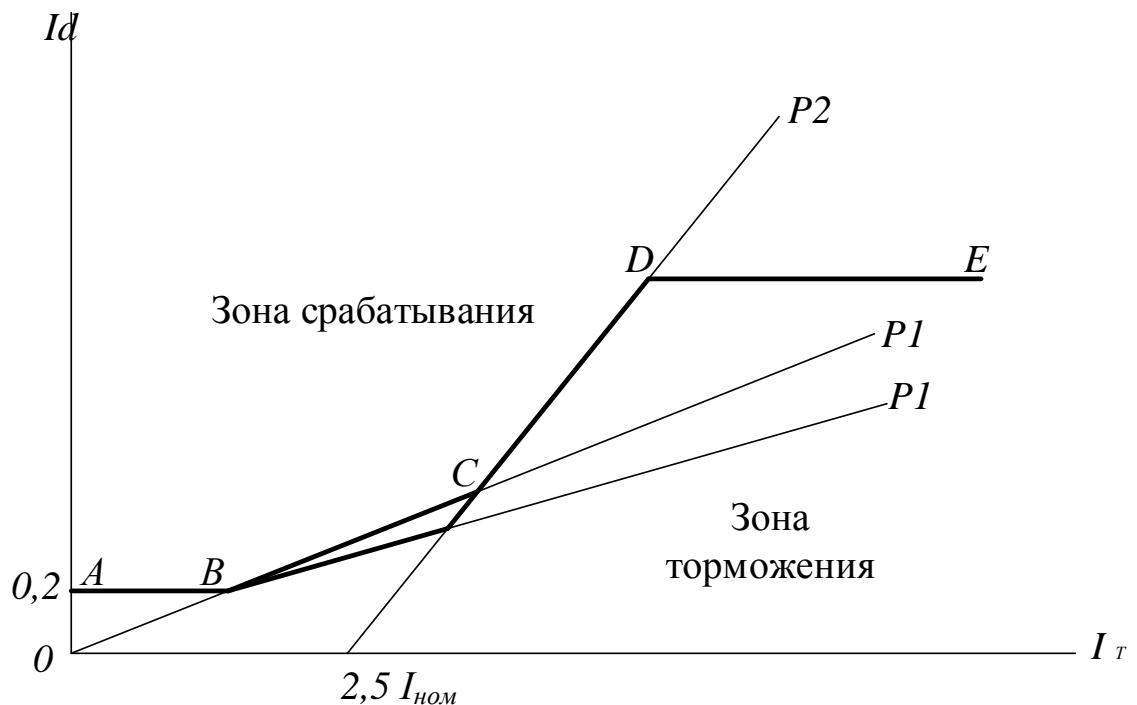


Рисунок 5.4 – Характеристика дифференциальной микропроцессорной защиты

- Реле градуировано в относительных единицах к номинальному вторичному току измерительных трансформаторов тока стороны ВН принятой за основную. Вторичные токи остальных сторон пересчитываются к основной стороне автоматически.
- Реле отстроено от броска намагничивающего тока при токе срабатывания 1 участка характеристики АВ (0,2 номинального тока энергоблока).

- При выборе коэффициента торможения  $P1$  первого участка тормозной характеристики в зоне малых токов КЗ. считается, что погрешность измерительных трансформаторов тока с учетом переходных процессов при внешних КЗ. не превышает 5%.
- При выборе коэффициента торможения  $P2$  второго участка тормозной характеристики в зоне больших токов КЗ считается, что погрешность измерительных трансформаторов тока составляет 10% и влияние переходных процессов на погрешность трансформаторов тока при внешних КЗ учитывается коэффициентом 1,5.
- Ток срабатывания второй ступени (рис. 5.4, DE), дифференциальной отсечки, не зависящей от торможения, отстраивается от тока небаланса при сквозном токе КЗ с учетом заглубления коэффициентом равным 3 (повышенная погрешность измерительных трансформаторов тока) и при необходимости от броска тока намагничивания с коэффициентом отстройки равным 6.
- Ток блокировки по 2 гармонике устанавливается заводом – 12%.

Учитывая высокую точность работы микропроцессорной защиты, коэффициенты запаса при выборе уставок принимаются равными 1,2.

Расчет уставок цифровой дифференциальной токовой защита блока «генератор-трансформатор».

К общим уставкам микропроцессорной защиты относятся номинальные параметры силового трансформатора и измерительных трансформаторов тока.

- Номинальные мощность энергоблока:

$$S_{\text{HВН}} = 38000 \text{ кВА}, S_{\text{ННН}} = 38000 \text{ кВА}.$$

- Номинальные напряжения энергоблока:

$$U_{\text{HВН}} = 115 \text{ кВ}, U_{\text{ННН}} = 6,3 \text{ кВ}.$$

- Номинальные токи энергоблока:

$$I_{\text{HВН}} = 191 \text{ А}, I_{\text{ННН}} = 3500 \text{ А}.$$

- Группы соединения обмоток энергоблока:

на стороне ВН – звезда, НН – треугольник.

- Номинальные первичные токи измерительных трансформаторов тока:

$$I_{\text{ТВН}} = 400 \text{ А}, I_{\text{ТНН}} = 5000 \text{ А}.$$

- Номинальные вторичные токи измерительных трансформаторов тока:



$$I_{\text{ВН}} = 5 \text{ А}, I_{\text{НН}} = 5 \text{ А}.$$

- Базисный ток (базисный коэффициент по току) – отношение номинальных токов энергоблока и измерительных трансформаторов тока:

$$\text{сторона ВН } I_{\text{Б1}} = I_{\text{НВН}} / I_{\text{ТВН}} = 191 / 400 = 0,48,$$

$$\text{сторона НН } I_{\text{Б2}} = I_{\text{ННН}} / I_{\text{ТНН}} = 3500 / 5000 = 0,7.$$

Уставка первой ступени тормозной характеристики на реле защиты:

$$I_d = I_D \cdot I_{\text{Б1}},$$

где  $I_D$  – ток срабатывания первой ступени, приведенный к номинальному току энергоблока, принимаем по рекомендациям 0,2.

Тогда уставка на реле:

$$I_d = 0,2 \cdot 0,48 = 0,1.$$

Минимальная уставка, которая устанавливается на реле, равна 0,15, поэтому ток срабатывания первой ступени по отношению к номинальному току трансформатора:

$$I_D = \frac{0,15}{0,48} = 0,31.$$

Первая тормозная характеристика оценивается коэффициентом торможения  $P1$  (наклон характеристики в зоне малых токов до  $2,5 I_{\text{ном}}$ ) в зоне малых погрешностей трансформаторов тока:

$$P1 = K_3 (K' + K''),$$

$$P1 = 1,2(5 + 0) = 6\%,$$

где  $K_3$  – коэффициент запаса, равный 1,2;  $K'$  – погрешность трансформаторов тока при малых токах, принимается 5%,  $K''$  – диапазон регулирования коэффициента трансформации силового трансформатора, для нашего расчета равен 0%.

На микропроцессорном реле характеристика  $P1$  регулируется от 18 до 50%. Принимаем  $P1=18\%$ .

Вторая тормозная характеристика оценивается коэффициентом торможения  $P2$  (наклон характеристики в зоне больших токов сверх  $2,5$  номинального тока):

$$P2 = K_3 (K_{\text{АП}} \cdot K'_1 + K''),$$

$$P2 = 1,2(1,5 \cdot 10 + 0) = 18\%,$$

где  $K_{\text{АП}}$  – коэффициент учета увеличения погрешности за счет апериодической составляющей, принимаем 1,5,  $K'_1$  – погрешность трансформаторов тока при больших токах сквозного КЗ, принимается максимальная 10%.

Характеристика  $P2$  может регулироваться в пределах от 30 до 100%.

Принимаем  $P2=30\%$ .

Уставка второй ступени дифференциального тока выбирается максимальной из двух условий.

Первое условие – отстройка от максимального тока небаланса при сквозном токе КЗ:

$$I_{\text{д}} = K_3 (K'_{\text{АП}} \cdot K'_1 + K''_{\text{д}}) I_{\text{к.з макс}},$$
$$I_{\text{д}} = 1,2(3 \cdot 0,1 + 0)750 = 270 \text{ А},$$

где  $K'_{\text{АП}}$  – коэффициент учета увеличения погрешности при апериодических составляющих в токе КЗ, принимается равным 3,  $I_{\text{к.з макс}}$  – сквозной ток КЗ в максимальном режиме.

Второе условие – отстройка от броска тока намагничивания:

$$I_{\text{д}} = 6 \cdot I_{\text{НВН}},$$
$$I_{\text{д}} = 6 \cdot 53 = 1146 \text{ А}.$$

Из двух условий выбираем наибольший ток  $I_{\text{д}} = 1146 \text{ А}$ .

Расчетная уставка второй ступени микропроцессорной защиты:

$$I_d = \frac{I_{\text{д}}}{I_{\text{ТВН}}},$$
$$I_d = \frac{1146}{400} = 2,87.$$

Полученное значение округляется до ближайшего целого числа:

$$I_d \geq 3.$$

Данная уставка может регулироваться в пределах от 1 до  $30 I_d$ .

Блокировка защиты при бросках тока намагничивания осуществляется током второй гармоники. Уставка оценивается отношением тока блокировки  $I_d(2f_H)$  к основному дифференциальному току и регулируется в пределах 10 – 50 %. Предлагается  $I_d(2f_H) = 12\%$ . Способ блокировки может быть по фазным или трехфазным.

Принимается: БЛОК  $2f_H = ВКЛ \text{ } АВС$ .

Результаты расчетов параметров дифференциальной защиты энергоблока мощностью 38 МВА приведена на рис. 5.5.

- первая ступень дифференциального тока  $I_d = 0,15$  (отрезок АВ);
- первая тормозная характеристика  $P1 = 18\%$  (прямая  $P1$ ), отрезок ВС;
- вторая тормозная характеристика  $P2 = 30\%$  (прямая  $P2$ ) отрезок CD;
- вторая ступень дифференциального тока  $I_d \geq 3,0$  (прямая FE) отрезок DE.

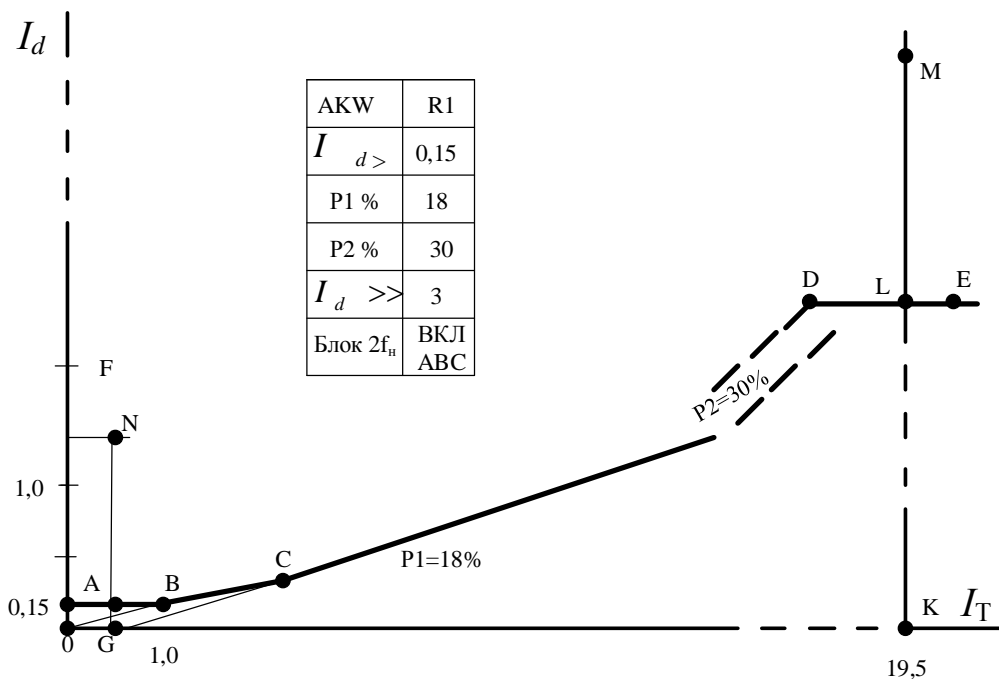


Рисунок 5.5 – Карта уставок и характеристика защиты

Обычно проверку чувствительности дифференциальной микропроцессорной защиты не выполняют, поскольку уставка первой ступени ( $I_d=0,15$ ) по сравнению с номинальным током трансформатора тока на стороне ВН ( $I_{ТВН} = 400$ ) весьма мала. Более грубая уставка второй ступени дифференциальной отсечки ( $I_d \gg 3$ ) по чувствительность тоже не проверяется, поскольку предназначена для работы при больших токах КЗ на стороне ВН. Подтверждение сказанному приведены ниже.

Чувствительность в зоне малых токов КЗ на стороне НН силового трансформатора:

$$K_{\text{чНН}} = \frac{0,867 \cdot I_{\text{К-3minВН}}^{(3)}}{I_d \cdot I_{\text{ТВН}}}, \quad K_{\text{чНН}} = \frac{0,867 \cdot 692}{0,15 \cdot 400} = 10,0, \quad K_{\text{чНН}} = \frac{GN}{GH} = \frac{1,5}{0,15} = 10,0 > 2.$$

Чувствительность в зоне больших токов КЗ на стороне ВН силового трансформатора:

$$K_{\text{чВН}} = \frac{0,867 \cdot I_{\text{К-3minВН}}^{(3)}}{I_d \cdot I_{\text{ТВН}}}, \quad K_{\text{чВН}} = \frac{0,867 \cdot 9044}{3,0 \cdot 400} = 6,5, \quad K_{\text{чВН}} = \frac{MK}{LK} = \frac{19,5}{3,0} = 6,5 > 1,2.$$

## 6. ЗАЩИТА БЛОКА «ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР» И ЕГО ЭЛЕМЕНТОВ ОТ ВНЕШНИХ ПОВРЕЖДЕНИЙ

### 6. 1. Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных КЗ выполняется с помощью одного реле максимального тока, которое включено в одну фазу вторичных соединений измерительных трансформаторов тока для генератора со стороны его нулевых выводов.

МТЗ предназначена для резервирования основных защит энергоблока от повреждений в генераторе, на ошиновке генераторного напряжения, блочном трансформаторе, шинах и присоединениях высшего напряжения. Защита выполняется на реле максимального тока типа РТ-40, фильтр-реле напряжения обратной последовательности типа РНФ-1М и минимального реле напряжения типа РН-54/ 160 [2 – 8].

Ток срабатывания защиты выбирается по условию несрабатывания после отключения внешних повреждений смежными защитами:

$$I_{сз} \geq k_{н} \cdot I_{ном} / k_{в} = 1,2 \cdot 3,44 / 0,8 = 5,16 \text{ кА},$$

где  $k_{н}$  – коэффициент надежности, равный 1,2;  $I_{ном}$  – номинальный ток генератора;  $k_{в}$  – коэффициент возврата реле максимального тока, равный 0,8 для электромеханического реле.

Фактически пусковой орган по току для МТЗ срабатывает для всех внутренних и внешних повреждениях энергоблока.

Для отстройки от возможных перегрузок энергоблока защита выполняется с блокировкой минимального напряжения. Реле минимального напряжения включается на междуфазное вторичное напряжение измерительного трансформатора напряжения, установленного на выводах генератора. Рекомендуется применять еще одно реле ( $KV2$ ) минимального напряжения, которое включается на междуфазное вторичное напряжение измерительного трансформатора напряжения, установленного на стороне высшего напряжения. Контакты двух реле включаются параллельно. Такое решение необходимо для повышения чувствительности и дальнего резервирования.

Уставка по напряжению первого реле минимального напряжения ( $KV1$ ) должна обеспечивать свой возврат после отключения внешних повреждений смежными защитами:

$$U_{сз1} < U_{min} / (k_{н} \cdot k_{в}) = 90 / (1,2 \cdot 1,25) = 60 \text{ В},$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности, равный 1,2;  $U_{\min}$  – минимальное рабочее напряжение генератора, равное 0,9  $U_{\text{НОМ}}$ ;  $k_B$  – коэффициент возврата реле минимального напряжения, равный 1,25 для электромеханического реле.

Уставка по напряжению второго реле минимального напряжения (KV2):

$$U_{\text{сз2}} < U_{\text{НОМ}} / (k_H \cdot k_B) = 100 / (1,2 \cdot 1,25) = 67 \text{ В.}$$

Принимаем уставку  $U_{\text{сз2}} = 70 \text{ В.}$

Выдержка времени данной защиты должна быть согласована с защитами от междуфазных повреждений в прилегающей сети высшего напряжения.

Чувствительность защиты по току должна обеспечиваться при повреждениях на выводах генератора и на стороне высшего напряжения, за трансформатором.

Расчет тока в генераторе при КЗ на выводах генератора:

$$I^{(3)}_{\Gamma} = I_{\text{НОМ}} / X''_d = 3,44 / 0,153 = 22,5 \text{ кА.}$$

Расчет сопротивления генератора для тока КЗ на шинах высшего напряжения:

$$X_{\Gamma} = X''_d \cdot U_{\Gamma}^2 / S_{\Gamma} = 0,153 \cdot 6,3^2 / 38 = 0,16 \text{ Ом.}$$

Расчет сопротивления трансформатора для тока КЗ на шинах высшего напряжения:

$$X_T = (U_K / 100) \cdot U_{\Gamma}^2 / S_T = (10,5 / 100) \cdot 6,3^2 / 40 = 0,1 \text{ Ом.}$$

Расчет тока в генераторе при КЗ на шинах высшего напряжения:

$$\begin{aligned} I^{(3)}_{\text{Ш}} &= U_{\Gamma\Phi} / (X_{\Gamma} + X_T) = 3642 / (0,16 + 0,1) = \\ &= 115 / 1,73 \cdot 38,4 = 14006 \text{ А.} \end{aligned}$$

Чувствительность защиты при двухфазных КЗ на выводах генератора:

$$k_{\text{ч}, \Gamma} = I^{(2)}_{\Gamma} / I_{\text{сз}} = 0,87 \cdot 22,5 / 5,16 = 3,8 > 1,5.$$

Чувствительность защиты при двухфазных КЗ на шинах высшего напряжения:

$$k_{\text{ч}, \text{Ш}} = I^{(2)}_{\text{Ш}} / I_{\text{сз}} = 0,87 \cdot 14006 / 5,16 = 2,3 > 1,5.$$

Как видно, установленная защита обладает достаточным коэффициентом чувствительности к рассматриваемым повреждениям.

## 6.2. Дистанционная защита

Применяется для защиты блока «генератор-трансформатор» от внешних симметричных КЗ.

Защита выполняется одноступенчатой, одноступенчатой на одном из трех реле сопротивления в блок-реле БРЭ-2801. На реле сопротивления подается разность токов измерительных трансформаторов тока, установленных на двух фазах нулевых выводов генератора и междуфазное напряжение от измерительных трансформаторов напряжения со стороны линейных выводов генератора.

Сопротивление срабатывания определяется по условию отстройки от наибольшей реально возможной нагрузки.

Первичный номинальный ток энергоблока стороны НН:

$$I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{38 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 3500 \text{ A}.$$

Коэффициент трансформации трансформатора тока:

$$K_I = \frac{5000}{5} = 1000.$$

Минимальное сопротивление нагрузочного режима:

$$Z_{НГ \text{ мин}} = \frac{U_{\text{мин}}}{\sqrt{3} \cdot K_{\text{ПГ}} \cdot I_H} = \frac{0,9 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 3500} = 0,62 \text{ Ом}.$$

где  $U_{\text{мин}}$  – минимальное напряжение стороны НН энергоблока (принимается  $0,9U_{ВН}$ );  $K_{\text{ПГ}}$  – коэффициент допустимой кратковременной перегрузки по току, принимается 1,5;  $I_H$  – первичный номинальный ток энергоблока стороны НН.

Сопротивление срабатывания защиты при угле нагрузки, исходя из номинального коэффициента мощности  $\cos \varphi_{НГ}$  для данного генератора и неизменности активной мощности на валу генератора (в основном  $\cos \varphi_{НГ} = 0,85$ ;  $\varphi_{НГ} = 31,5^\circ$ ):

$$Z_{сз \varphi_{НГ}} = \frac{Z_{НГ \text{ мин}}}{K_H \cdot K_\phi},$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности, равный 1,2;  $K_\phi$  – коэффициент возврата, равный 1,1.

$$Z_{сз \varphi_n} = 0,62 / (1,2 \cdot 1,1) = 0,47 \text{ Ом}.$$

Сопротивление срабатывания защиты при угле максимальной чувствительности  $\varphi_{\text{МАКС}} = 80^\circ$ :

$$Z_{C3\phi M\varphi} = \frac{Z_{C3\phi H\Gamma}}{\cos(80^\circ - 31,5^\circ)} = \frac{0,47}{\cos 48,5^\circ} = 0,72 \text{ Ом.}$$

**Характеристика** реле сопротивления – эллипс, расположенный в 1 квадранте комплексной плоскости и проходящий через начало координат.

Малая ось эллипса:

$$Z_{C3 MO} = 2 \cdot b = Z_{C3 \phi M\varphi} = 0,72 \text{ Ом.}$$

Большая ось эллипса:

$$Z_{C3 BO} = 2 \cdot a = \frac{Z_{C3 MO}}{0,5} = \frac{0,72}{0,5} = 1,43 \text{ Ом.}$$

Уставки реле БРЭ-2801:

$$Z_{CP, BO} = \frac{2a \cdot K_I}{K_U} = \frac{1,43 \cdot 5000 / 5}{6300 / 100} = 22,7 \text{ Ом.}$$

$$Z_{CP, MO} = \frac{2a \cdot K_I}{K_U} = \frac{0,72 \cdot 5000 / 5}{6300 / 100} = 11,4 \text{ Ом.}$$

Для проверки чувствительности дистанционной защиты необходимо рассчитать сопротивления генератора и трансформатора:

$$X_{\Gamma} = X''_d \cdot U_{\Gamma}^2 / S_{\Gamma} = 0,153 \cdot 6,3^2 / 38 = 0,16 \text{ Ом.}$$

$$X_T = (U_K / 100) \cdot U_{\Gamma}^2 / S_T = (10,5 / 100) \cdot 6,3^2 / 40 = 0,11 \text{ Ом.}$$

Расчет коэффициента трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения:

$$K_{I, U} = K_I / K_U = (5000 / 5) / (6300 / 100) = 15,9.$$

Приведенные вторичные сопротивления генератора и трансформатора:

$$Z_{\Gamma, B} = Z_{\Gamma} \cdot K_{I, U} = 0,16 \cdot 15,9 = 2,5 \text{ Ом;}$$

$$Z_{T, B} = Z_T \cdot K_{I, U} = 0,11 \cdot 15,9 = 1,75 \text{ Ом.}$$

Чувствительность защиты к трехфазным КЗ за пределами генератора:

$$K_{\varphi, \Gamma} = Z_{CP, BO} / Z_{\Gamma, B} = 22,7 / 2,5 = 9,0 > 1,5.$$

Чувствительность защиты к трехфазным КЗ за пределами энергоблока:

$$K_{\text{ч, бл}} = Z_{\text{ср, бо}} / (Z_{\text{Г, в}} + Z_{\text{Т, в}}) = 22,7 / (2,5 + 1,75) = 5,3 > 1,5.$$

Как видно, установленная защита обладает достаточным коэффициентом чувствительности к рассматриваемым повреждениям.

### 6.3. Защита от замыканий на землю

Для защиты энергоблока от внешних КЗ на землю применяется токовая защита нулевой последовательности.

Защита выполняется с помощью двух токовых реле (КА1 и КА2) типа РТ-40, включенных на ток нейтрали трансформатора энергоблока (реле включаются во вторичную цепь измерительного трансформатора тока, встроенного в силовой блочный трансформатор).

Реле КА1 предназначено для резервирования защит от коротких замыканий на землю смежных элементов сети присоединений на стороне высшего напряжения.

С помощью более чувствительного реле КА2 осуществляется деление шин высшего напряжения и ускоренная ликвидация неполнофазных режимов.

Номинальный ток трансформатора в энергоблоке:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{Т1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Т1}}} = \frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201 \text{ А}.$$

Коэффициент трансформации трансформатора тока в нейтрали блочного трансформатора:

$$K_I = \frac{100}{1} = 100.$$

Уставка реле КА1 (резервной защиты) выбирается по условию согласования с наиболее чувствительными ступенями защиты от замыканий на землю отходящих присоединений на стороне высшего напряжения:

$$I_{\text{1КА}} = K_H \cdot I_{\text{сзол}},$$

где  $I_{\text{сзол}}$  — ток срабатывания наиболее чувствительной ступени защиты от замыкания на землю отходящих присоединений на стороне высшего напряжения.

В нашем случае рассчитаем ток срабатывания реле КА1 (грубый орган) по условию нормированной чувствительности к однофазному КЗ на стороне высшего напряжения трансформатора энергоблока:



$$I_{KA1} = \frac{I_{N,T1}}{K_{q\text{ НОРМ}} \cdot K_I},$$

где  $K_{q\text{, НОРМ}}$  – нормированный коэффициент чувствительности;  $I_{N, T1} = 3I_0^{(I)}$  – ток в нейтрали трансформатора, равный току в аварийной фазе при однофазном КЗ на стороне ВН энергоблока.

Исходные данные для расчета тока однофазного КЗ.

Сопротивление трансформатора для токов прямой, обратной и нулевой последовательностей:

$$X_{1, T} = X_{2, T} = X_{0, T} = (U_K / 100) \cdot U_C^2 / S_T = (10,5 / 100) \cdot 115^2 / 40 = 34,7 \text{ Ом.}$$

Сопротивление генератора для токов прямой и обратной последовательностей:

$$X_{1, Г} = X''_d \cdot U_C^2 / S_G = 0,153 \cdot 115^2 \cdot 0,8 / 30 = 54 \text{ Ом;}$$

$$X_{2, Г} = X_2 \cdot U_C^2 / S_G = 0,187 \cdot 115^2 \cdot 0,8 / 30 = 65,9 \text{ Ом.}$$

Эквивалентные сопротивления схем замещения для токов прямой, обратной и нулевой последовательностей:

$$X_1 = X_{1, Г} + X_{1, T} = 54 + 34,7 = 88,7 \text{ Ом;}$$

$$X_2 = X_{2, Г} + X_{2, T} = 65,9 + 34,7 = 100,6 \text{ Ом;}$$

$$X_0 = X_{0, T} = 34,7 \text{ Ом.}$$

Ток однофазного короткого замыкания

$$3I_{0K1}^{(I)} = \frac{3U_\Phi}{x_1 + x_2 + x_0} = \frac{3 \cdot 115 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(88,7 + 100,6 + 34,7)} = 890 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле КА1 (грубый орган) по условию нормированной чувствительности к однофазному КЗ на стороне ВН блочного трансформатора:

$$I_{KA1} = \frac{I_{N,T1}}{K_{q\text{ НОРМ}} \cdot K_I} = \frac{890}{2 \cdot 100} = 4,45 \text{ А.}$$

Принимается РТ-40/10.

Ток срабатывания реле КА2 (чувствительный орган) по условиям:

-согласования с уставкой более грубого реле КА1:

$$I_{KA2} = \frac{I_{KA1}}{1,05} = \frac{4,45}{1,1} = 4,0 \text{ А;}$$

-надежного действия в неполнофазных режимах энергоблока при минимальной нагрузке:

$$I_{KA2} = \frac{0,4 \cdot I_{НОМ}}{1,2 \cdot K_I} = \frac{0,4 \cdot 201}{1,2 \cdot 100} = 0,67 \text{ А.}$$

Из двух условий принимается наименьшее  $I_{KA2} = 0,7 \text{ А}$  и реле РТ-40/2.

## **7. ЗАЩИТА ЭНЕРГОБЛОКА СО СТОРОНЫ ВЫСШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ**

### **7.1. Техническое задание**

Защита включается в цепи выносных трансформаторов тока со стороны ВН открытого распределительного устройства (ОРУ) энергоблока и питается от аккумуляторной батареи (АБ) ОРУ или другой АБ, независимой от рассматриваемого энергоблока, а также выполняется по отдельным цепям, не связанными с выходными реле основных защит энергоблока [14].

При выборе защиты в первую очередь рассматривается установка междуфазной токовой отсечки, которая должна быть чувствительна к коротким замыканиям на выводах ВН блочного трансформатора в минимальных режимах работы энергосистемы.

Первичный ток срабатывания токовой отсечки отстраивается от максимальных токов внешних КЗ, бросков токов намагничивания блочного трансформатора и токов качаний, возникающих при нарушении устойчивой работы электростанции в составе энергосистемы.

Токами внешних коротких замыканий называются сквозные токи, поступающие от энергоблока при междуфазных коротких замыканиях или короткие замыкания на землю на шинах ВН. Резкие броски тока намагничивания появляются при включении блочного трансформатора под напряжение или при восстановлении на нем напряжения после отключения внешнего короткого замыкания. Токи качаний учитываются в случае перехода центра качаний из энергосистемы в блок генератор-трансформатор.

Электростанции, в основном, работают с большим запасом устойчивости и вероятность глубоких синхронных качаний очень мала. Поэтому, в целях повышения защитной способности токовой отсечки не следует отстраивать ее от токов качаний введением выдержки времени или применением специальных блокирующих устройств.

Для многих электростанций указанная токовая отсечка чувствительная (коэффициент чувствительности превышает 1,5) к двухфазным коротким замыканиям на выводах генератора.

При недостаточной чувствительности токовой отсечки (ТО) к коротким замыканиям на выводах генератора рекомендуется дополнительно применять чувствительную отсечку по току с блокировкой по максимальному напряжению шин ВН или с блокировкой по

минимальному напряжению на выводах генератора, или направленную чувствительную отсечку по току, или дистанционную защиту, которая не зависит от режимов энергосистемы. Обычно уставка дистанционной защиты выбирается в пределах 1,5 – 2 от индуктивного сопротивления блочного трансформатора.

## 7.2. Мгновенная токовая отсечка блочного трансформатора

Мгновенная токовая отсечка (МТО) выполняется на трех реле тока РТ-40, включаемых в цепи трансформаторов тока А, В, С на стороне ВН блочного трансформатора. МТО работает непосредственно на отключение выключателей от контактов реле тока.

Основная цель – отключить как можно быстрее повреждения на выводах и части обмотки со стороны ВН трансформатора.

Исходные данные для расчетов.

Сквозной ток трехфазного тока при КЗ на стороне ВН энергоблока:

$$X_{\text{сум}} = X_{\text{T}} + X_{\text{Г}} = 34,7 + 54 = 88,7 \text{ Ом.}$$

$$I_{\text{СКВ, С}} = U_{\text{С}} / (1,73 \cdot X_{\text{сум}}) = 115000 / (1,73 \cdot 88,7) = 750 \text{ А.}$$

Суммарный ток трехфазного КЗ на шинах ВН энергоблока в минимальном режиме работы энергосистемы:

$$I_{\text{К-III, min}} = I_{\text{К-III, С, min}} + I_{\text{К-III, ЭС1, min}} + I_{\text{К-III, ЭС2}} = 9,0 + 1,0 + 0,7 = 10,7 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного КЗ на шинах ВН энергоблока в минимальном режиме работы энергосистемы:

$$I_{\text{min}}^{(2)} = 0,87 I_{\text{К-III, min}} = 0,87 \cdot 10700 = 9266 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока энергоблока при КЗ на стороне ВН блочного трансформатора:

$$I_{\text{СЗ}} = K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)} = 1,4 \cdot 750 = 1050 \text{ А.}$$

Принимается ток срабатывания защиты  $I_{\text{СЗ}} = 1,11 \text{ кА}$ .

Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{\text{СР}} = \frac{K_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{СЗ}}}{K_{\text{T}}} = \frac{1,73 \cdot 1100}{80} = 24 \text{ А.}$$

Выбираем реле РТ-40/50 для защит на электрохимической элементной базе.

Чувствительность мгновенной токовой отсечки:

$$K_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{min}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}} = \frac{9266}{1100} = 8,4 > 2.$$

Расчетный коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям ПУЭ.

### 7.3. Максимальная токовая защита со стороны ОРУ

Обеспечивает резервирование защит энергоблока (в том числе дифференциальной защиты). Исходные данные следующие: генератор:  $P_G = 30$  МВт,  $U_1 = 6,3$  кВ,  $\cos\varphi = 0,8$ ,  $X'd = 0,153$ ; трансформатор:  $S_{T1} = 40$  МВА,

$U_2 = 115$  кВ,  $U_k = 10,5$  %. Суммарный ток трехфазного КЗ от энергосистемы на шинах ВН энергоблока в максимальном режиме работы:

$$I_{K-III, \max} = I_{K-III, C} + I_{K-III, \text{ЭС1}} + I_{K-III, \text{ЭС2}} = 10,1 + 1,5 + 0,7 = 12,3 \text{ кА.}$$

Суммарный ток трехфазного КЗ на шинах ВН энергоблока в минимальном режиме работы энергосистемы:

$$I_{K-III, \min} = I_{K-III, C, \min} + I_{K-III, \text{ЭС1}, \min} + I_{K-III, \text{ЭС2}} = 9,0 + 1,0 + 0,7 = 10,7 \text{ кА.}$$

Защита выполняется на оперативном токе управления выключателей ОРУ с пуском схемы УРОВ и действует по отдельным цепям, не связанными с выходными реле защит энергоблока.

Токовые реле включаются по трехфазной схеме на выносные трансформаторы тока ОРУ 115 кВ.

Блокировка по напряжению выполняется на стороне 6,3 кВ двумя реле напряжения типа РН-53/60Д (или электронными реле), включенными на трансформатор напряжения 6,3 кВ.

Защита должна быть отстроена от наибольшего обратного тока, каковым является ток внешнего короткого замыкания на стороне ВН (точка К-III) от энергоблока:

$$I_{C.3.} = k_H \cdot I_{K1, \Gamma-T}^{(3)}.$$

Рассчитаем сопротивления, токи и напряжения. Сопротивление генератора и трансформатора:

$$x_G = x_d'' \cdot \frac{U^2}{S_G} = 0,153 \cdot \frac{115^2}{38} = 53 \text{ Ом,}$$

$$x_T = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U^2}{S_T} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 34,7 \text{ Ом.}$$

Ток короткого замыкания от энергоблока:

$$I_{K1, \Gamma-T}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (x_G + x_T)} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (53 + 34,7)} = 758 \text{ А.}$$

Остаточное напряжение на выводах генератора:

$$U_{ост.} = \frac{x_G \cdot 100}{x_G + x_T} = \frac{53 \cdot 100}{53 + 34,7} = 60,4 \% .$$

Первичный ток срабатывания защиты:

$$I_{C.3.} = 1,2 \cdot 758 = 909,6 \text{ A}.$$

Принимаем  $I_{C.3.} = 1000 \text{ A}$ .

Защита должна чувствовать КЗ на выводах генератора (точка К2).

Сопротивления системы:

$$X_{C, \text{МАКС}} = (X_C \% / 100) \cdot U_C^2 / S_{C, \text{МАКС}} = (20 / 100) \cdot 115^2 / 450 = 5,9 \text{ Ом}.$$

$$X_{C, \text{МИН}} = (X_C \% / 100) \cdot U_C^2 / S_{C, \text{МИН}} = (20 / 100) \cdot 115^2 / 405 = 6,5 \text{ Ом}.$$

Токи короткого замыкания на выводах генератора в минимальном (например, при делении системы и отключении смежных энергоблоков) и максимальном режимах:

$$I_{\text{МИН.К2}}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (x_{C, \text{МИН}} + x_T)} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (6,5 + 34,7)} = 1613 \text{ A};$$

$$I_{\text{МАКС.К2}}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (x_{C, \text{МАКС}} + x_T)} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (5,9 + 34,7)} = 1637 \text{ A}.$$

Чувствительность защиты:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{МИН}}^{(2)}}{I_{C.3.}} = \frac{1613 \cdot \sqrt{3}}{2 \cdot 1000} = 1,4.$$

Расчетный коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Напряжение блокировки принимаем  $U_{C.3.} = 55 \%$  или 55 В (вторичных).

#### 7.4. Направленная максимальная токовая защита энергоблока

Исходные данные и особенности использования для целей релейной защиты цепей переменного и постоянного тока ОРУ приведены в предыдущих разделах.

Если выполнить резервную максимальную токовую защиту (МТЗ) направленной, то её можно отстроить от максимальных токов короткого замыкания за трансформатором собственных нужд (ТСН), что равноценно функциям дифференциальной защиты энергоблока.

Направленность МТЗ от шин ВН в сторону энергоблока позволяет не учитывать обратный сквозной ток КЗ от генератора, что значительно повышает чувствительность защиты к повреждениям на энергоблоке.

Рассчитаем сопротивления энергосистемы относительно точки К2 (на выводах генератора):

$$x_{C.МИН} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{МИН.К2}^{(3)}} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1613} = 41,2 \text{ Ом};$$

$$x_{C.МАКС} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{МАКС.К2}^{(3)}} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1637} = 40,6 \text{ Ом}.$$

Сопротивление трансформатора ТСН типа ТМ-2500/ 10:

$$x_{ТСН} = \frac{U_K\%}{100} \cdot \frac{U^2}{S_T} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{115^2}{2,5} = 344 \text{ Ом}.$$

Сопротивления энергосистемы относительно точки К3 (за трансформатором ТСН):

$$x_{МИН.К3} = x_{C.МИН} + x_{ТСН} = 41,2 + 344 = 385,2 \text{ Ом};$$

$$x_{МАКС.К3} = x_{C.МАКС} + x_{ТСН} = 40,6 + 344 = 384,6 \text{ Ом}.$$

Максимальный ток ближайшего внешнего КЗ (сквозной ток КЗ):

$$I_{МАКС.К3}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot x_{МАКС.К3}} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 384,6} = 173 \text{ А}.$$

Номинальный ток ТСН:

$$I_{ТСН} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 115} = 12,5 \text{ А}.$$

Выбор тока срабатывания направленной МТЗ выполняется по условиям:

-не срабатывания при отсутствии повреждений:

$$I_{C.3.} = k_H \cdot I_{ТСН} = 2 \cdot 12,5 = 25 \text{ А};$$

-не срабатывания при внешних повреждениях:

$$I_{C.3.} = k_H \cdot I_{МАКС.К3}^{(3)} = 1,4 \cdot 173 = 242 \text{ А}.$$

Принимаем  $I_{C.3.} = 250 \text{ А}$ .

Чувствительность защиты:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{МИН.К2}^{(2)}}{I_{C.3.}} = \frac{1613 \cdot \sqrt{3}}{2 \cdot 250} = 5,5.$$

Таким образом, чувствительная резервная направленная максимальная токовая защита действует с задержкой 0,5 с на отключение энергоблока (с пуском схемы УРОВ) по своим отдельным цепям, минуя выходные реле основных защит энергоблока.

## 8. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА

### 8.1 Техническое задание

Наибольшие токи КЗ (5 – 8-ми кратные значения от номинального тока) возникают во время многофазных повреждений в обмотке статора генератора и на его выводах.

Для ликвидации таких повреждений необходимо применять абсолютно селективную защиту и, чтобы уменьшить ущерб от размеров повреждения, без выдержки времени [9 – 12].

Защита должна действовать на отключение выключателя связи генератора с электрической системой, на гашение электромагнитного поля в генераторе и на останов первичного двигателя (турбо и гидротурбин, дизеля и др.).

По принципу действия такой защитой может быть продольная дифференциальная токовая защита с установкой измерительных трансформаторов тока на выводах и в нуле обмотки статора генератора. В зону действия данной защиты кроме самого генератора должны входить соединения генератора со сборными шинами электростанции. В нагрузочном режиме и при внешних КЗ (сквозном токе КЗ) токи в плечах защиты со стороны нуля генератора и со стороны его выводов равны, а в дифференциальном реле (цепи схемы защиты с циркулирующими токами) протекают только токи небаланса.

При междуфазных повреждениях в генераторе токи в цепях измерительных трансформаторов тока поврежденных фаз со стороны нулевых выводов генератора возрастают, а со стороны фазных выводов генератора меняют свое направление и тоже возрастают (последний ток отсутствует, если генератор еще не связан с электрической сетью).

Продольная дифференциальная токовая защита является основной защитой генератора и должна быть выполнена с током срабатывания не более  $0,6 I_{\text{ном}}$ .

Для генераторов мощностью до 30 МВт с косвенным охлаждением обмотки статора допускается выполнять защиту с током срабатывания порядка  $(1,3 – 1,4) I_{\text{ном}}$ .

Продольная дифференциальная токовая защита генератора должна быть выполнена с отстройкой от переходных значений токов небаланса в момент повреждений (например, реле защиты с быстронасыщающимися

трансформаторами тока, реле с тормозными обмотками, реле с блокировкой от токов обратной последовательности и др.).

Защиту следует выполнять трехфазной и трех релейной.

При условии достаточной чувствительности защита должна реагировать на двойные (в разных точках) замыкания на землю, когда одна из точек замыкания находится в зоне ее действия. Для генераторов мощностью до 30 МВт защиту допускается выполнять двухфазной двух релейной при наличии защиты от двойных замыканий.

При оценке чувствительности основных защит необходимо исходить из того, что продольная дифференциальная токовая защита генератора должна обеспечивать коэффициент чувствительности более 2,0 при КЗ на выводах.

## **8.2. Продольная дифференциальная защита генератора с применением реле РНТ-565**

Исходные данные для расчетов.

Система:  $S_{C, \max} = 450$  МВА,  $S_{C, \min} = 405$  МВА,  $X_C = 20\%$ .

Генератор:  $P_G = 30$  МВт,  $U_G = 6,3$  кВ,  $\cos\varphi = 0,8$ ,  $I_{\text{ном}} = 3,44$  кА

$X''_d = 15,3\%$ ,  $X_2 = 18,7\%$ .

Трансформатор:  $S_T = 40$  МВА,  $U_{\text{ВН}} = 115$  кВ,  $U_K = 10,5\%$ .

$U_2 = 115$  кВ,  $U_K = 10,5\%$ .

Расчет сопротивлений для схемы замещения энергоблока.

Сопротивление системы:

$$X_{C, \max} = (X_C\% / 100) \cdot (U_G^2 / S_{C, \max}) = \\ = (20,0 / 100) \cdot (6,3^2 / 450) = 0,018 \text{ Ом};$$

$$X_{C, \min} = (X_C\% / 100) \cdot (U_G^2 / S_{C, \min}) = (20,0 / 100) \cdot (6,3^2 / 405) = 0,02 \text{ Ом}.$$

Сопротивление трансформатора:

$$X_T = (U_K / 100) \cdot U^2 / S_T = (10,5 / 100) \cdot 6,3^2 / 40 = 0,1 \text{ Ом}.$$

Сопротивление генератора:

$$X_G = X''_d \cdot U^2 / S_G = 0,153 \cdot 6,3^2 / 38 = 0,16 \text{ Ом}.$$

Ток от минимальной системы при 3-х фазном КЗ на выводах генератора:

$$I_{C, Г} = U_G / 1,73 \cdot (X_{C, \min} + X_T) = 3642 / (0,02 + 0,1) = 30347 \text{ А}.$$

Ток от генератора при 3-х фазном КЗ на выводах генератора:

$$I_{Г, Г} = U_G / 1,73 X_G = 3642 / 0,16 = 22762 \text{ А}.$$

Ток от минимальной системы при 3-х фазном КЗ в нулевых выводах генератора:

$$I_N = U_G / 1,73 \cdot (X_{C, \min} + X_T + X_G) = 3642 / (0,02 + 0,1 + 0,16) = 13000 \text{ А}.$$



Выбираем коэффициент трансформации трансформаторов тока со стороны нейтрали и линейных выводов:

$$K_{1\text{НГ}} = K_{1\text{Г}} = 5000 / 5 = 1000.$$

*Защита с применением реле РНТ-565.* Ток срабатывания по условию отстройки от максимального тока небаланса при внешнем КЗ:

$$I_{\text{НБ}} = K_{\text{АПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot f \cdot I_{\text{max}}^{(3)} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 22762 = 2276,2$$

$$I_{\text{СЗ}} = K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ}} = 1,3 \cdot 2276,2 = 2960 \text{ А}.$$

Принимается значение  $I_{\text{СЗ}} = 3000 \text{ А}$ .

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{СР}} = I_{\text{СЗ}} / K_{1\text{Г}} = 3000 / 1000 = 3 \text{ А}.$$

Число витков дифференциальной обмотки:

$$W_{\text{ДИФ}} = F_{\text{СР}} / I_{\text{СР}} = 100 / 3 = 33,3 \text{ вит.}$$

Полученное значение округляется до ближайшего меньшего целого числа:

$$W_{\text{ДИФ}} = 33 \text{ вит.}$$

Окончательно:

$$I_{\text{СР}} = 100 / 33 = 3 \text{ А}; I_{\text{СЗ}} = 3 \cdot 1000 = 3000 \text{ А}.$$

Чувствительность защиты в режиме двухфазного КЗ на выводах генератора по токам подпитки от генератора и системы:

$$K_{\text{ч, Г}} = I_{\text{Г, Г}}^{(2)} / I_{\text{СЗ}} = 0,87 \cdot 22762 / 3000 = 6,6 > 2,0;$$

$$K_{\text{ч, С}} = I_{\text{С, Г}}^{(2)} / I_{\text{СЗ}} = 0,87 \cdot 30347 / 3000 = 8,8 > 2,0.$$

Чувствительность защиты в режиме двухфазного КЗ в нулевых выводах генератора:

$$K_{\text{ч, Н}} = I_{\text{Г, Н}}^{(2)} / I_{\text{СЗ}} = 0,87 \cdot 13000 / 3000 = 3,7 > 2,0;$$

*Вывод.* Расчетная чувствительность защиты с применением реле РНТ-565 в пределах нормы.

### **8.3. Продольная дифференциальная защита генератора с применением реле ДЗТ-11/5**

*Защита с применением специального реле ДЗТ-11/5 для дифференциальных защит мощных генераторов.*

Установленное число витков рабочей обмотки со стороны нулевых выводов генератора:

$$W_{\text{РН}} = 72 \text{ вит}$$

и со стороны фазных выводов генератора:

$$W_{\text{Р}} = 144 \text{ вит.}$$

Минимальный ток срабатывания защиты:

$$I_{C3, \min} = 100 \cdot K_{1\Gamma} / W_P = 100 \cdot 1000 / 72 = 1389 \text{ A};$$

$$I_{C3, \min}^* = I_{C3, \min} / I_{\text{ном}} = 1389 / 3440 = 0,4 I_{\text{ном}, \Gamma}.$$

Максимальный сквозной ток через защиту  $I_{\text{max,CKB}}$  при трехфазном КЗ на выводах генератора 22762 А.

Максимальный ток небаланса в защите:

$$I_{\text{НБ, max}} = K_{\text{АПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot f \cdot I_{\text{max,CKB}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 I_{\text{max,CKB}} 22762 = 2276 \text{ A}.$$

Намагничивающая сила рабочей обмотки:

$$F_P = K_H \cdot I_{\text{НБ, max}} \cdot W_P / K_{1\Gamma} = 1,5 \cdot 2276 \cdot 144 / 1000 = 492 \text{ A} \cdot \text{вит.}$$

Намагничивающая сила тормозной обмотки:

$$F_T = F_P / tg \alpha = 492 / 0,75 = 655 \text{ A} \cdot \text{вит.}$$

Тормозной ток:

$$I_T = I_{\text{max,CKB}} / K_{1\Gamma} = 22762 / 1000 = 22,7 \text{ A}.$$

Расчетное число витков тормозной обмотки:

$$W_T = F_T / I_T = 655 / 22,7 = 29 \text{ вит.}$$

Чувствительность защиты при отключенном выключателе, когда нет торможения:

$$K_{\text{ч}} = W_{\text{PN}} \cdot I_{\text{max,CKB}}^{(2)} \cdot 0,01 / K_{1\Gamma} = 72 \cdot 0,87 \cdot 0,01 \cdot 22762 / 1000 = 14.$$

Рабочая намагничивающая сила в защите при включенном в сеть генераторе:

$$F_P^{(2)} = (I_{C, \Gamma}^{(2)} + I_{\Gamma, \Gamma}^{(2)}) \cdot W_P / K_{1\Gamma} = 0,87 \cdot (30347 + 22762) \cdot 144 / 1000 = 6653 \text{ A} \cdot \text{вит.}$$

Тормозная намагничивающая сила в защите при включенном в сеть генераторе:

$$F_T^{(2)} = I_{C, \Gamma}^{(2)} \cdot W_T / K_{1\Gamma} = 30347 \cdot 29 / 1000 = 880 \text{ A} \cdot \text{вит.}$$

Намагничивающая сила срабатывания от рабочей обмотки (по тормозной характеристике реле) при максимальном торможении:

$$F_{P, \text{CP}} = K_{T, \text{max}} \cdot F_T^{(2)} = 1,5 \cdot 880 = 1320 \text{ A} \cdot \text{вит.}$$

Чувствительность защиты при включенном в сеть генераторе:

$$K_{\text{ч}} = F_P^{(2)} / F_{P, \text{CP}} = 6653 / 1320 = 5,0.$$

## 8.4. Цифровая дифференциальная защита генератора

Расчет общих уставок защиты.

- Ток от минимальной системы при 3-х фазном КЗ на выводах генератора:

$$I_{C, Г, \min} = U_{Г} / 1,73 \cdot (X_{C, \min} + X_{Г}) = 3642 / (0,02 + 0,1) = 30347 \text{ A.}$$

- Ток от генератора при 3-х фазном КЗ на выводах генератора:

$$I_{Г, Г} = U_{Г} / 1,73 X_{Г} = 3642 / 0,16 = 22762 \text{ A.}$$

- Ток от минимальной системы при 3-х фазном КЗ в нулевых выводах генератора:

$$I_{N, \min} = U_{Г} / 1,73 \cdot (X_{C, \min} + X_{Г} + X_{Г}) = 3642 / (0,02 + 0,1 + 0,16) = 13000 \text{ A.}$$

- Номинальная мощность генератора:

$$S_{Г} = 38000 \text{ кВА.}$$

- Номинальное напряжение генератора:

$$U_{Г} = 6,3 \text{ кВ.}$$

- Номинальный ток генератора:

$$I_{Г} = 3440 \text{ A.}$$

- Группы соединения обмоток генератора: звезда.

- Номинальные первичные токи измерительных трансформаторов тока:

$$I_{ТНН} = 5000 \text{ A.}$$

- Номинальные вторичные токи измерительных трансформаторов тока:

$$I_{НН} = 5 \text{ A.}$$

- Базисный ток (базисный коэффициент по току) – отношение номинальных токов генератора и измерительных трансформаторов тока:

$$I_{Б2} = I_{ННН} / I_{ТНН} = 3440 / 5000 = 0,7.$$

Уставка первой ступени тормозной характеристики на реле защиты:

$$I_d = I_D \cdot I_{Б1},$$

где  $I_D$  – ток срабатывания первой ступени, приведенный к номинальному току генератора, принимаем по рекомендациям 0,2.

Тогда уставка на реле:

$$I_d = 0,2 \cdot 0,7 = 0,14.$$

Минимальная уставка, которая устанавливается на реле, равна 0,15, поэтому ток срабатывания первой ступени по отношению к номинальному току трансформатора:

$$I_D = \frac{0,15}{0,7} = 0,21.$$

Первая тормозная характеристика оценивается коэффициентом торможения  $P1$  (наклон характеристики в зоне малых токов до  $2,5 I_{ном}$ ) в зоне малых погрешностей трансформаторов тока:

$$P1 = K_3 * K',$$

$$P1 = 1,2 * 5 = 6\%,$$

где  $K_3$  – коэффициент запаса, равный 1,2;  $K'$  – погрешность трансформаторов тока при малых токах, принимается 5%.

На микропроцессорном реле характеристика  $P1$  регулируется от 18 до 50%. Принимаем  $P1=18\%$ .

Вторая тормозная характеристика оценивается коэффициентом торможения  $P2$  (наклон характеристики в зоне больших токов сверх  $2,5$  номинального тока):

$$P1 = K_3 * K_{АП} * K_1',$$

$$P2 = 1,2 * 1,5 * 10 = 18\%,$$

где  $K_{АП}$  – коэффициент учета увеличения погрешности за счет апериодической составляющей, принимаем 1,5,  $K_1'$  – погрешность трансформаторов тока при больших токах сквозного КЗ, принимается максимальная 10%.

Характеристика  $P2$  может регулироваться в пределах от 30 до 100%.

Принимаем  $P2=30\%$ .

Уставка второй ступени дифференциального тока выбирается по условию отстройки от максимального тока небаланса при сквозном токе КЗ (источник генератор, повреждение на выводах генератора):

$$I_D = K_3 * K_{АП}' * K_1' * I_{КЗ \max}$$

$$I_D = 1,2 * 3 * 0,1 * 22762 = 8194 \text{ А},$$

где  $K_{АП}'$  – коэффициент учета увеличения погрешности при апериодических составляющих в токе КЗ, принимается равным 3,  $I_{КЗ \max}$  – сквозной ток КЗ в максимальном режиме.

Выбираем ток  $I_D = 8200 \text{ А}$ .

Расчетная уставка второй ступени цифровой защиты генератора:

$$I_d = \frac{I_D}{I_{ТВН}},$$

$$I_d = \frac{8200}{5000} = 1,64.$$

Полученное значение округляется до ближайшего целого числа:

$$I_d \geq 2.$$

Данная уставка может регулироваться в пределах от 1 до 30.

Результаты расчетов параметров цифровой дифференциальной защиты генератора приведена на рис. 8.1.

- первая ступень дифференциального тока  $I_d=0,15$  (отрезок АВ);
- первая тормозная характеристика  $P1=18\%$  (прямая  $P1$ ), отрезок ВС;
- вторая тормозная характеристика  $P2 = 30 \%$  (прямая  $P2$ ) отрезок CD;
- вторая ступень дифференциального тока  $I_d \geq 2,0$  (прямая FE) отрезок DE.

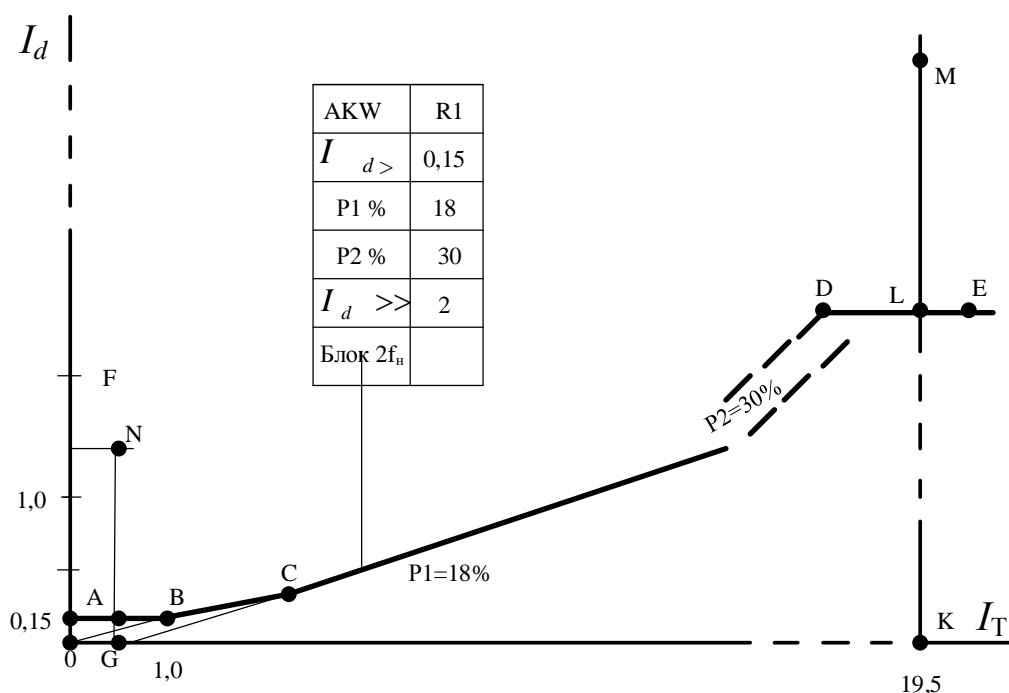


Рисунок 8.1 –Характеристика цифровой защиты генератора

Чувствительность в зоне малых токов КЗ от системы:

$$K_{ч, N} = 0,867 * I_{N, \min} / (I_d * I_{ТНН}) = \\ = 0,867 * 1300 / (0,15 * 5000) = 15 > 2.$$

Чувствительность в зоне больших токов КЗ от минимальной системы при 3-х фазном КЗ на выводах генератора

$$K_{ч, Г} = 0,867 * I_{C, Г, \min} / (I_d * I_{ТНН}) = \\ = 0,867 * 30347 / (2,0 * 5000) = 2,63 > 2.$$

## 9. МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ НАПРАВЛЕННАЯ ЗАЩИТА ЛИНИИ

Техническое задание: спроектировать максимальную токовую направленную защиту (МТНЗ) линии Л4 (см. рис. 1.1) от междуфазных КЗ.

В общем случае, максимальная токовая защита (МТЗ) является резервной, последней ступенью защит ЭУ со ступенчатыми выдержки времени. Выдержки времени для защит необходимы для ближнего и дальнего резервирования.

Орган направления мощности (ОНМ) в составе МТНЗ обеспечивает селективность работы смежных защит (на общих шинах), таким образом, чтобы ближайшая МТЗ к месту повреждения срабатывала быстрее. Разрешение на срабатывание МТНЗ дает ОНМ с положительным направлением мощности КЗ от шин в объект защиты. Такой принцип дает возможность уменьшить выдержки времени резервных защит по цепочке от нагрузки к источникам питания (система и генераторы). На рис. 9.1 дана структурная схема МТНЗ на электромеханической элементной базе.

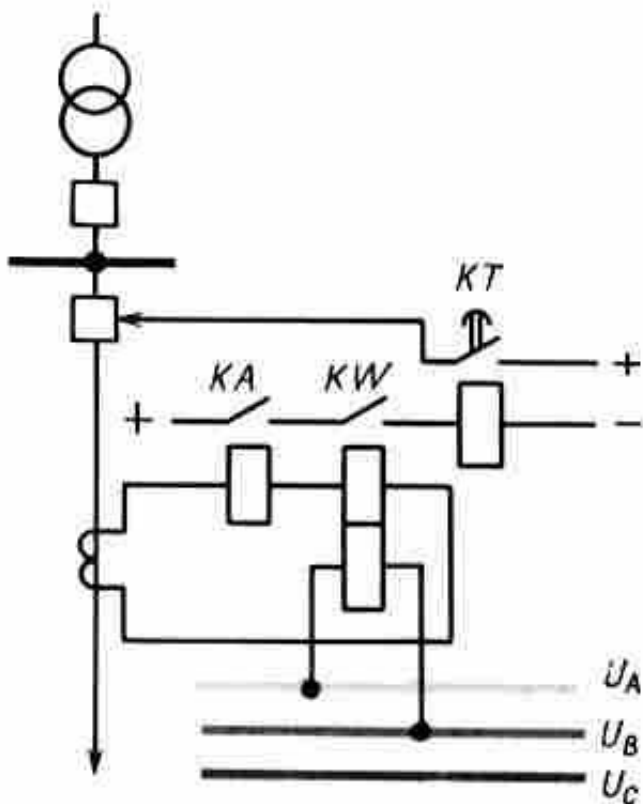


Рисунок 9.1 – Структурная схема максимальной токовой направленной защиты

В состав максимальной токовой направленной защиты входят:

- Измерительный (пусковой) орган максимального тока  $KA$ , который должен реагировать на повреждения в основной и резервной зонах защиты.
- Реле  $KW$  (ОНМ) фиксирует направление мощности КЗ.
- Логический орган  $KT$  устанавливает выдержку времени защиты.

Для рассматриваемой линии Л4 предлагается микропроцессорная максимальная токовая направленная защита, в которой предусмотрены:

- возможность выбора действия защиты «на отключение» или «на сигнал», а также - ввод/вывод направленности;
- ввод/вывод автоматического ускорения и соответствующей выдержки времени;
- автоматическая блокировка направленной защиты при обрыве измерительных цепей напряжения.

Направленная защита выполняется с контролем тока, величины и направления мощности в трех фазах. Направление мощности определяется по величине фазовых углов между током  $I_A$  и напряжением  $U_{BC}$ , током  $I_B$  и напряжением  $U_{CA}$ , током  $I_C$  и напряжением  $U_{AB}$  соответственно. Если хотя бы один из определенных фазовых углов находится в зоне срабатывания, защита срабатывает. Предусмотрена возможность построения любой зоны срабатывания защиты с помощью регулируемого угла максимальной чувствительности. Диаграмма определения направления мощности приведена на рисунке 9.2.

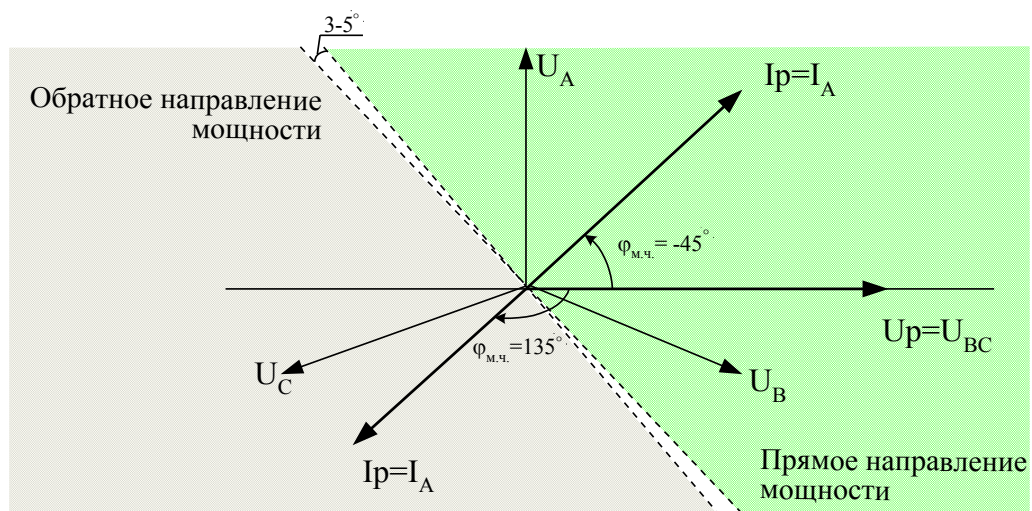


Рисунок 9.2 – Диаграмма определения направления мощности

Характеристики защиты соответствуют табл. 9.1, а функциональная схема защиты – на рис. 9.3. Типовая схема подключения цифровых устройств РЗА показана на рис. 9.4.

Таблица 9.1 – Характеристики максимальной токовой защиты

Наименование параметра	Значение
Диапазон уставки по току срабатывания, А	0 - 150
Дискретность уставки по току срабатывания, А	0,01
Диапазон уставки по мощности срабатывания, Вт	0 - 200
Дискретность уставки по мощности срабатывания, Вт	0,1
Направление мощности	В линию/на шину
Диапазон уставки по углу максимальной чувствительности, град	$\pm 180$
Дискретность уставки по углу максимальной чувствительности, град	1
Диапазон уставок по времени выдержки, с	0 - 10
Дискретность уставок по времени выдержки, с	0,01
Минимальное время срабатывания защиты, с	0,01 - 0,03

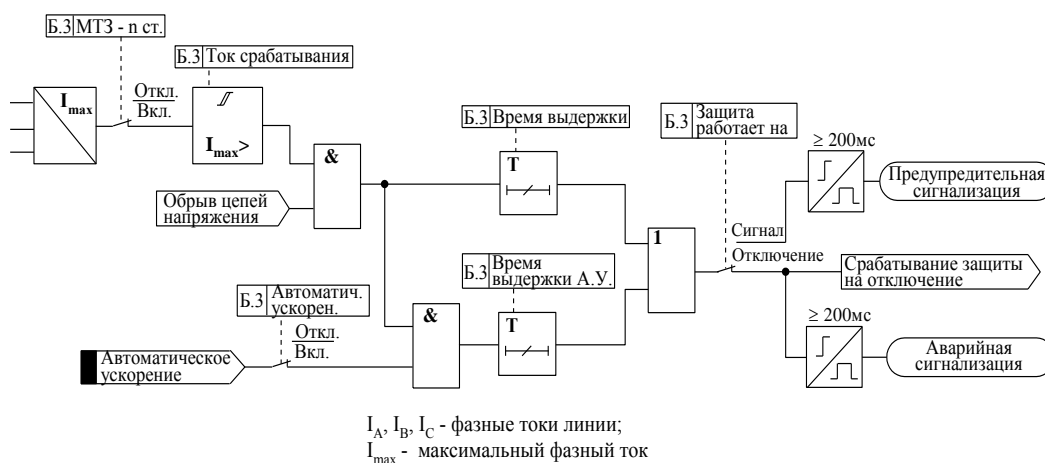


Рисунок 9.3 – Функциональная схема максимальной токовой защиты



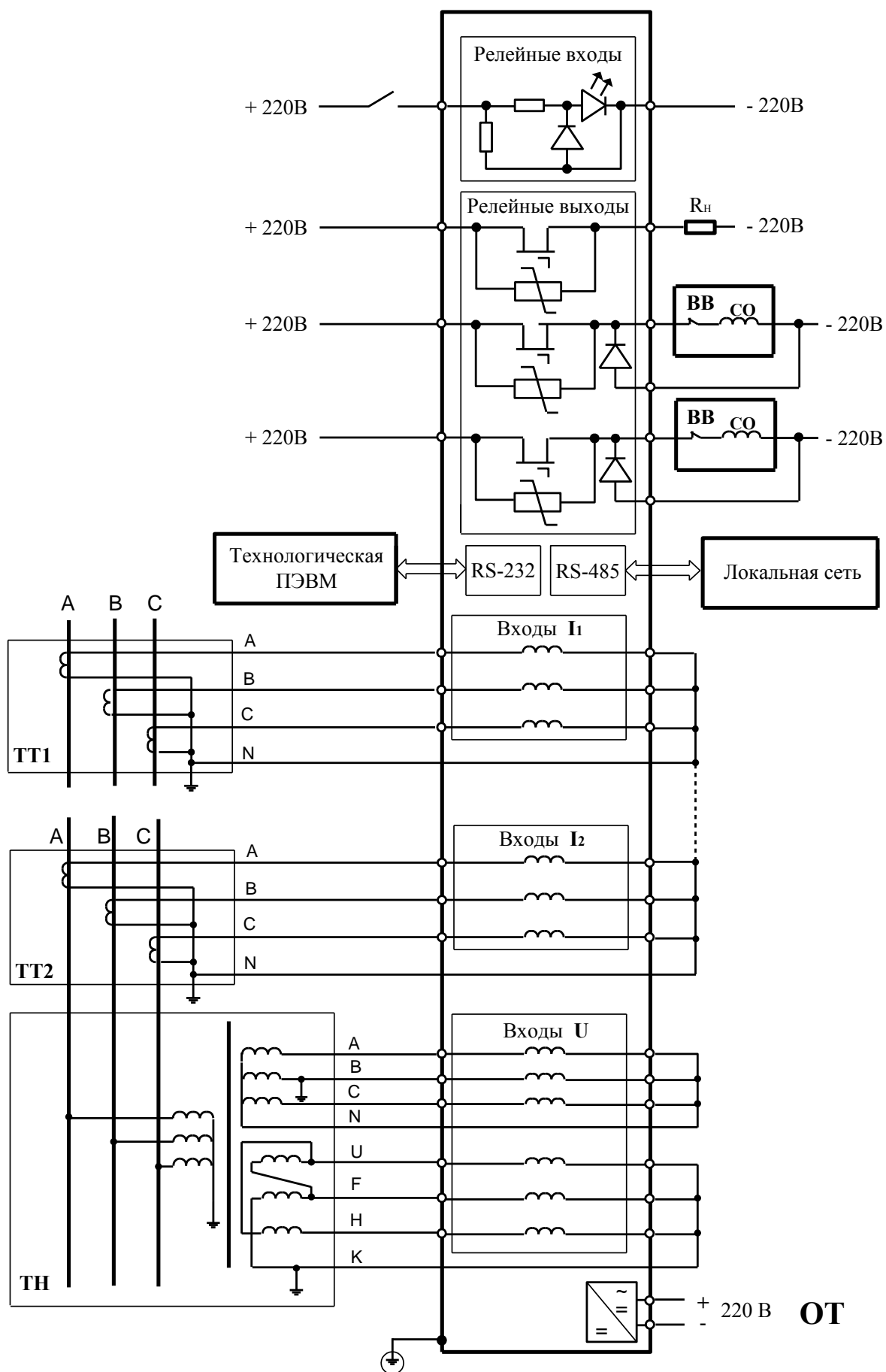


Рисунок 9.4 - Типовая схема внешних подключений ПМ Р3А

Уставки МТНЗ по времени выбираются (табл. 9. 2 и 9.3) по встречно-ступенчатому принципу по своим направлениям мощности КЗ, например, для линии Л4 одно направление – от 1-й электростанции (ЭС1), а другое – от ЭС11 (см. рис. 1.1), согласно выражению:

$$t_{\text{посл}} = t_{\text{пред}} + \Delta t ,$$

где  $t_{\text{пред}}$  – выдержка времени предыдущей МТНЗ на стороне нагрузки;  
 $\Delta t$  – ступень селективности, для цифровых защит принимаем  $\Delta t = 0,3$  с.

Таблица 9.2 – Выбор выдержек времени для МТНЗ со стороны ЭС1

Объект защиты	Нагрузка 0,4 кВ	Тр-р 10/0,4	Линия 11 кВ	Ввод 11 кВ	Т9	Л6	Л4
$t_{\text{сз}}, \text{с}$	0,3	0,6	0,9	1,2	1,5	1,8	2,1

Таблица 9.3 – Выбор выдержек времени для МТНЗ со стороны ЭС11

Объект	Нагрузка 0,4 кВ	Ввод 0,4 кВ	Тр-р 10/0,4	Линия 11 кВ	Ввод 11 кВ	Т9	Л6	Л4
$t_{\text{сз}}, \text{с}$	0,3	0,6	0,9	1,2	1,5	1,8	2,1	2,4

Таким образом, для МТНЗ линии Л4 на стороне ЭС1 выдержка времени равна  $t_1 = 2,1$  с по условию отстройки от предыдущих защит по цепочке Т9 – Л6.

Для МТНЗ линии Л4 на стороне ЭС11 выдержка времени равна  $t_1 = 2,4$  с по условию отстройки от предыдущих защит по цепочке Т10 (11) – Л3.

Рассматриваемая линия Л4 ( $U = 115$  кВ) входит в электрическую сеть с эффективно-заземленной нейтралью, где наша максимальная токовая направленная защита должна выводиться из действия (так называемая «блокировка») при КЗ на землю, на которое реагирует специальная токовая направленная защита нулевой последовательности, имеющая меньшие выдержки времени. Исходя из этого, ток срабатывания МТНЗ выбирается по принципу максимальной токовой защиты вне зависимости от направления мощности КЗ, т. е. по величине максимального тока нагрузки линии  $I_{\text{PM}}$ .

Максимальный ток нагрузки для линии Л4 определяется по соотношениям перетоков мощности в электрической системе согласно данным табл. 9.4.

Таблица 9.4 – Мощности генерирующих и нагрузочных элементов электрической системы

Мощности	Источники питания, МВт			Нагрузка, МВА			
	Г1 – Г3	Г4 – Г5	С	Т6 – Т7	Т8	Т9	Т10 – Т11
	90	60	360	32	40	40	12,6

На основании анализа схемы (см. рис. 1.1) и табл. 9.4 видно назначение линии Л4: обеспечивать нагрузку узла 11 во время ремонта одного из генераторов Г4 (5). Тогда рабочий максимальный ток линии равен:

$$I_{PM} = S_{T4} / (1,73 U_C) = 40 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 115) = 200 \text{ А.}$$

Выбираем ток срабатывания защиты по двум условиям для требования селективности действия.

Первое условие:

- ✓ несрабатывания после отключения ближайшего повреждения смежными защитами:

$$I_{C3} = K_H \cdot K_{C3П} \cdot I_{PM} / K_B = 1,3 \cdot 1,2 \cdot 200 / 0,9 = 346 \text{ А,}$$

где  $K_H$  – коэффициент отстройки,  $K_{C3П}$  – коэффициент самозапуска двигательной нагрузки после отключения внешнего КЗ,  $K_B$  – коэффициент возврата защиты.

Второе условие:

- ✓ несрабатывания во время переходных процессов в циклах автоматического повторного включения линии Л4:
- ✓

$$I_{C3} = K_H \cdot K_{C3П} \cdot I_{PM} = 1,3 \cdot 1,5 \cdot 200 = 390 \text{ А.}$$

Принимаем наибольшее значение:  $I_{C3} = 400 \text{ А.}$

Чувствительность защиты проверяется по минимальному току сквозного КЗ. Исходя из минимального режима работы электрической сети (см. рис. 1.1), таковым может быть КЗ на шинах ЭС1 для МТНЗ со стороны шин электростанции 11 при отключенном генераторе Г4. Определим этот минимальный ток повреждения на основании следующих расчетных формул.

Сопротивление генератора Г5:

$$X_{Г5} = X''_d \cdot U_C^2 / S_{Г5} = \\ = 0,153 \cdot 115^2 \cdot 0,8 / 30 = 54 \text{ Ом.}$$

Сопротивление линии связи Л4 с шинами системы:

$$X_{Л4} = X_{\Pi} \cdot L_4 = 0,42 \cdot 120 = 50,4 \text{ Ом.}$$

Ток трехфазного КЗ на шинах в конце линии:

$$I^{(3)}_{0, \text{ш}} = U_C / 1,73 \cdot (X_{Г5} + X_{Л4}) = \\ = 115000 / (1,73 \cdot 104,4) = 640 \text{ А.}$$

Чувствительность защиты для начального момента КЗ:

$$K_{\text{ч},0} = I^{(2)}_{\text{ш}} / I_{\text{сз}} = 0,87 \cdot 640 / 400 = 1,4 > 1,25.$$

Для установившегося режима КЗ:

$$X_d = 10 X''_d = 1,53.$$

Ток трехфазного КЗ на шинах в конце линии:

$$I^{(3)}_{\text{ш}} = U_C / 1,73 \cdot (X_{Г5} + X_{Л4}) = \\ = 115000 / 1,73 \cdot (54 + 50,4) = 112 \text{ А.}$$

Такое повреждение МТЗ не заметит. Поэтому, для ЛЭП большой протяженности применение максимальной токовой направленной защиты не рекомендуют. Также следует отметить, что устранение мертвых зон максимальных токовых направленных защит (из-за недостаточного остаточного напряжения в месте установки органов направления мощности) достигается применением ненаправленных токовых отсеков.

## 10. ДИСТАНЦИОННАЯ ЗАЩИТА ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Предлагается направленная трехступенчатая дистанционная защита линии Л4, установленная на стороне шин ЭС1 (см. рис. 1.1).

Дистанционная защита (ДЗ) в электрических сетях класса с напряжениями 110 кВ выполняет функции основной и резервной защиты высоковольтных линий от междуфазных КЗ. Принцип работы дистанционной защиты основан на вычислении расстояния, дистанции до места повреждения. Для вычисления расстояния до места повреждения высоковольтной линии электропередач устройства, выполняющие функции дистанционной защиты, используют значения тока нагрузки и напряжения защищаемой линии [3 – 8].

Первая ступень защиты без выдержки времени контролирует большую часть своей линии (до 90 %).

Вторая ступень защиты с выдержкой времени равной времени действия УРОВ (устройство резервирования отказа выключателя) контролирует всю свою линию и часть смежных электроустановок (линий и трансформаторов).

Третья ступень защиты имеет выдержку времени, которая выбирается по встречно-ступенчатому принципу, что дополнительно контролирует еще все смежные электроустановки.

*Исходные данные для расчетов параметров направленной трехступенчатой дистанционной защиты линии Л4 на стороне системы и электростанции.*

Электрическая система С: напряжение  $U_C = 115$  кВ, мощность системы  $S_C = 450$  МВА, сопротивление системы  $X_C\% = 20$ .

Электрическая станция ЭС1: напряжение выдачи мощности  $U_C = 115$  кВ: три энергоблока с генераторами мощностью 3 x 30 МВт ( $\cos\varphi = 0,8$ ,  $X''_d = 15,3\%$ ) и тремя трансформаторами мощностью 3x 40 МВА ( $U_K = 10,5\%$ ).

Защищаемая линия Л4: протяженность  $L_{Л4} = 110$  км;  $\varphi = 65^\circ$ ; погонные сопротивления:  $X_{П, Л4} = 0,45$  Ом/км,  $R_{П, Л4} = 0,40$  Ом/ км.

*Данные для расчетов параметров направленной трехступенчатой дистанционной защиты на приемной стороне линии Л4.*

Электрическая станция ЭС11: напряжение выдачи мощности  $U_C = 115$  кВ: два энергоблока с генераторами мощностью  $2 \times 30$  МВт ( $\cos\varphi = 0,8$ ,  $X''_d = 15,3\%$ ) и двумя трансформаторами мощностью  $2 \times 40$  МВА ( $U_K = 10,5\%$ ).

Две одинаковые линии Л5 и Л6: протяженность  $L_{Л5} = 60$  км;  $\varphi = 65^\circ$ ; погонные сопротивления:  $X_{П, Л4} = 0,41$  Ом/км,  $R_{П, Л4} = 0,36$  Ом/км.

Для расчетов второй и третьей ступеней надо знать рабочий максимальный ток линии Л4 и распределение токов КЗ в защищаемом объекте и смежных при повреждениях на границах действия мгновенных смежных защит (в нашем случае при КЗ в конце дистанционной защиты первой ступени линии Л5).

Рабочий максимальный ток линии (см. раздел 9) равен:

$$I_{PM} = S_{T5} / (1,73 U_C) = 40 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 115) = 200 \text{ А.}$$

Реактивное сопротивление линии Л4:

$$X_{Л4} = X_{П, Л4} \cdot L_{Л4} = 0,45 \cdot 110 = 49,5 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление линии Л4:

$$R_{Л4} = R_{П, Л4} \cdot L_{Л4} = 0,4 \cdot 110 = 44 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление линии Л4:

$$Z_{Л4} = (R_{Л4}^2 + X_{Л4}^2)^{1/2} = (44^2 + 49,5^2)^{1/2} = 66,2 \text{ Ом.}$$

Реактивное сопротивление линии Л5:

$$X_{Л5} = X_{П, Л5} \cdot L_{Л5} = 0,41 \cdot 60 = 24,6 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление линии Л5:

$$R_{Л5} = R_{П, Л5} \cdot L_{Л5} = 0,36 \cdot 60 = 21,9 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление линии Л5:

$$Z_{Л5} = (R_{Л5}^2 + X_{Л5}^2)^{1/2} = (21,9^2 + 24,6^2)^{1/2} = 32,9 \text{ Ом.}$$

Сопротивление системы:

$$Z_C = (X_C\% / 100) \cdot U_C^2 / S_C = (20,0 / 100) \cdot 115^2 / 450 = 5,9 \text{ Ом.}$$

Сопротивление одного генератора:

$$Z_{\Gamma} = X''_d \cdot U_C^2 / S_{\Gamma} = 0,153 \cdot 115^2 \cdot 0,8 / 30 = 54 \text{ Ом.}$$

Сопротивление одного трансформатора в энергоблоке:

$$Z_T = (U_K / 100) \cdot U_C^2 / S_T = (10,5 / 100) \cdot 115^2 / 40 = 34,7 \text{ Ом.}$$

Сопротивление первой электростанции ЭС1 с 3-мя генераторами:

$$Z_{\text{ЭС1}} = (Z_{\Gamma} + Z_T) / 3 = (54 + 34,7) / 3 = 29,6 \text{ Ом.}$$

Сопротивление второй электростанции ЭС11 с 2-мя генераторами:

$$Z_{\text{ЭС2}} = (Z_{\Gamma} + Z_T) / 2 = (54 + 34,7) / 2 = 44,3 \text{ Ом.}$$

Сопротивление источников питания ИП в начале линии Л4:

$$Z_{\text{ИП}} = (Z_C \cdot Z_{\text{ЭС1}}) / (Z_C + Z_{\text{ЭС1}}) = (5,9 \cdot 29,6) / (5,9 + 29,6) = 4,9 \text{ Ом.}$$

Сопротивление от узла системы С вместе со станцией ЭС1 до точки КЗ в конце линии Л4 на шинах приемной подстанции:

$$Z_{\text{Ш}} = Z_{\text{ИП}} + Z_{\text{Л4}} = 4,9 + 66,2 = 71,1 \text{ Ом.}$$

Эквивалентное сопротивление для полного тока КЗ на шинах приемной подстанции:

$$\begin{aligned} Z_{\text{ЭКВ}} &= (Z_{\text{Ш}} \cdot Z_{\text{ЭС2}}) / (Z_{\text{Ш}} + Z_{\text{ЭС2}}) = \\ &= (71,1 \cdot 44,3) / (71,1 + 44,3) = 27,3 \text{ Ом.} \end{aligned}$$

Коэффициент участия системы С вместе со станцией ЭС1 в токе КЗ в конце линии Л4 на шинах приемной подстанции:

$$C_{\text{ИП}} = Z_{\text{ЭКВ}} / Z_{\text{Ш}} = 27,3 / 71,1 = 0,38.$$

Коэффициент участия второй электростанции ЭС11 в токе КЗ в конце линии Л4 на шинах приемной подстанции:

$$C_{\text{ЭС2}} = Z_{\text{ЭКВ}} / Z_{\text{Ш}} = 27,3 / 44,3 = 0,62.$$

Проверка:

$$C_{\text{ИП}} + C_{\text{ЭС2}} = 0,38 + 0,62 = 1,0.$$

*Расчет параметров дистанционной защиты.* Сопротивление срабатывания первой ступени дистанционной защиты Л4 без выдержки времени выбирается по условию несрабатывания при повреждениях в начале смежных электроустановок по направлению от шин в линию Л4 (отстройка от КЗ на шинах ЭС11 противоположного конца линии:

$$Z_{сз, л4}^1 = K_{отс}^1 \cdot Z_{л4} = 0,9 \cdot 66,2 = 59,6 \text{ Ом},$$

где  $K_{отс}^1$  – коэффициент отстройки для микропроцессорной защиты минимального типа равен 0,9.

Сопротивление срабатывания первой ступени дистанционной защиты Л5 без выдержки времени выбирается по условию несрабатывания при повреждениях в начале смежных электроустановок по направлению от шин в линию Л5 (отстройка от КЗ на шинах Т8 противоположного конца линии:

$$Z_{сз, л5}^1 = K_{н} \cdot Z_{л5} = 0,9 \cdot 32,9 = 29,6 \text{ Ом},$$

где  $K_{н}$  – коэффициент отстройки для микропроцессорной защиты минимального типа равен 0,9.

Первые ступени дистанционных защит в сетях с двусторонним питанием должны быть направленными для предотвращения неправильного срабатывания при повреждениях «за спиной». Возможные мертвые зоны можно исключить применением токовых отсечек.

Для вычислений вторых ступеней дистанционной защиты необходимо учитывать коэффициент распределения  $K_{р}$ , который зависит от отношения тока в защите к току повреждения в смежной электроустановке (при наличии источника питания, как в нашем случае ЭС11, это коэффициент подпитки  $K_{п}$ ; когда параллельные линии – коэффициент отсоса  $K_{о}$ ).

Расчет коэффициента подпитки при повреждении в конце первой зоны защиты Л5 ( $Z_{сз, л5}^1$ ).

Полный ток трехфазного КЗ в линии Л5:

$$\begin{aligned} I_{к, л5} &= U_{с} / 1,73 \cdot (Z_{экв} + Z_{сз, л5}^1) = \\ &= 115000 / 1,73 \cdot (27,3 + 29,6) = 1170 \text{ А}. \end{aligned}$$

Ток трехфазного КЗ в линии Л4:

$$I_{к, л4} = C_{ип} \cdot I_{к, л5} = 0,38 \cdot 1170 = 444 \text{ А}.$$

Коэффициент подпитки от ЭС11:

$$K_{п} = I_{к, л5} / I_{к, л4} = 1170 / 444 = 2,6.$$



Вторая ступень направленной дистанционной защиты отстраивается от повреждений в конце первой ступени смежной, предыдущей дистанционной защиты, например, защиты Л5:

$$\begin{aligned} Z^{11}_{C3, Л4} &= K_H \cdot (Z_{Л4} + K_H \cdot K_{П} \cdot Z^1_{C3, Л5}) = \\ &= 0,9 \cdot (66,2 + 0,9 \cdot 2,6 \cdot 29,6) = 122 \text{ Ом.} \end{aligned}$$

Выдержку времени второй зоны защиты принимаем равной ступени селективности:

$$t^{11}_{C3} = \Delta t = 0,3 \text{ с.}$$

Для последней, третьей зоны дистанционной защиты линии Л4 выбираем выдержку времени по встречно-ступенчатому принципу (в нашем случае – по ступенчатому принципу, см. рис. 1.1):

$$t^{111}_{C3} = t^{111}_{T8} + \Delta t = 1,5 + 0,3 = 1,8 \text{ с.}$$

Третья ступень дистанционной защиты линии Л4 выбирается по условию несрабатывания после отключения внешнего КЗ:

$$\begin{aligned} Z^{111}_{C3, Л4} &= Z_{P, \min} / (K_H \cdot K_{C3П} \cdot K_B) = \\ &= U_{P, \min} / 1,73 \cdot (K_H \cdot K_{C3П} \cdot K_B \cdot I_{PM} \cdot \cos(\varphi_{MЧ} - \varphi_P)) = \\ &= 0,9 \cdot 110000 / 1,73 (1,2 \cdot 1,2 \cdot 1,05 \cdot 200 \cdot \cos(65 - 35)) = 220 \text{ Ом.} \end{aligned}$$

Коэффициент чувствительности при КЗ в конце линии Л4:

$$K^{111}_{Ч, Л4} = Z^{111}_{C3, Л4} / Z_{Л4} = 220 / 66,2 = 3,3 > 1,5.$$

Коэффициент чувствительности при КЗ в конце зоны резервирования линии защиты линии Л4, т. е. на шинах Т8:

$$\begin{aligned} K^{111}_{Ч, Т8} &= Z^{111}_{C3, Л4} / Z_{ИП-Т8} = Z^{111}_{C3, Л4} / (Z_{Л4} + Z_{Л5} \cdot K_{П}) = \\ &= 220 / (66,2 + 32,9 \cdot 2,6) = 1,4 > 1,2. \end{aligned}$$

*Расчет уставок реле дистанционной защиты линии Л4.*

Для максимального тока линии Л4 в нормальном режиме  $I_{P, \max} = 200 \text{ А}$  принят измерительный трансформатор тока с коэффициентом трансформации равным:

$$k_{ТП} = 500 / 5 = 100.$$

Коэффициент трансформации измерительных трансформаторов напряжения:

$$k_{НП} = 115000 / 100 = 1150.$$

Уставка реле первой ступени дистанционной защиты по сопротивлению:

$$Z_{\text{ср,дз1}} = Z_{\text{дз1}} \cdot k_{\text{ТП}} / k_{\text{НП}} = 29,6 \cdot 100 / 1150 = 2,57 \text{ Ом.}$$

Принимаем  $Z_{\text{ср,дз1}} = 2,5 \text{ Ом}$  и новое значение уставки реле:

$$Z_{\text{дз1}} = Z_{\text{ср,дз1}} \cdot k_{\text{НП}} / k_{\text{ТП}} = 2,5 \cdot 1150 / 100 = 28,75 \text{ Ом.}$$

Уставка реле второй ступени дистанционной защиты по сопротивлению:

$$Z_{\text{ср,дз2}} = Z_{\text{дз2}} \cdot k_{\text{ТП}} / k_{\text{НП}} = 122 \cdot 100 / 1150 = 10,6 \text{ Ом.}$$

Уставка реле третьей ступени дистанционной защиты по сопротивлению:

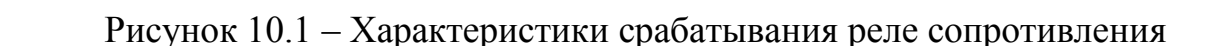
$$Z_{\text{ср,дз3}} = Z_{\text{дз3}} \cdot k_{\text{ТП}} / k_{\text{НП}} = 220 \cdot 100 / 1150 = 19,1 \text{ Ом.}$$

*характеристик дистанционной защиты.*

При выборе характеристик сопротивления (ХС) дистанционной защиты учитываются следующие требования:

- 1) надежная отстройка от максимальных нагрузочных режимов объекта защиты (ОЗ);
- 2) надежный охват дуговых повреждений;
- 3) надежность и быстрота срабатывания с учетом различных влияющих факторов;
- 4) надежная отстройка от внешних дуговых повреждений;
- 5) надежное срабатывание при близких повреждениях через дугу, когда входное сопротивление располагается вблизи активной оси  $R$ ;
- 6) обеспечение направленности ХС при повреждениях вблизи места установки защиты;
- 7) надежное резервирование защит;
- 8) обеспечение действия АПВ при повреждениях на воздушной линии и не действие АПВ при КЗ в кабельной линии.

На рис. 10. 1 представлены примеры ХС четырех ступеней дистанционной защиты.



Если сработает первая ступень дистанционной защиты, то

2 ступень ( $Z_1'', Z_2''$ );  $Z_y''=1.93$  Ом;  $t_y''=0.5$  с – перекрывает 1 ступень и 90% воздушной линии. Характеристика сопротивления ступени рекомендовано такого же вида, как для 1 ступени, с теми же условиями выбора, но с действием АПВ. Если сработала ХС второй ступени, но не сработала ХС первой ступени, то повреждения только в воздушной линии, выполнится АПВ выключателя.

3 ступень ( $Z_1''', Z_2''', Z_3''', Z_4'''$ )  $Z_y'''=7.95$  Ом;  $t_y'''=2.5$  с- перекрывает всю защищаемую кабельно-воздушную линию и участки соседней подстанции ПС-В. Ограничение сверху определяется уставкой  $Z_y'''$  и вершинами  $Z_1''', Z_2'''$  (на расстоянии от  $Z_y'''$ ) с целью охвата дуговых повреждений и быстроты срабатывания ХС с учетом различных факторов. Небольшой наклон верхней стороны ( $Z_1''', Z_2'''$ ) обеспечивает отстройку от внешних дуговых повреждений. Ограничение справа ( $Z_1''', Z_4'''$ ) с целью охвата дуговых повреждений. Сопротивление дуги  $R_n$  не линейно, и с приближением места КЗ к источнику питания значения  $R_n$  падает. Поэтому правая сторона ( $Z_1''', Z_4'''$ ) имеет наклон.

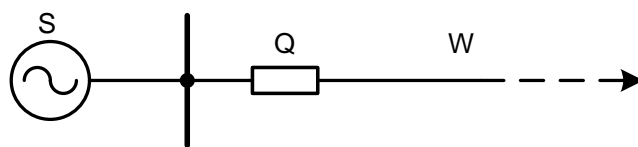
Ограничение слева ( $Z_2''', Z_3'''$ ) определяется возможными погрешностями реле сопротивления в статических и динамических режимах, а также требованием быстродействия. При этом, чем больше точка КЗ ( $Z_K$ ) удалена от стороны  $Z_2''', Z_3'''$ , тем с большими запасами обеспечивается срабатывание, и реле сопротивления имеет меньшее время срабатывания. Нижняя сторона ( $Z_3''', Z_4'''$ ) характеристики в III и IV квадрантах выбрана таким образом, чтобы обеспечить надежное срабатывание при близких дуговых повреждениях и резервирование действия первых ступеней защит при КЗ на шинах подстанции.

4 ступень ( $Z_1^{IV}, Z_2^{IV}, Z_3^{IV}, Z_4^{IV}$ )  $Z_y^{IV}=8.83$  Ом;  $t_y^{IV}=2.5$  с – имеет наибольшую зону срабатывания и выполняет функции дальнего резервирования с надежной отстройкой от нагрузки ( $Z_{нр}$ ) при сохранении чувствительности к удаленным повреждениям. Данная ступень резервирует быстродействующие защиты смежных подстанций ПС-В и ПС-С. Характеристика срабатывания ступени рекомендована такого вида, как для 3 ступени, с теми же условиями выбора, но более широкая, обусловленная уставкой срабатывания  $Z_y^{IV}$ .

Для защиты высоковольтных линий 110 – 330 кВ рассмотрим применение шкафа ШДЭ 2802, который используется в качестве единственного комплекта

защиты (при отсутствии основной быстродействующей защиты с возможностью обеспечения дальнего и ближнего резервирования одновременно. При наличии основной быстродействующей защиты устанавливается шкаф ШДЭ 2801.

Шкаф ШДЭ 2802 содержит основной и резервный комплекты, которые показаны на рис. 10.2. Основной комплект (по составу - ШДЭ 2801) содержит: трехступенчатую дистанционную (3Z) направленную ( $\rightarrow$ ) защиту с блокировками при качаниях и неисправностях цепей напряжения, токовую отсечку (A), четырехступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности ( $4A_0$ ). Резервный комплект содержит двухступенчатую дистанционную (2Z) направленную защиту и двухступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности ( $2A_0$ ). Измерительные органы каждой ступени дистанционной защиты имеют три реле сопротивления KZ, включенные на разность фазных токов и междуфазные напряжения (возможно включение на напряжение относительно нулевой точки системы).



AK1		
ШДЭ 2802		
3Z	2T	$\rightarrow$
	A	
$4A_0$	3T	$\rightarrow$
2Z	2T	$\rightarrow$
$2A_0$	2T	$\rightarrow$

Рисунок 10.2- – Объемы релейной защиты линии

Характеристики срабатывания реле сопротивления дистанционной защиты линий 110 – 330 кВ представлены на рис. 10.3, 10.4 и 10.5.

Характеристика срабатывания реле сопротивления *первой ступени* имеет форму близкую к окружности, проходящей через особые точки  $Z1$ ,  $Z2$ ,  $Z3$  и через начало координат. Окружность составлена из трех дуг, опирающихся на хорды  $Z1 Z2$ ,  $Z2 Z3$ ,  $Z3 Z1$ .

Угол максимальной чувствительности реле ( $\varphi_{м.ч.}$ ) составляет  $75^\circ$ .

Характеристика срабатывания реле сопротивления *второй ступени* (рис. 10.4) - четырехугольник с вершинами  $Z_1$ ,  $Z_2$ ,  $Z_3$ ,  $Z_4$ , охватывающий начало координат, и со смещением в III квадрант.

Предусмотрено две ступени регулирования наклона правой боковой стороны четырехугольника  $Z_1 Z_4$  на  $0,15$  и  $0,3 Z_{уст}$  по оси  $R$ .

Угол максимальной чувствительности равен  $75^\circ$ .

Характеристика срабатывания реле сопротивления *третьей ступени* (см. рис. 10.5) – треугольник с вершинами  $Z_1$ ,  $Z_2$  и  $Z_3$ .

Последняя вершина совпадает с началом координат.

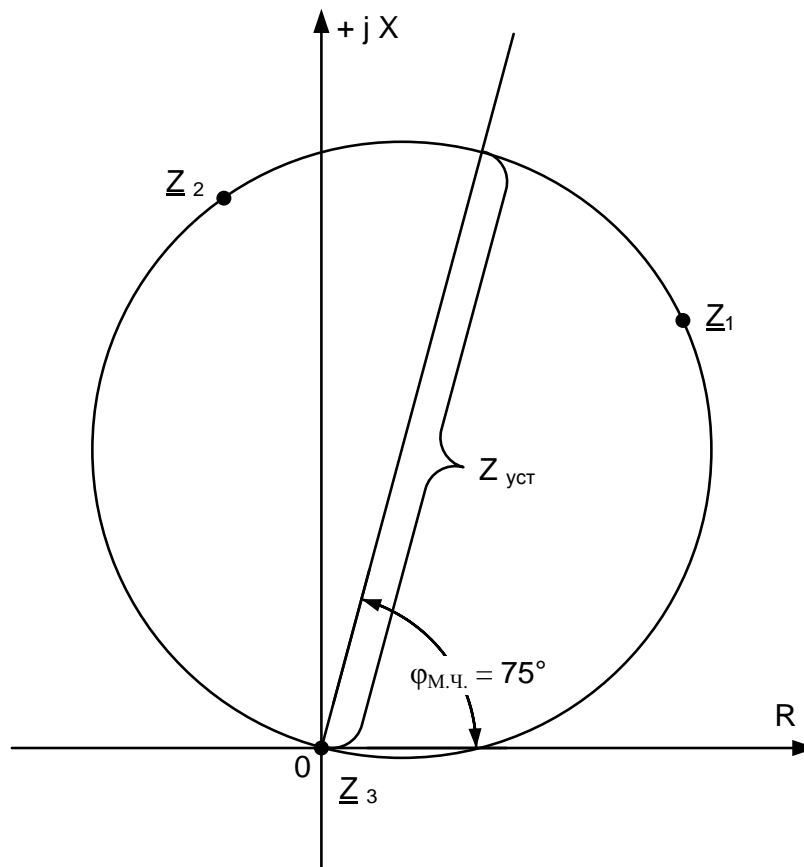


Рисунок 10.3 – Характеристика срабатывания I ступени защиты

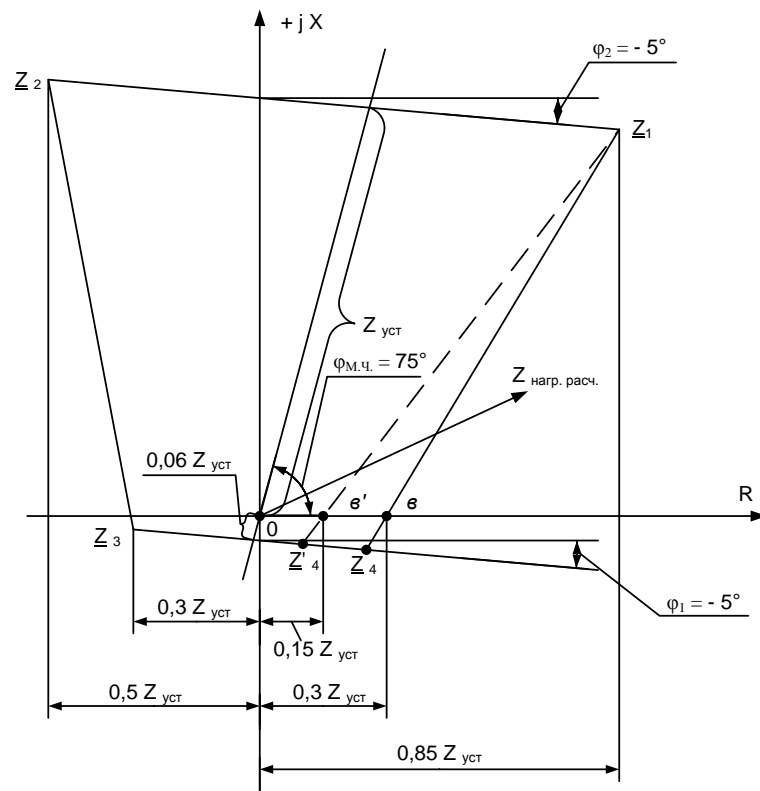


Рисунок 10.4 – Характеристика срабатывания II ступени защиты

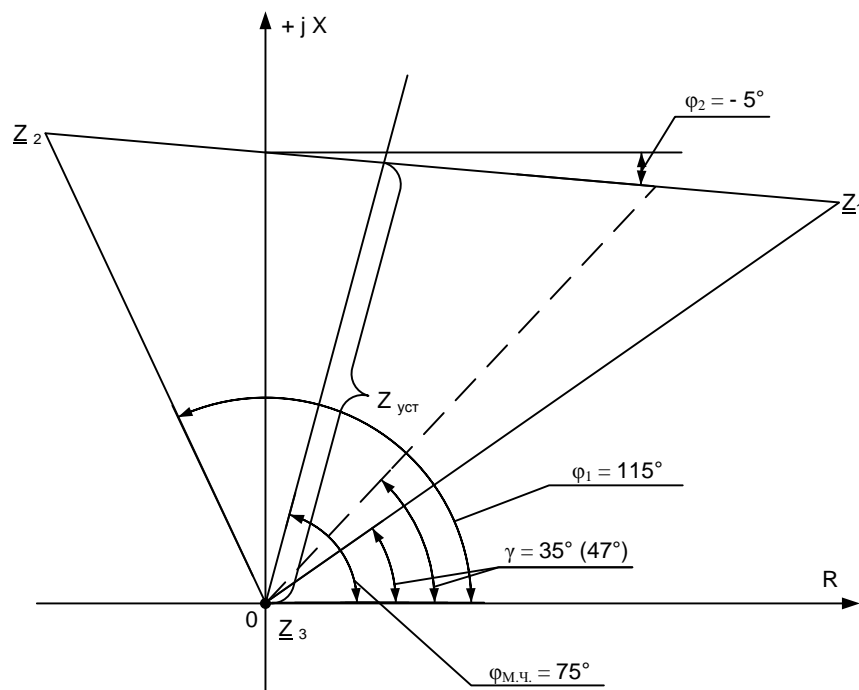
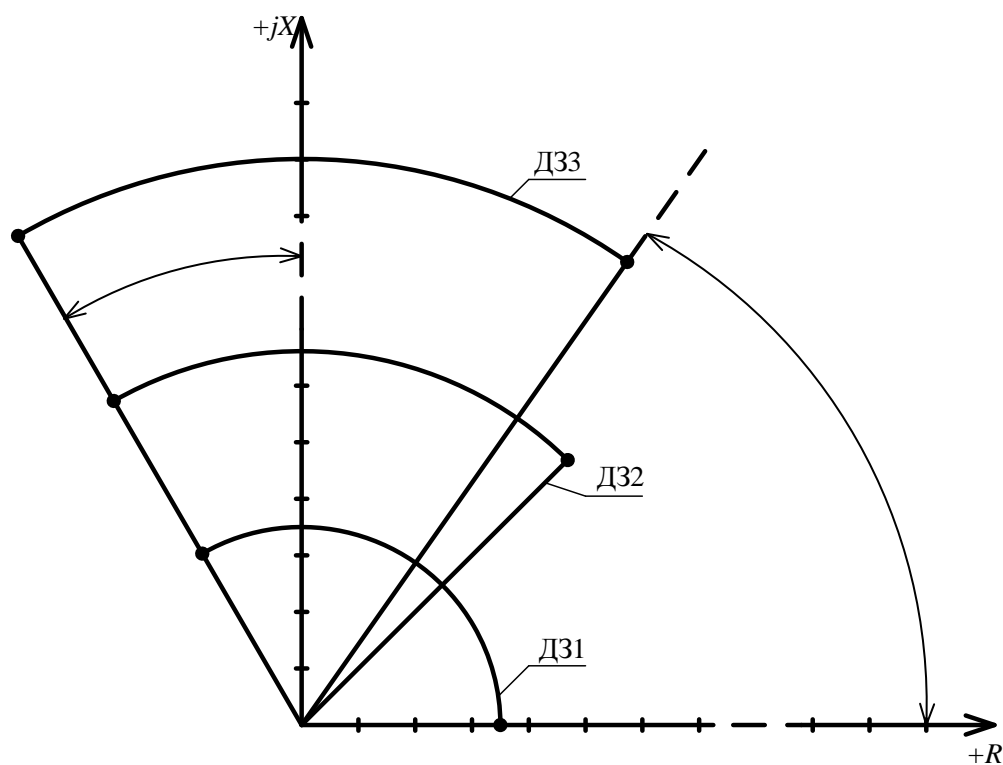


Рисунок 10.5 – Характеристика срабатывания III ступени защиты

Предусмотрены две степени регулирования наклона правой боковой стороны  $Z1-Z3$ , проходящей через начало координат под углом  $\gamma=35^\circ$  или  $\gamma=47^\circ$  к оси  $R$ . Реле сопротивления I и III ступеней имеют общий блок памяти, обеспечивающий правильную работу защиты при близких КЗ.

Сопротивление срабатывания реле сопротивления  $Z_{уст}$  каждой из ступеней задается при угле между напряжением и током, равным  $75^\circ$ , который условно назван углом максимальной чувствительности.

На рис. 10.6 показаны предлагаемые характеристики направленной трехступенчатой дистанционной защиты линии Л4 на стороне системы и электростанции ЭС1.



исунок 10.6 – Характеристики реле дистанционных защит Л4



Перспективно применение микропроцессорной направленной трехступенчатой дистанционной защиты линии на примере ПМ РЗА «Діамант» НПО «ХАРТРОН-ИНКОР».

При междуфазных КЗ в качестве пускового органа защиты используются комплексные сопротивления  $Z_{AB}$ ,  $Z_{BC}$ ,  $Z_{CA}$ , которые определяются по линейным напряжениям  $U_{AB}$ ,  $U_{BC}$ ,  $U_{CA}$  и токам  $I_{AB}$ ,  $I_{BC}$ ,  $I_{CA}$ :

$$Z_{AB} = U_{AB} / I_{AB} = Z_{IK} = Z_{I\gamma D} * L_K;$$

$$Z_{BC} = U_{BC} / I_{BC} = Z_{IK} = Z_{I\gamma D} * L_K;$$

$$Z_{CA} = U_{CA} / I_{CA} = Z_{IK} = Z_{I\gamma D} * L_K.$$

При однофазных КЗ - сопротивления  $Z_A$ ,  $Z_B$ ,  $Z_C$ , которые рассчитываются по фазным токам  $I_A$ ;  $I_B$ ;  $I_C$  и напряжениям  $U_A$ ,  $U_B$ ,  $U_C$ , с учетом компенсации тока нулевой последовательности:

$$Z_{A0} = U_A / (I_A + \kappa * I_0) = Z_{IK} = Z_{I\gamma D} * L_K;$$

$$Z_{B0} = U_B / (I_B + \kappa * I_0) = Z_{IK} = Z_{I\gamma D} * L_K;$$

$$Z_{C0} = U_C / (I_C + \kappa * I_0) = Z_{IK} = Z_{I\gamma D} * L_K,$$

$$\text{где } \kappa = | (Z_{0\gamma D} - Z_{I\gamma D}) / Z_{I\gamma D} |.$$

Форма характеристики каждой ступени защиты может быть задана в виде выпуклого четырехугольника (или треугольника) с произвольным расположением на комплексной плоскости в осях активного и реактивного сопротивления. Это достигается с помощью соответствующего выбора восьми уставок, которые определяют координаты вершин каждой зоны срабатывания на комплексной плоскости. Нумерацию вершин каждой зоны срабатывания защиты следует проводить последовательно против часовой стрелки. При этом в качестве первой вершины можно выбрать любую из них.

На рисунке 10.7 приведены возможные формы зон срабатывания защиты, их расположение на комплексной плоскости, а также допустимая нумерация их вершин.

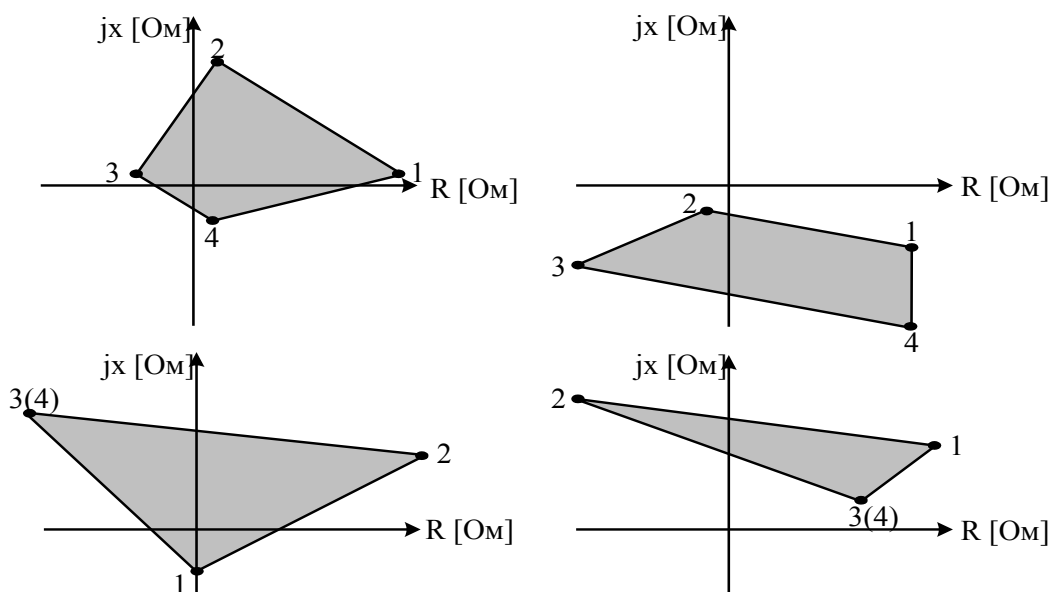


Рисунок 10.7 – Характеристики срабатывания дистанционной защиты

В защите предусмотрены:

- индивидуальная настройка времени срабатывания каждой ступени. Для этого необходимо задать уставку, соответствующую требуемому значению указанного времени;
- возможность выбора оперативного, автоматического и телеускорения каждой ступени защиты с соответствующей регулировкой времени срабатывания каждой ступени;
- блокировка защиты при качаниях в энергосистеме, которая выполнена на основе оценки скорости изменения годографа вектора комплексного сопротивления. Эта скорость существенно отличается в режимах КЗ и в режимах, сопровождающихся "качанием" электрических параметров в защищаемом оборудовании;
- автоматическая блокировка защиты при наличии неисправностей в измерительных цепях напряжения.

## 11. ПОПЕРЕЧНАЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ НАПРАВЛЕННАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ

Поперечная дифференциальная токовая направленная защита линий (ПДТНЗ) применяется для защиты однотипных параллельных линий. Работа защиты основана на сравнении по величине и фазе токов, протекающих по обеим параллельным линиям. Измерительные трансформаторы тока для защиты ТА с одинаковыми коэффициентами трансформации устанавливаются с двух концов параллельных линий, а их вторичные обмотки соединяются по схеме с циркулирующими токами, схема на разность токов (рис. 11.1). ПДТНЗ выполняется без выдержки времени поскольку по принципу действия защита не реагирует на сквозные токи КЗ (внешние КЗ), токи нагрузок и качаний.

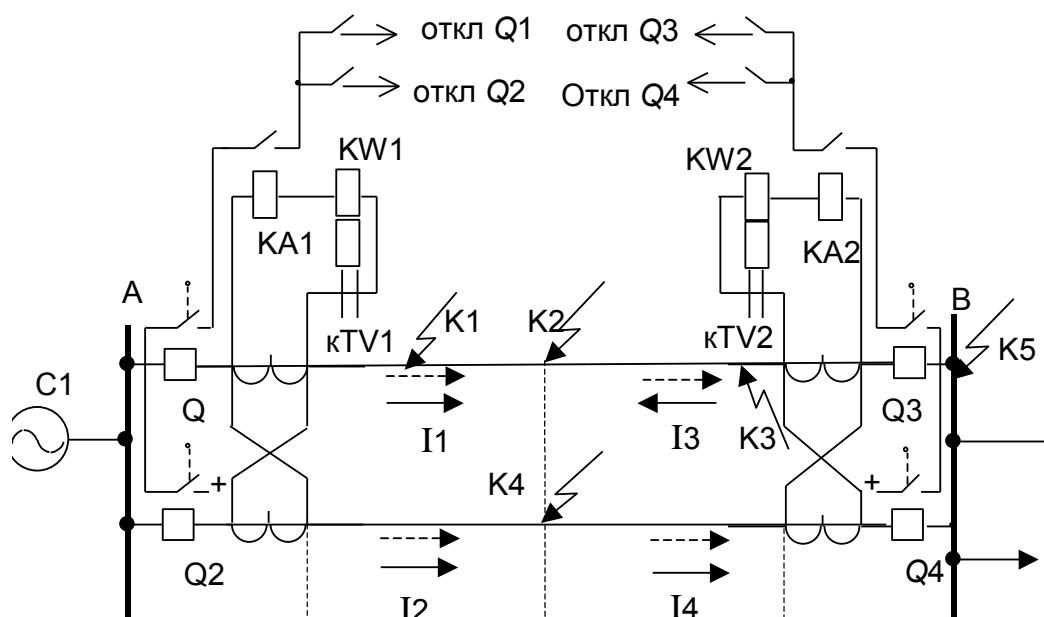


Рисунок 11.1. – Поясняющая схема защиты

В нормальном режиме максимальной нагрузки  $I_{PM}$  или максимальном сквозном токе короткого замыкания К5 токи в линиях (пунктирные линии) равные и имеют одно направление «от шин источника питания С1 – в линии».

А токи в пусковых реле максимального типа  $KА1$  и  $KА2$  (допуская коэффициент трансформации измерительных трансформаторов тока равным 1) – малые, не превышающие значений максимального тока небаланса  $I_{НБ, \max}$  и тока срабатывания защиты  $I_{СЗ}$ :

$$I_{KА1} = I_{KА2} = (I_1 - I_2) < I_{НБ, \max} < I_{СЗ}.$$

При коротком замыкании К-3 в одной из параллельных линий длиной  $L$  на расстоянии  $L_B$  от шин подстанции В соотношение токов (на рис. 11.1) сплошные линии) в линиях изменится:

$$I_1 / I_2 = (L + L_{X, B}) / (L - L_B).$$

Полный ток в месте короткого замыкания К-3:

$$I_{K3} = I_1 + I_2.$$

Тогда доля первого тока в суммарном токе короткого замыкания:

$$I_1 / I_{K3} = (L + L_B) / 2L.$$

И доля второго тока в суммарном токе короткого замыкания:

$$I_2 / I_{K3} = (L - L_B) / 2L.$$

Реле  $KА1$  реагирует на разность токов линий:

$$I_{KА1} = (I_1 - I_2) = I_{K3} \cdot L_B / L.$$

При выбранном токе срабатывания защиты  $I_{СЗ}$  реле  $KА1$  сработает если удаленность от шин В ( $L_B$ ) больше, чем зона не чувствительности, определяемая как мертвая зона  $L^1_X$  для защиты на стороне С1:

$$L^1_X = I_{СЗ} \cdot L / I_{K3}.$$

Предыдущая формула определяет мертвую зону защиты: чем больше ток срабатывания защиты  $I_{СЗ}$ , тем больше эта зона. При  $L^1_X < L_B$  (ближе к шинам подстанции В) пусковой орган защиты  $KА1$  не сработает. Таким образом для ПДТНЗ, установленной слева мертвая зона справа, на стороне нагрузки.

Реле  $KА2$  для ПДТНЗ при коротком замыкании К-3 в одной из параллельных линий длиной  $L$  на расстоянии  $L_B$  от шин подстанции В реагирует на сумму токов линий (на рис. 11.1 сплошные линии):

$$I_{KА2} = (I_4 + I_3) = 2 I_2 = 2 I_{K3} \cdot (L - L_B) / 2L.$$

Для ПДТНЗ, установленной справа (реле  $KА2$ ) мертвая зона слева, со стороны системы С1 на расстоянии:

$$L^{11}_X = L - L_B.$$

Чувствительность защиты зависит от соотношения величин  $L^{11}_X$  и  $L$ :

$$I_{KА2} = I_{K3} \cdot L^{11}_X / L.$$

При выбранном токе срабатывания защиты  $I_{СЗ}$  реле  $KА2$  сработает если удаленность короткого замыкания от шин А ( $L_A$ ) больше, чем зона не чувствительности, определяемая как мертвая зона  $L^{11}_X$  для защиты на стороне нагрузки:

$$L_{\text{X}}^{11} = I_{\text{CЗ}} \cdot L / I_{\text{КЗ}}.$$

Предыдущая формула также определяет мертвую зону защиты, установленной справа (реле  $K\Delta 2$ ): чем ближе короткое замыкание к подстанции А, тем дальше протекать току повреждения по второй линии  $L_2$ , тем он будет меньше. Таким образом для ПДТНЗ, установленной справа мертвая зона слева, на стороне системы С1.

Реле  $KW1$  и  $KW2$  применяются для определения поврежденной линии. Если короткое замыкание в первой линии (К-2), то для реле  $KW1$  и  $KW2$ , которые реагируют на направления мощности:

$$I_1 > I_2 = + \Delta I$$

будет положительный знак направления мощности для разрешения отключения выключателей  $Q1$  и  $Q3$ .

А когда короткое замыкание во второй линии (К-4), то для реле  $KW1$  и  $KW2$ , которые реагируют на направления мощности:

$$I_1 < I_2 = - \Delta I$$

будет отрицательный знак направления мощности для разрешения отключения выключателей  $Q2$  и  $Q4$ .

Для электромеханических защит применяются реле мощности двухстороннего действия или два реле мощности одностороннего действия. От того, где короткое замыкание реле мощности отключают только одну линию.

Чтобы ПДТНЗ не сработала ложно при отключении выключателя одной из защищаемых линий, в схеме защиты (см. рис. 11.1) предусмотрен разрыв цепи оперативного тока (+) блок-контактом выключателя  $Q$ .

Основной недостаток защиты – это ее каскадное действие, которое увеличивает время отключения короткого замыкания. Например, рассмотрим короткое замыкание в мертвой зоне «справа» для защиты  $K\Delta 1$  «слева» ( $L^1_{\text{В}}$ ). Защита  $K\Delta 1$  «слева» не сработает, а защита «справа» ( $K\Delta 2$ ,  $KW2$ ) сработает и отключит выключатель  $Q3$ . После отключения выключателя  $Q3$  картина для повреждения меняется поскольку весь ток короткого замыкания пойдет по одной поврежденной линии и защита ( $K\Delta 1$ ,  $KW1$ ) «слева» сработает и отключит выключатель  $Q1$ . Таким образом ПДТНЗ действует правильно, но «каскадно».

Каскадное действие защиты – это работа одной защиты после действия другой защиты.

Короткое замыкание в линии без каскадного действия отключается со временем:

$$t_{\text{КЗ}} = t_{\text{СЗ}} + t_{\text{откл. } Q},$$

где  $t_{сз}$  – время срабатывания защиты;  $t_{отк. \varrho}$  – паспортная длительность отключения выключателя.

Каскадное действие ПДТНЗ увеличивает длительность повреждения:

$$t_{к, кз} = 2 \cdot (t_{сз} + t_{отк. \varrho}).$$

При трехфазном металлическом коротком замыкании вблизи места установки ПДТНЗ возможно неправильное ее действие из-за недостаточной величины напряжения для реле направления мощности.

Для определения параметров защиты необходимо знать максимальный ток нагрузки для линии и максимальные (минимальные) токи короткого замыкания на стороне источника питания и нагрузки.

Из предыдущих расчетов известен суммарный ток трехфазного КЗ на шинах системы С1 (в точке К-1) в максимальном режиме:

$$I_{к-1, \max} = I_{к-1, С} + I_{к-1, \text{ЭС1}} + I_{к-1, \text{ЭС2}} = 10,1 + 2,2 + 0,7 = 13 \text{ кА.}$$

Эквивалентное сопротивление системы с учетом всех источников питания в максимальном режиме:

$$X_{\text{Э,С} \max} = U_{\text{С}} / (1,73 \cdot I_{к-1, \max}) = 115 / (1,73 \cdot 13) = 5,1 \text{ Ом.}$$

Суммарный ток трехфазного КЗ на шинах системы С1 (в точке К-1) в минимальном режиме:

$$I_{к-1, \min} = I_{к-1, С, \min} + I_{к-1, \text{ЭС1}, \min} + I_{к-1, \text{ЭС2}} = 9,0 + 1,5 + 0,7 = 11,2 \text{ кА.}$$

Эквивалентное сопротивление системы в минимальном режиме:

$$X_{\text{Э,С} \min} = U_{\text{С}} / (1,73 \cdot I_{к-1, \min}) = 115 / (1,73 \cdot 11,2) = 5,9 \text{ Ом.}$$

Сопротивление ЛЭП (Л1 и Л2):

$$X_{\text{ЛЭП}} = 0,5 \cdot X_{\text{Л}} \cdot L = 0,5 \cdot 0,42 \cdot 120 = 25,2 \text{ Ом.}$$

Ток трехфазного КЗ на приемных шинах (в точке К-5) в максимальном режиме:

$$I_{к-5, \max} = U_{\text{С}} / 1,73 \cdot (X_{\text{Э,С} \max} + X_{\text{ЛЭП}}) = 115 / 1,73 \cdot (5,1 + 25,2) = 2,19 \text{ кА.}$$

Ток трехфазного КЗ на приемных шинах (в точке К-5) в минимальном режиме:

$$I_{к-5, \min} = U_{\text{С}} / 1,73 \cdot (X_{\text{Э,С} \min} + X_{\text{ЛЭП}}) = 115 / 1,73 \cdot (5,9 + 25,2) = 2,18 \text{ кА.}$$

Рабочий максимальный ток линии:

$$I_{\text{РМ}} = 1,4 \cdot S_{\text{Т}} / (1,73 \cdot U_{\text{С}}) = 1,4 \cdot 16 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 115) = 113 \text{ А.}$$

Выбираем коэффициент трансформации для измерительных трансформаторов тока:

$$K_T = 300 / 5 = 60.$$

Ток срабатывания для токовых пусковых органов  $KA$  выбираем по двум условиям. Первое условие – условие несрабатывания от тока небаланса при максимальном сквозном токе короткого замыкания:

$$I_{CЗ} = 0,5 \cdot K_H \cdot K_{АП} \cdot K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_{K-5, \max} = 0,5 \cdot 1,3 \cdot 1,8 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 2190 = 256,2 \text{ А},$$

где  $K_H$  – коэффициент надежной отстройки;  $K_{АП}$  – коэффициент апериодической составляющей в токе КЗ для мгновенных защит;  $K_{ОДН}$  – коэффициент однотипности измерительных трансформаторов тока в схеме их соединения;  $f_i$  – погрешность измерительных трансформаторов тока.

Второе условие – условие несрабатывания при отключении одной из линий на противоположном конце:

$$I_{CЗ} = K_H \cdot I_{PM} / K_B = 1,3 \cdot 113 / 0,85 = 173 \text{ А},$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности отстройки;  $K_B$  – коэффициент возврата реле.

Принимаем максимальное значение  $I_{CЗ} = 300 \text{ А}$ .

Ток срабатывания реле  $KA$ :

$$I_{CP} = K_{CX} \cdot I_{CЗ} / K_T = 300 / 60 = 5 \text{ А}.$$

Выбираем реле максимального тока типа РТ-40/ 10.

Определяем мертвую зону защиты:

$$L_X = I_{CP} \cdot K_T \cdot L / I_{K-5, \min} = 5 \cdot 60 \cdot 120 / 2180 = 16,5 \text{ км},$$

что составляет  $L_X^* = L_X / L = 16,5 / 120 = 0,14 \cdot L$ .

С учетом возможной дуги защита будет чувствительной ( $K_{ч} > 2$ ), если  $L_{ХД}^* < 0,5 \cdot L$ , что и требовалось доказать.

## **12. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ СИСТЕМ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ**

Современные технологии и методы построения микропроцессорных систем релейной защиты и автоматики должны подчиняться техническим требованиям, основные положения которых изложены ниже. Все функции релейной защиты и автоматики выполняются децентрализованными, т.е. на уровне одного присоединения, одной монтажной единицы (линия, трансформатор, генератор, электродвигатель и т. п.) или одной функции для нескольких присоединений (например, защита шин) в виде автономных микропроцессорных устройств.

В случае, если защита присоединения состоит из двух или более взаимных и резервируемых систем защиты, каждая из систем защиты должна быть полностью независимой от другой, чтобы при КЗ в защищаемой зоне никакой отказ в одной системе защит не приводил к отказу или к недопустимому увеличению времени отключения другой системой защит. При этом там, где это возможно, рекомендуется выполнять независимые системы защиты с разными принципами действия.

Например, на линиях 110 кВ и выше рекомендуется основную защиту № 1 выполнять с использованием абсолютной селективности, а основную защиту № 2 – с использованием относительной селективности и передачей ускоряющих и отключающих импульсов.

Независимые МП РЗА присоединений должны быть в максимальной степени разделены по цепям трансформаторов тока и напряжения, источникам питания и цепям управления на постоянном оперативном токе, по дискретным входам и выходам. В каждой из микропроцессорных взаимных и резервируемых систем РЗА должна предусматриваться максимально возможная автономность выполнения различных функций, входящих в данную систему защиты таким образом, чтобы отказ выполнения одной функции не приводил к отказу выполнения другой функции.

Устройства МП РЗА должны предусматривать возможность их использования в виде отдельных автономных устройств РЗА, совместимых с существующими традиционными устройствами, и должны обеспечивать возможность их использования в качестве устройств нижнего уровня АСУ ТП или других координированных систем контроля и (или) управления.



В системах должна предусматриваться возможность выполнения дополнительных функций на базе использования имеющейся в МП РЗА информации (функции осциллографа, регистрации событий, определения места повреждения, изменения групп уставок и др.). Необходим вывод из МП РЗА необходимого объема информации для анализа правильности действия РЗА и для создания координированных систем контроля и управления или использования в АСУ ТП.

Устройства МП РЗА должны содержать оперативные элементы местного контроля, управления и сигнализации с интерфейсом общения «человек – защита», а в необходимых случаях – интерфейс, обеспечивающий такое общение с внешней ПЭВМ (координированных систем контроля и управления или АСУ ТП с целью ввода и вывода информации для дистанционного управления).

Устройства МП РЗА должны выполняться с программируемой логикой взаимодействия, как между различными функциями защиты, управления и контроля, входящими в состав МП РЗА (внутренними функциями), так и между этими функциями и внешними устройствами других защит, управления и контроля подстанции (электростанции). Это должно позволить пользователю реализовывать различные конфигурации схем РЗА и управления, отвечающие различным первичным схемам электрических соединений, условиям эксплуатации и требованиям пользователя.

С этой целью МП РЗА должны обеспечивать необходимое количество различных логических функций в сочетании с таймерами и предусматривать возможность использования необходимого числа модулей дискретных входов (выходов). Должна предусматриваться возможность использования дискретных входов для логической увязки между собой и с любой из внутренних функций и возможность использования внутренних сигналов МП РЗА для управления различными выходными реле.

Архитектура вычислительной системы и номенклатура модулей МП РЗА определяются конкретными задачами защиты в зависимости от вида присоединения и класса напряжения. В общем случае сложное устройство МП РЗА (класс напряжения 110 кВ и выше) должно включать: модули устройства связи с объектом (УСО); мультиплексоры, аналого-цифровые преобразователи (АЦП), процессорные устройства (ПУ); модули устройств дискретного ввода-вывода; блок интерфейса общения «человек-защита»; модуль интерфейса связи с верхним уровнем; блок питания.

Модуль УСО осуществляет преобразование аналоговых входных электрических величин для их согласования с интерфейсами вычислительной системы. УСО может включать промежуточные трансформаторы тока и напряжения (ПТТ и ПТН). ПТТ и ПТН должны обеспечивать гальваническое разделение входных цепей от внутренних цепей МП РЗА и осуществлять нормирование входных сигналов. Модуль УСО может включать аналоговые фильтры.

При большом динамическом диапазоне входных токов возможна установка двух ПТТ на ток каждой фазы, имеющих разные коэффициенты передачи и в совокупности обеспечивающих необходимый динамический диапазон для нормального функционирования защиты. Максимальный динамический диапазон по току может составлять  $(0,01 \dots 100) I_{\text{ном}}$ .

Модуль мультиплексора обеспечивает переключение каналов АЦП. Для снижения угловой погрешности из-за конечного времени переключения каналов и аналого-цифрового преобразования в модуль может входить устройство выборки и хранения.

Специальный стандарт ANSI/IEEE определяет обозначения и нумерацию функций отдельных элементов электрической сети, в том числе и основных функций релейной защиты. Назначение и обозначения отдельных распространенных функций следующие.

Токовая защита без выдержки времени (токовая отсечка), № ANSI: 50, маркировка:  $I >>$ . Контроль значения тока.

Токовая защита с выдержкой времени (ступенчатой или зависимой от тока), № ANSI: 51, маркировка:  $I >, t$ . Контроль значения и длительности тока.

Токовая защита от замыканий на землю без выдержки времени, № ANSI: 50N, маркировка:  $I_E >>$ . Контроль значения тока замыкания на землю.

Токовая защита от замыканий на землю с выдержкой времени (ступенчатой или зависимой от тока), № ANSI: 51N, маркировка:  $I_E >, t$ .

Направленная токовая защита (ступенчатая или с зависимой выдержкой времени), № ANSI: 67, маркировка:  $I_{\text{dir}} >>; I_{\text{dir}} >; t$ . Контроль значений и направлений тока (мощности).

Направленная токовая защита от замыканий на землю (ступенчатая или с выдержкой времени), № ANSI: 67N, маркировка:  $I_{\text{Edir}} >>; I_{\text{Edir}} >; t$ . Контроль значений и направлений тока замыкания (мощности) на землю.

Тепловая (температурная) защита, № ANSI: 49, маркировка:  $\theta >$ . Непосредственный или косвенный контроль температуры объекта.

Защита минимального тока, № ANSI: 37, маркировка:  $I < ; I < ; t$ . Контроль значения и длительности протекания тока.

Защита по току обратной последовательности, № ANSI: 46, маркировка:  $I_2 > ; I_2 > ; t$ . Контроль значения и длительности протекания тока обратной последовательности.

Устройство резервирования отказа выключателя, № ANSI: 50BF, маркировка:  $I > ; t$ .

Защита минимального напряжения, № ANSI: 27, маркировка:  $U < t$ . Контроль величины напряжения.

Контроль исправности цепей, № ANSI: 47, контроль соотношений между несколькими напряжениями.

Защита максимального напряжения, № ANSI: 59; 59N, маркировка:  $U > , t ; U_E > ; t$ . Контроль значения и длительности напряжения.

Защита от замыканий на землю с контролем по напряжению, № ANSI: 64, маркировка:  $U_E > ; t$ .

Токовая защита с пуском по напряжению, № ANSI: 51V, маркировка:  $I > ; U < ; t$ . Контроль значения и длительности токов и напряжений.

Защита от перевозбуждения, № ANSI: 40, контроль тока в цепи возбуждения.

Защита двигателя в режиме пуска, № ANSI: 48. Контроль значения и длительности протекания тока.

Защита, реагирующая на направление мощности, № ANSI: 32, маркировка:  $\phi(U, I)$ . Контроль направления мощности.

Дистанционная защита, № ANSI: 21, маркировка  $Z < .$  Контроль комплексного сопротивления  $\underline{Z}$ .

Дистанционная защита от замыканий на землю, № ANSI: 21N, маркировка  $Z_E < .$  Контроль комплексного сопротивления  $\underline{Z}$ .

Определитель места повреждения, № ANSI: 21FL. Измерения расстояния до места повреждения.

Защита по частоте, № ANSI: 81, маркировка:  $f > < .$  Контроль частоты.

Защита по показателю мощности, № ANSI: 55., маркировка:  $\cos\phi$ . Контроль показателя мощности.

Контроль синхронизма, № ANSI: 25. Контроль разности амплитуд, частот и фазового сдвига двух напряжений.

Блокировка при качаниях, № ANSI: 78. Контроль развития качаний в энергосистеме.

Автоматическое повторное включение, № ANSI: 79. Серия циклов «отключить-выключить» с контролем действия релейной защиты.

Контроль цепей отключения выключателей, № ANSI: 74TC.

Контроль исправности цепи отключения. Фиксация отключения, № ANSI: 86. Запоминание действия выходного реле на отключение выключателя.

Дифференциальная защита генератора, № ANSI: 87G.

Дифференциальная защита трансформатора, № ANSI: 87T.

Дифференциальная защита шин, № ANSI: 87BB.

Дифференциальная защита двигателя, № ANSI: 87M.

Дифференциальная защита линии, № ANSI: 87L.

Защиты абсолютной селективности с косвенным сравнением сигналов, № ANSI: 85. Использование сигналов для отключения с другой стороны объекта.

Ограничение числа пусков двигателя. № ANSI: 66. Контроль числа пусков двигателя в течение заданного промежутка времени.

Защита от перевозбуждения, № ANSI: 24, маркировка:  $U/f$ . Контроль  $U/f$ .

Защита от затормаживания ротора № ANSI: 51LR. Контроль длительности протекания тока.

Фиксация заторможенного ротора электрической машины. № ANSI: 14. Контроль состояния ротора. Амплитуда тока  $I$ . Критерии измерения  $I > A$ ;  $I < A$ .

Пусковые и измерительные устройства. Симметричные составляющие трехфазной системы токов  $I_1, I_2, I_0$ . Критерии измерения:  $I_{1,2,0} > A$ ;  $I_1/I_2 > K$ ;  $I_2/I_0 > K$ .

Пусковые и измерительные органы РЗ. Скорость изменения тока (мгновенные значения)  $di/dt$ . Критерии измерения  $\Delta i/\Delta t > A$ . Скорость изменения амплитуды тока  $dI/dt$ . Критерии измерения  $\Delta I/\Delta t > A$ . Скорость изменения вектора тока  $d\underline{I}/dt$ . Критерии измерения  $|\Delta \underline{I}|/\Delta t > A$ . Временная токовая функция  $F(I, t)$ . Критерии измерения:  $F(I, t) > 0$ . Защиты с зависимой выдержкой времени. Косвенный контроль температуры  $\theta^\circ = F(I, di/dt)$ . Критерии измерения

$F(I, di/dt, \theta^\circ) > 0$ . Защиты от перегрузки. Дифференциальные защиты объектов. Амплитуда напряжения  $U$ . Критерии измерения:  $U < A$ ;  $U > A$ . Симметричные составляющие трехфазной системы напряжений:  $U_1, U_2, U_0$ . Критерии измерения  $U_{1,2,0} > A$ . Скорость изменения напряжения (мгновенные значения)  $du/dt$ . Критерии измерения  $\Delta u/\Delta t > A$ . Скорость изменения вектора напряжения  $d\underline{U}/dt$ . Критерии измерения  $|\Delta \underline{U}|/\Delta t > A$ . Угол между токами  $\varphi(\underline{I}_A, \underline{I}_B)$ . Критерии измерения  $\varphi_1 \leq \varphi(\underline{I}_A, \underline{I}_B) \leq \varphi_2$ .

*Краткие сведения по терминалам систем релейной защиты и автоматики [15].*

**«Хартрон-Інкор» – ПМ РЗА «Діамант» (г. Харьков)** украинский лидер по производству и внедрению микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики оборудования различного назначения: линий 6-220 кВ;

- трансформаторов, автотрансформаторов;
- генераторов;
- электродвигателей;
- вводов;
- шин, ошиновок;
- отходящих присоединений;
- противоаварийной автоматики.

Микропроцессорные терминалы **«SCHNEIDER ELECTRIC»:**

Seram серий 20–80. Каждый тип устройств Seram включает функции, необходимые для защиты конкретного присоединения: ввод/отходящая линия, трансформатор, двигатель, генератор и др.

Микропроцессорные терминалы **«ALSTOM» – MiCOM:**

- серия Р 100 – направленные токовые многоступенчатые защиты от междуфазных коротких замыканий и замыканий на землю;
- серия Р 200 – защита и автоматика электродвигателей;
- серия Р 300 – защита и автоматика генераторов;
- серия Р 400 – дистанционные, токовые защиты, а также автоматика для сетей 110 – 220 кВ;
- серия Р 300 – дифференциальные токовые защиты линий 10 – 220 кВ;
- серия Р 600 – дифференциальные защиты трансформаторов, автотрансформаторов и ошиновок;
- серия Р 700 – устройства дифференциальной защиты сборных шин всех типов электрических подстанций;
- серия Р 900 – устройства защиты по напряжению и частоте.

Микропроцессорные терминалы **АББ Реле – Чебоксары (Автоматизация)**. Они имеют всю линейку модулей для РЗА всех классов напряжений.

Микропроцессорные терминалы «**SIEMENS**». Они также имеют всю линейку модулей для РЗА всех классов напряжений.

Предприятием **НТЦ «Механотроника»** (Москва) освоено производство большой линейки многофункциональных микропроцессорных блоков релейной защиты и автоматики типа БМРЗ.

Блоки БМРЗ предназначены для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации:

- присоединений от 0,4 до 110 кВ;
- воздушных и кабельных линий электропередачи;
- секционных и вводных выключателей распределительных подстанций;
- шкафов секционирования;
- трансформаторов;
- синхронных и асинхронных двигателей любой мощности.

БМРЗ устанавливают в релейных отсеках КРУ и КРУН, на панелях и шкафах в релейных залах и пультах управления электростанций, в том числе атомных, распределительных подстанций в сетевых предприятиях.

Областью применения БМРЗ являются также подстанции газовых и нефтяных промыслов, нефтеперекачивающих и компрессорных станций, местные электростанции и другие объекты газовой и нефтяной промышленности.

БМРЗ используют в КРУ метрополитена и тяговых подстанций электрифицированных железных дорог, а также на подстанциях промышленных и коммунальных предприятий.

Предприятие «**НИИЭФА – ЭНЕРГО**» (г. С.-Петербург) выпускает большую линейку микропроцессорных средств релейной защиты и автоматики для предприятий метрополитена и железнодорожного транспорта. Например, для защиты фидеров контактной сети переменного тока напряжением 27,5 кВ – ЦЗАФ-27,5. Для защиты фидеров контактной сети постоянного тока напряжением 3,3 кВ – ЦЗАФ-3,3, для контактной сети постоянного тока напряжением 825 В – ЦЗАФ-825. В последнее время эти цифровые защиты были модернизированы с изменением названия: вместо ЦЗАФ-3,3 стало Интер-3,3 и т.д. Разработаны комплекты микропроцессорных устройств РЗА для тяговых подстанций 10/0,825 на постоянном токе напряжением 825 В и для совмещенных тяговых понизительных подстанций 10 – 20 кВ/ 0,825; 0,4; 0,22 кВ.

Устройства **НПП БРЕСЛЕР** (г. Чебоксары) – это серия терминалов «Бреслер», представляющих собой современное комбинированное многофункциональное устройство, реализующее функции релейной защиты, автоматики, управления, сигнализации и регистрации аварийных событий для всех классов напряжения от 6 до 750 кВ.

Компания **«РЗА СИСТЕМЗ»** (г. Москва) выпускает современный аналог изделий мировых фирм. Например, устройство релейной защиты и автоматики РС83-АВ2 для работы в схемах релейной защиты и автоматики электрических сетей 6 – 110 кВ.

**НПП «ЭКРА»** (г. Чебоксары) является предприятием полного цикла и из всех российских производителей микропроцессорных устройств РЗА имеет полную линейку защит оборудования всех классов напряжения.

Микропроцессорная защита МРЗС-05 **ПО «Киев прибор»** является украинским лидером для релейной защиты и автоматики для линий 6-10-35 кВ, в том числе для тяговой сети железных дорог.

**НПП «Динамика»** (г. Чебоксары) – российский лидер современных испытательных установок серии РЕТОМ для диагностики различного электрооборудования (в том числе релейного) в электроэнергетике, нефтегазовой отрасли, на энергоемких промышленных предприятиях, тяговых дистанциях электроснабжения и др.

**АК «ЮНИТИ»** (г. Харьков) – лидер в Украине по изготовлению современных установок серии «РЕЛЕ – ТЕСТЕР» для проверки всей линейки средств РЗА.

**Институт электродинамики НАН Украины** (г. Киев) – украинский лидер современных микропроцессорных информационно-диагностических комплексов серии «РЕГИНА» для регистрации и запоминания всех параметров работы системы электроснабжения, оценки функционирования устройств РЗА, анализа развития аварий и ОМП.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРЫ

1. Владимиров Ю.В. Методические указания для самостоятельной работы студентов по изучению курса «Основы релейной защиты и автоматики энергосистем» / Ю.В. Владимиров. – Х.: НТУ «ХПИ», 2013. – 21 с.
2. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х.: Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
3. Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем: учебник для вузов / А.М. Федосеев, М.А. Федосеев. – Москва: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.
4. Чернобровов Н.В. Релейная защита энергетических систем: учеб. пособие / Н.В. Чернобровов, В.А. Семенов. – Москва: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
5. Беркович М.А. Основы техники релейной защиты / М.А. Беркович, В.В. Молчанов, В.А. Семенов. – Москва: Энергоатомиздат, 1984. – 376 с.
6. Вавин В.Н. Релейная защита блоков турбогенератор – трансформатор / В.Н. Вавин. – Москва: Энергоиздат, 1982. – 256 с.
7. Таубес И.Р. Релейная защита мощных турбогенераторов / И.Р. Таубес. – Москва: Энергоиздат, 1981. – 88 с.
8. Электротехнический справочник: в 3 т. и 2 кн. Т3. Кн.1. Производство и распределение электрической энергии; под общ. ред. И.Н. Орлова и др. – Москва: Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.
9. Баженов В.Н. Методические указания к выполнению курсового проекта «Релейная защита энергоблока» Чпо курсу «Релейная защита» / В.Н. Баженов. – Харьков: ХПИ, 1999. – 32 с.
10. Баженов В.Н. Методические указания к выполнению курсового проекта «Релейная защита энергоблока» по разделу «Расчеты токов и напряжений» / В.Н. Баженов. – Харьков: ХПИ, 1999. – 26 с.
11. Баженов В.Н. Методические указания к выполнению курсового проекта «Релейная защита энергоблока» по разделу «Расчеты защит энергоблока» / В.Н. Баженов. – Харьков: ХПИ, 1999. – 32 с.
12. Баженов В.Н. Проектирование релейной защиты электроустановок энергоблока электрических станций: Пособие для курсового проектирования / В.Н. Баженов. – Харьков: НТУ «ХПИ», 2017. – 84 с.



13. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – Москва: Энергия, 1989. – 608 с.

14. Баженов В.Н. Релейная защита и автоматика энергетических систем/ В.Н. Баженов, К.В. Ушаповский, О.Г. Гриб, В.Г., Д.А.Олефир, В.И. Васильченко, А.Д. Светелик, Ю.В. Владимиров, Д.А. Гапон, Н.Н. Одегов, Т.С. Иерусалимова, Н.В. Рудевич. – Харьков: «Типография Мадрид», 2015. – 340 с.

15. . Баженов В. Н, Одегов Н. Н. Современные технологии и методы построения систем релейной защиты и автоматики в электроэнергетике: учебно-методическое пособие для самостоятельной работы / В. Н. Баженов, Н. Н. Одегов. – Х.: Планета-Принт, 2018. – 100 с.

16. Баженов В.Н. Расчет релейной защиты и систем автоматики в электроэнергетике / В.Н. Баженов, Е.И. Сокол, О.Г. Гриб, В.Г. Сыченко, А.А. Данилов, Ю.В. Владимиров, Д.А. Гапон, С.В. Швец, Т.С. Иерусалимова, Н.В. Рудевич. – Харьков: ФОП Панов В.Н., 2017. – 412 с.

17. Баженов В.Н. Релейная защита высоковольтных линий и трансформаторов / В.Н. Баженов. – Харьков: НТУ «ХПИ», 2001. – 36 с.

18. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник для вузов / В.А. Андреев. – Москва: Высш. школа, 1991. – 496 с.

19. Булычев А.В. Релейная защита в распределительных электрических сетях: пособие для практических расчетов / А.В. Булычев, А.А. Наволочный. – Москва: ЭНАС, 2011. – 208 с.

20. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики / М.А. Шабад. – Ленинград: Энергоиздат, 1985. – 280 с.

21. Авербух А.М. Релейная защита в задачах с решениями и примерами / А.М. Авербух – Ленинград: Энергия, 1975. – 416 с.

## ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматическое включение резервного питания

АПВ - автоматическое повторное включение

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом

ВН – высшее напряжение

ДЗ – дистанционная защита

ДТЗ - дифференциальная токовая защита

КЗ – короткое замыкание

ЛЭП – линия электропередачи

МП – микропроцессор

МТЗ – максимальная токовая защита

МТНЗ – максимальная токовая направленная защита

МТО – мгновенная токовая отсечка

НН – низшее напряжение

ОНМ – орган направления мощности

ПДТНЗ – поперечная дифференциальная токовая направленная защита

ПМ – приборный модуль

ПС – подстанция

РЗА – релейная защита и автоматика

С – электрическая система

СН – среднее напряжение

СЭС – система электроснабжения

ТА – измерительный трансформатор тока

ТНЗНП – токовая направленная защита нулевой последовательности

ТО – токовая отсечка

ТСН – трансформатором собственных нужд

УРОВ – устройство резервирования отказа выключателей

УСО – устройства связи с объектом

ЭС – электрическая станция

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	3
1. Исходные данные .....	4
1.1. Общие положения .....	4
1.2. Схема и параметры энергосистемы .....	5
2. Расчет токов короткого замыкания .....	8
3. Токовая отсечка для блока «линия – трансформаторы» .....	15
4. Максимальная токовая защита для блока «линия - трансформаторы» .....	19
5. Дифференциальная токовая защита для блока «линия - трансформаторы» .....	20
5.1. Общие положения, расчеты параметров сети и .....	20
режимов работы .....	20
5.2. Дифференциальная токовая отсечка .....	22
5.3. Дифференциальная токовая защита без торможения .....	23
5.4. Дифференциальная токовая защита с торможением .....	27
5.5. Микропроцессорная дифференциальная защита .....	29
6. Защита блока «генератор-трансформатор» и его элементов от ... внешних повреждений .....	35
6.1. Максимальная токовая защита .....	35
6.2. Дистанционная защита .....	37
6.3. Защита от замыканий на землю .....	39
7. Защита энергоблока со стороны высшего напряжения .....	41
7.1. Техническое задание .....	41
7.2. Мгновенная токовая отсечка блочного трансформатора ...	42
7.3. Максимальная токовая защита со стороны ОРУ .....	43
7.4. Направленная максимальная токовая защита энергоблока ..	44

8. Дифференциальная защита синхронного генератора . . . . .	46
8.1 Техническое задание . . . . .	46
8.2. Продольная дифференциальная защита генератора . . . . .	
с применением реле РНТ-565 . . . . .	47
8.3. Продольная дифференциальная защита генератора. . . . .	
с применением реле ДЗТ-11/5 . . . . .	48
8.4. Цифровая дифференциальная защита генератора . . . . .	49
9. Максимальная токовая направленная защита линии . . . . .	53
10. Дистанционная защита линии электропередачи . . . . .	60
11. Поперечная дифференциальная токовая направленная защита линий . . . . .	74
12. Краткая характеристика микропроцессорных систем релейной .. защиты и автоматики . . . . .	79
Список литературы . . . . .	87
Принятые сокращения . . . . .	91