

## **Расчет уставок РЗА яч. М-25 ПС 35/6кВ «МЖК»**

**Расчет уставок УРЗА яч. М-25 ПС 35/6 кВ «МЖК» в связи с  
реконструкцией головного участка кабеля.**

**1. Расчет параметров оборудования для составления схемы замещения:**

1.1. Определение сопротивление системы 6 кВ и элементов сети 6 кВ:

$$Z_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}}$$

где  $U_c$  – напряжение сети, кВ;

$I_{кз}$  – ток короткого замыкания, А.

$$Z_{с.макс} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 9,42} = 0,386 \text{ Ом}$$

$$Z_{с.мин} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 5,2} = 0,699 \text{ Ом}$$

1.2. Определим сопротивление кабеля:

$$Z_{каб} = L \cdot (R_{уд} + j_{уд})$$

где  $R_{уд}$  – удельное активное сопротивление, Ом;

$j_{уд}$  – удельное реактивное сопротивление, Ом;

$L$  – длина кабельной линии, км.

Сведем результаты расчетов в таблицу 1.

Таблица 1. Расчет сопротивлений кабельных и воздушных линий.

№ Уч.	Наименование элемента	Тип	Сечение, мм <sup>2</sup>	Длина, км	Удельные характеристики, Ом/км		Сопротивление, Ом	
					R	X	R	X
1	М-25 - ТП-134	АСБ	240	1,18	0,133	0,068	0,157	0,080
2	ТП-134 - ТП-85	ААБ	70	0,32	0,44	0,08	0,141	0,026
3	ТП-85 - ТП-85А	ААБ	120	0,15	0,25	0,081	0,038	0,012
4	ТП-85А - ТП-129	ААБ	120	0,53	0,25	0,081	0,133	0,043
5	ТП-129 - ТП-24	ААБ	150	0,29	0,208	0,079	0,060	0,023
6	ТП-24 - ТП-33	ААБ	120	0,34	0,25	0,081	0,085	0,028
7	ТП-33 - ТП-141	ААБ	120	0,61	0,25	0,081	0,153	0,049
8	ТП-141 - ТП-166	АСБ	150	0,75	0,2	0,07	0,150	0,053

## 2.1. Параметры трансформаторов:

$$r_T = P_k \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}$$

$$x_T = \frac{U_k, \%}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}}$$

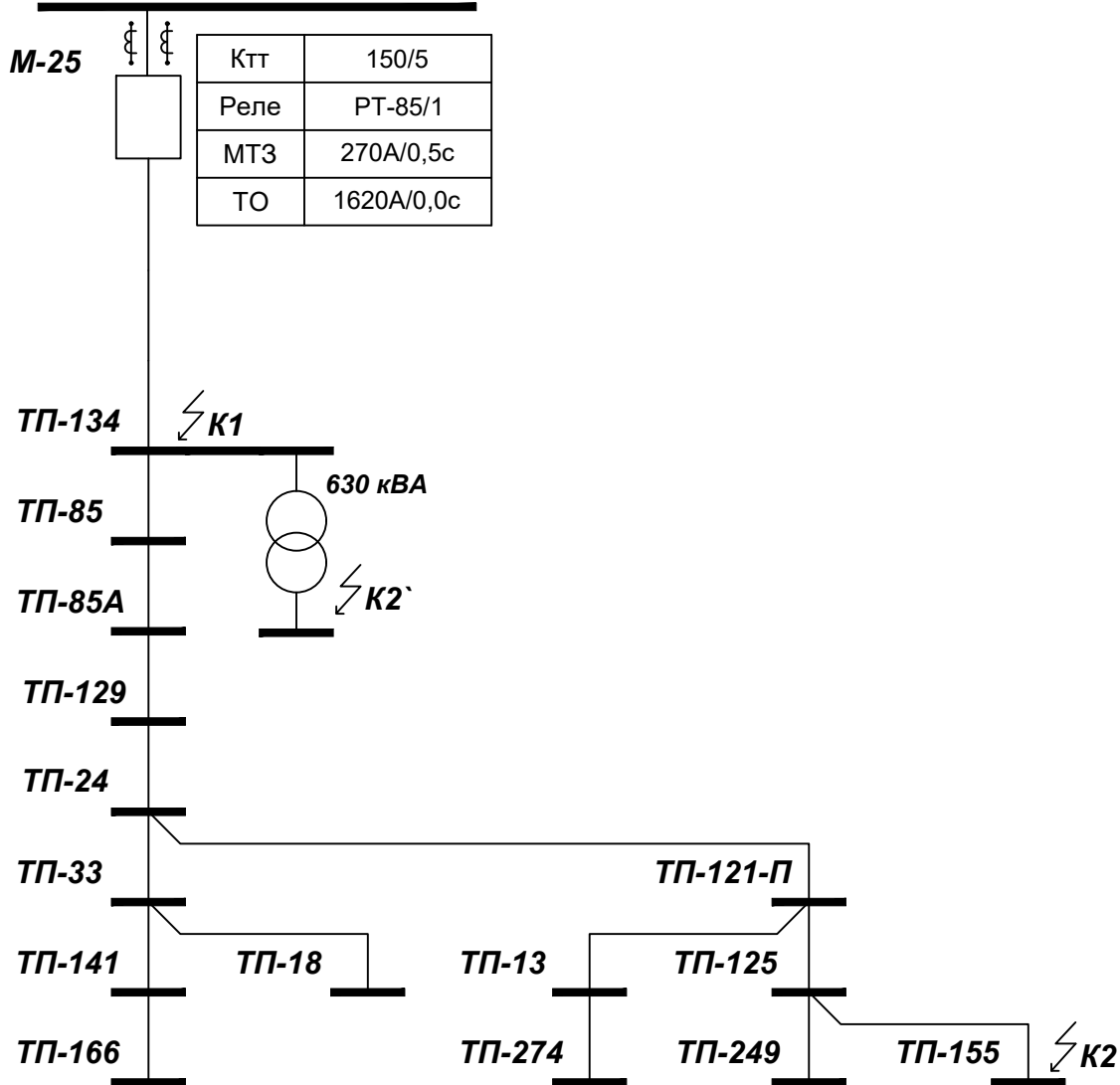
2.1.1. В ТП-134:  $S_H=630$ ,  $U_H=6/0,4$  кВ,  $\Delta P_k=0,9$  кВт,  $U_k=7\%$ , Схема  $\Delta/Y - 11$

$$r_T = 0,9 \cdot 10^3 \cdot \frac{6^2}{630^2} = 0,433 \text{ Ом}$$

$$x_T = \frac{7}{100} \cdot \frac{6000^2}{630 \cdot 10^3} = 8,73 \text{ Ом}$$

$$Z_T = 0,433 + j8,73 \text{ Ом.}$$

**ПС 35/6 кВ "МЖК"**



**3. Результаты расчетов токов короткого замыкания для максимального и минимального режимов работы по присоединению М-25:**

Наименование точки КЗ	Наименование режима работы	Вид короткого замыкания, кА		
		3-х фазное	3-х фазное	2-х фазное
К1 (по стороне 6кВ)	Максимальное	7,392	-	-
	Минимальное	-	4,573	3,960
К1` (по стороне 6кВ)	Максимальное	0,925	-	-
	Минимальное	-	0,856	0,742
К2 (по стороне 6кВ)	Максимальное	3,157	-	-
	Минимальное	-	2,664	2,307

#### 4. Определяем уставку срабатывания РЗА яч. 6кВ М-25 ПС 35/6 кВ «МЖК»:

##### Исходные данные для расчета:

Существующие срабатывания РЗА яч. 6кВ М-25 ПС 35/6 кВ «МЖК»:

$K_{\text{ТТ}}=150/5$

ТО: 1680А/ $t_{\text{сз}}=0\text{с}$

МТЗ: 210А/  $t_{\text{сз}}=0,5\text{с}$

Реле: РТ-85/1

**Проверяем актуальность существующих уставок РЗА яч. 6кВ М-25 в связи с изменением конфигурации сети (строительство кабельной линии):**

##### 4.1. Максимальная токовая защита:

Определяем ток срабатывания:

$$I_{\text{сз}} \geq \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{сзп}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}$$

где  $K_{\text{н}}$ -коэффициент надежности, принимаем равным 1,5 (для РТ-85/1);

$K_{\text{сзп}}$ - коэффициент самозапуска, принимаем равным 1,3;

$K_{\text{в}}$ - коэффициент возврата, принимаем равным 0,85;

$I_{\text{раб.макс}}$ - максимальный рабочий ток, для яч. 6кВ М-25 определяем по максимальной разрешенной мощности.

$P_{\text{сущ.разреш.}} = 1197 \text{ кВт}$  – существующая максимальная разрешенная мощность присоединение 6кВ М-25;

$$I_{\text{раб.макс.}} = \frac{P_{\text{разреш.}} \cdot \Sigma}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos \varphi}, \text{ А}$$

$$I_{\text{раб.макс.}} = \frac{1197}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,93} = 118 \text{ А.}$$

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{сз}} \geq \frac{1,5 \cdot 1,3}{0,85} \cdot 118 = 270 \text{ А.}$$

Время срабатывания МТЗ оставим без изменений.

Принимаем уставку МТЗ  $I_{\text{сз}} = 270 \text{ А}$ ,  $t_{\text{сз}} = 0,5\text{с}$

Определяем коэффициент чувствительности, при двухфазном коротком замыкании в точке КЗ по 10кВ (основная зона чувствительности МТЗ):

$$k_{\text{чув.}} = \frac{I_{\text{мин.КЗ.}}^2}{I_{\text{уст.}}} = \frac{2307}{270} = 8,5 \geq 1,5, \text{ что соответствует ПУЭ п.3.2.25.}$$

#### **4.2. Проверка существующих трансформаторов тока яч. 6 кВ М-25 ( $\kappa_{\text{ТТ}}=150/5$ ) по условию максимальной нагрузки:**

$$I_{\text{раб. макс.}} \leq I_{\text{ном.ТТ}}$$

$$I_{\text{раб. макс.}} = I_{\text{н сущ.}} + I_{\text{н доб.}} = 118 \text{ А}$$

$$118 \leq 150 \text{ (условие выполняется).}$$

**Замена трансформаторов тока не требуется.**

#### **4.3. Токовая отсечка:**

Ток срабатывания по отстройке от максимального тока короткого замыкания на стороне 0,4кВ в точке К2' в ТП-134 630кВА:

$$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{макс.КЗ}}^3$$

где  $K_{\text{н}}$ -коэффициент надежности, принимаем равным 1,3 (РТ-85/1);

$I_{\text{макс.КЗ}}^3$ - ток в точке К2' (ТП-134 630кВА);

$$I_{\text{сз}} \geq 1,5 \cdot 925 = 1387 \text{ А}$$

Значение тока срабатывания токовой отсечки и времени срабатывания оставим без изменений.

**Принимаем уставку ТО с ( $\kappa_{\text{кр}}=6$ ):  $I_{\text{сз}} = 1620 \text{ А}$ ,  $t_{\text{сз}} = 0 \text{ с}$**

## Проверка селективности релейной защиты

