

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники  
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»  
(наименование кафедры)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение  
(направленность (профиль)/специализация)

## **БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему «Реконструкция электрической части ПС 110 кВ «Узюково»

Студент

Д.Г. Аваков

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

В.В. Вахнина

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

**Допустить к защите**

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

Тольятти 2018

## Аннотация

В работе рассмотрен вариант реконструкции подстанции (ПС) 110/10 кВ «Узюково».

Цель работы - повышение надежности электроснабжения потребителей села Узюково, которые получают питание от ПС 110/10 кВ «Узюково».

Задачи работы:

- анализ существующей электрической схемы ПС;
- разработка мероприятий по реконструкции ПС;
- технико-экономическое обоснование мероприятий по реконструкции

ПС.

Объект работы – ПС 110/10 кВ «Узюково».

Предмет работы – электрическая часть ПС 110/10 кВ «Узюково».

На начальном этапе в работе:

- рассмотрена общая характеристика объекта, сведения о потребителях;
- произведен анализ существующих величин нагрузок на подстанции, оценен прогноз нагрузок до 2020 г. на основании планируемых объектов в селе Узюково;

- произведена оценка состояния оборудования, установленного на подстанции;

- выполнен расчет электрических параметров схемы.

В итоге был осуществлен выбор оборудования по полученным расчетным значениям, применена усовершенствованная автоматическая схема в ОРУ 110 кВ – с выключателями и разъединителями. Окончательный выбор оборудования выполнен на основе технико-экономического обоснования. В работе выполнены расчеты защитного заземления и молниезащиты подстанции.

## Содержание

Введение .....	4
1 Общая характеристика подстанции «Узюково» и ее потребителей.....	5
2 Выбор электрической схемы подстанции .....	6
3 Расчет нагрузок подстанции .....	8
4 Выбор трансформаторов подстанции «Узюково».....	11
4.1 Приближенный расчет номинальной мощности трансформаторов.....	11
4.2 Выбор рациональной номинальной мощности трансформаторов.....	11
5 Расчет токов короткого замыкания .....	16
6 Основные технические решения реконструируемой подстанции «Узюково» .....	19
7 Выбор электрических аппаратов и проводников подстанции «Узюково».....	20
7.1 Выбор выключателей .....	20
7.2 Выбор разъединителей .....	23
7.3 Выбор трансформаторов тока .....	24
7.4 Выбор трансформаторов напряжения .....	26
7.5 Выбор аккумуляторных батарей .....	27
7.7 Заходы воздушных линий 110 кВ и ВЛ 10 кВ .....	28
7.8 Выбор подвесных изоляторов .....	29
8 Оперативный ток .....	31
9 Собственные нужды .....	32
10. Расчет заземляющих устройств ПС «Узюково» .....	36
11. Молниезащита на ПС «Узюково» .....	38
12 Экономическая эффективность работы.....	43
Заключение .....	44
Список используемой литературы и источников .....	45

## **Введение**

На любом производстве, а тем более на предприятии, занимающемся электроснабжением города или села, при длительной эксплуатации электрических сетей возникает необходимость реконструкции из-за изношенности электрооборудования, внедрения в производство новых передовых технологий, в том числе цифровых, повышения рентабельности производства, увеличения мощности и т.п. [5, 9, 15].

Площадка проектируемой ПС 110/10 кВ «Узюково» расположена на территории действующей подстанции в селе Узюково Ставропольского района Самарской области. Была введена в эксплуатацию в 1983 году. В настоящее время наблюдается активное строительство в селе, а также возведение поселка Уютный.

Цель работы - повышение надежности электроснабжения потребителей села Узюково, которые получают питание от ПС 110/10 кВ «Узюково».

Задачи работы:

- анализ существующей электрической схемы ПС;
- разработка мероприятий по реконструкции ПС;
- технико-экономическое обоснование мероприятий по реконструкции

ПС.

Реконструкция подстанции производится вследствие устаревания и износа оборудования, а также вследствие роста нагрузок на стороне 10 кВ в связи со строительством нового коттеджного массива на территории села и возрастающим спросом на электроэнергию. Проект реконструкции подстанции с установкой более мощных трансформаторов для удовлетворения потребности в растущих нагрузках можно рассматривать как долгосрочный вариант улучшения электроснабжения села.

## **1 Общая характеристика подстанции «Узюково» и ее потребителей**

Объектом работы является подстанция 110/10 кВ «Узюково». Подстанция расположена по адресу: Самарская область, Ставропольский район, село Узюково, улица Колхозная, дом 13. Подстанция осуществляет электроснабжение потребителей села Узюково.

Подстанцию обслуживает ПАО «МРСК Волги». Подстанция построена в 1983 году, и после этого реконструкция подстанции не выполнялась.

На подстанции установлен один трансформатор ТМН – 6300/110/10.

На стороне 110 кВ предусмотрено открытое распределительное устройство 110 кВ, на стороне 10 кВ – распределительное устройство наружной установки. Распределительное устройство 10 кВ выполнено ячейками К – 59 на масляных выключателях ВК – 10 с номинальными токами 1000 А (на вводе) и 630 А (на отходящих линиях).

Таким образом, подстанция «Узюково» в настоящее время не сможет осуществлять надежное электроснабжение потребителей села Узюково, так как за этот период значительно возросли нагрузки из-за массового строительства в самом селе и возведения поселка Уютный, а также электрооборудование подстанции израсходовало свой ресурс. Поэтому возникает необходимость в реконструкции подстанции «Узюково».

## **2 Выбор электрической схемы подстанции**

В связи с подключением к ПС «Узюково» новых потребителей II категории выбирается установка двух трансформаторов, т.к. электроприемники II категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания [1, 2, 5].

Для электроприемников II категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Питание подстанции будет осуществляться по магистральной схеме от ПС 500/220/110 кВ «Азот» (МЭС Волги) по ВЛ 110 кВ «Азот - Матюшкино». В нормальном режиме через секционную переемычку подстанции Узюково пойдет переток мощности на ПС 110/35/10 кВ «Матюшкино» по ВЛ 110 кВ «Матюшкино-1». Магистральная схема закольцована, и в аварийном режиме ПС 110/10 кВ «Узюково» будет получать питание от ПС 110/35/10 кВ «Матюшкино».

В настоящее время ПС «Узюково» имеет со стороны высшего напряжения упрощенную схему с разъединителями, отделителями и короткозамыкателями. Это схема обладает простотой конструкции и относительной дешевизной по сравнению со схемами с выключателями, однако в последнее время выявляются недостатки таких схем из-за невозможности быстрого отключения аварий и быстрого восстановления электроснабжения потребителей.

«Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока» [5] рекомендуют ряд типовых схем: по напряжению выбираем схему, которая применяется для РУ 35 - 220 кВ двухтрансформаторной проходной подстанции. Схема обеспечивает возможность присоединения обоих трансформаторов к одной системе сборных шин для ремонта второй. Для

ограничения тока КЗ секционные выключатели при нормальной работе должны быть разомкнуты. В случае отключения трансформатора секционный выключатель включается автоматически устройством АВР. Для более надежной работы подстанции была применена схема с выключателями [5, 13].

Электрическая схема подстанции 110/10 кВ с двумя трансформаторами представлена на рисунке 2.1.

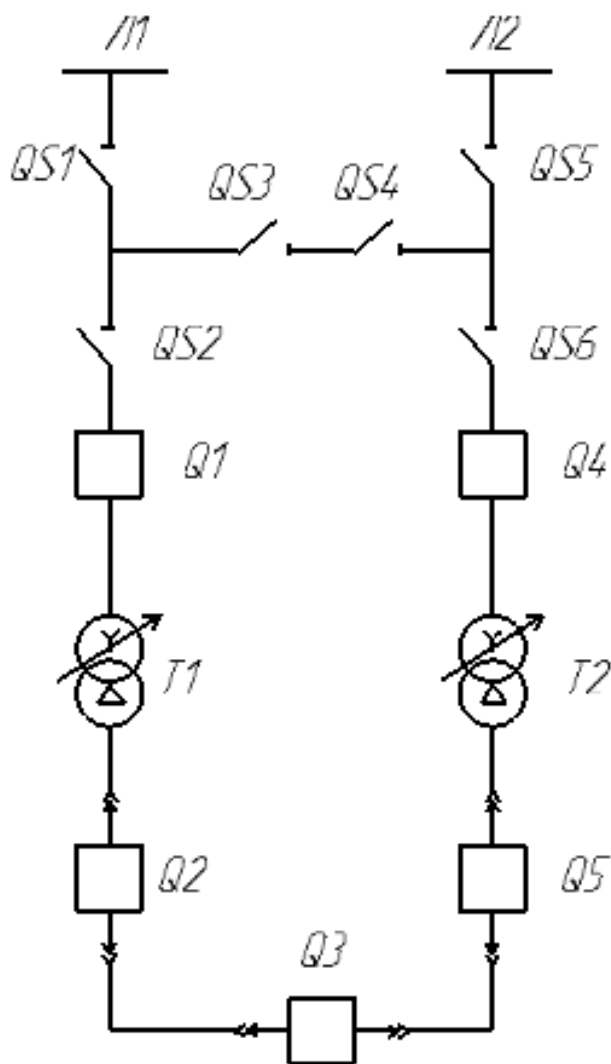


Рисунок 2.1 – Электрическая схема подстанции 110/10 кВ

### 3 Расчет нагрузок подстанции

В последние годы наблюдается повышение нагрузок на подстанции за счет застройки территории села коттеджным массивом и увеличением запросов населения на потребление электроэнергии. Получены заявки от администрации села Узюково и поселка Уютный на подключение потребителей:

Село Узюково: 52 участка по 15 кВт, итого 780 кВт;

Поселок Уютный: 300 участков по 15 кВт, итого 4500 кВт.

Получены данные о величине нагрузок на 2017 год – 3415 кВА, зная величину нагрузок, вновь вводимых объектов можем проследить динамику роста нагрузок. Проанализировав полученные данные, пришли к выводу о необходимости реконструкции ПС «Узюково».

Реконструкция заключается в замене устаревших силовых трансформаторов более мощными, изменении электрической схемы ОРУ 110 кВ. Реконструкция подстанции позволит увеличить объем электроэнергии, передаваемой для нужд населения села, обеспечит повышение уровня надежности электроснабжения населения и других потребителей. Динамика роста нагрузок отражена в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Динамика роста нагрузок на ПС 110/10 кВ «Узюково»

	Существующая динамика		Прогнозируемая динамика
	2017	2018-2019	2020-2025
Нагрузка, кВА	3415	4390	9077

По годовым графикам по продолжительности (рисунок 3), определяем значение максимальной полной мощности для подстанции в целом с учетом новых потребителей по формуле:



$$S_n^i = \frac{P_{in}}{\cos \varphi_n} = \frac{9,077}{0,8} = 11,35 \text{ MBm}. \quad (3.1)$$

Годовые графики нагрузок представлены на рисунке 3.1.

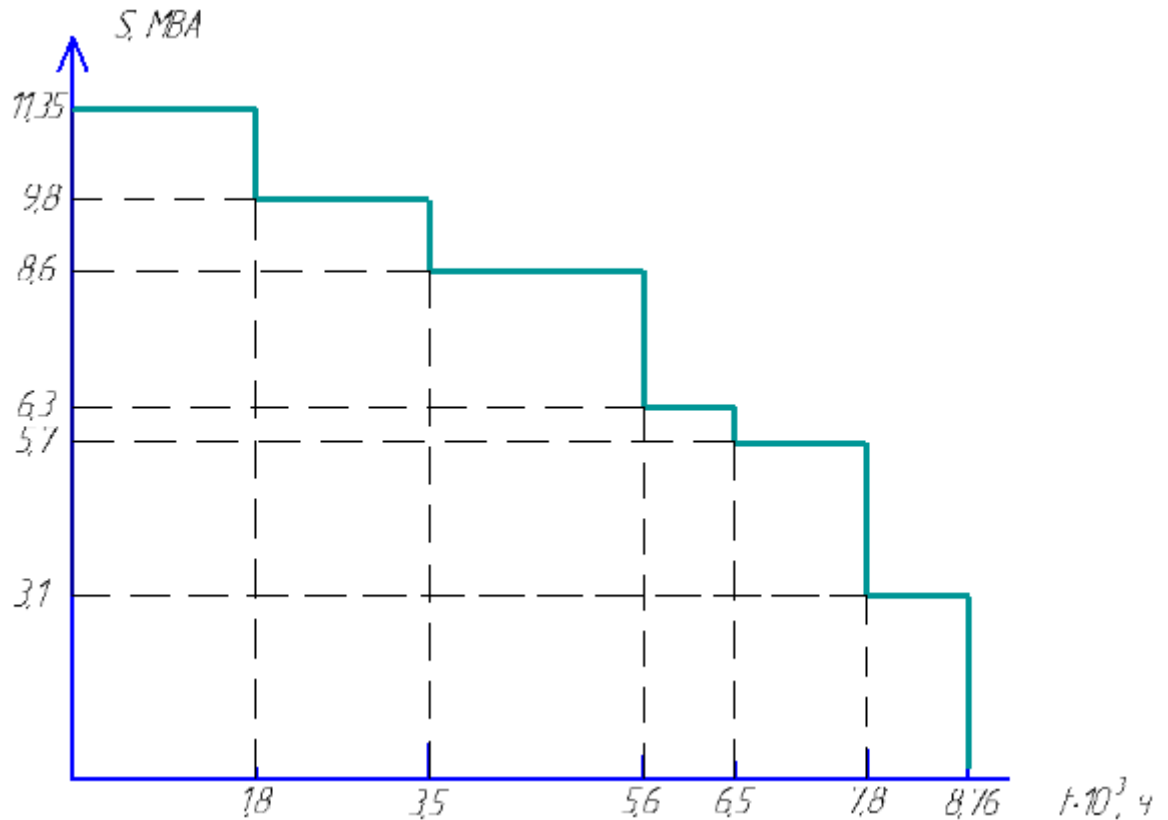


Рисунок 3.1 – Годовые графики нагрузок подстанции «Узюково»

Потребляемую электроэнергию подстанции в целом находим по формуле [10]:

$$W_{ПС} = \sum_{i=1}^n S_{in} \cdot t_{in} = 11,35 \cdot 1,8 + 9,8 \cdot 1,7 + 8,6 \cdot 2,1 + 6,3 \cdot 0,9 + 5,7 \cdot 1,3 + 3,1 \cdot 0,96 = 71,13 \cdot 10^3 \text{ MBm} \cdot \text{ч}. \quad (3.2)$$

Основные характеристики графика нагрузок подстанции «Узюково»:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{\text{макс.ПС}}} = \frac{71,13 \cdot 10^3}{9,077} = 6836 \text{ ч.} \quad (3.3)$$

$$K_{\text{зан}} = \frac{T_M}{8760} = \frac{6836}{8760} = 0,78 \text{ ч.} \quad (3.4)$$

Итого: получили значения основных характеристик графика нагрузок подстанции «Узюково» для выбора силовых трансформаторов.

## 4 Выбор трансформаторов подстанции «Узюково»

### 4.1 Приближенный расчет номинальной мощности трансформаторов

В связи с подключением к подстанции «Узюково» новых потребителей 2 категории выбирается установка двух трансформаторов. Мощность трансформаторов выбирается из выражения:

$$S_{ном.т} \geq S_{макс.ПС} \cdot 0,7; \quad (4.1)$$
$$S_{ном.т} \geq 11,35 \cdot 0,7 = 7,9 \text{ МВА}.$$

Выбираем для дальнейшего рассмотрения трансформаторы ТДН - 10000/110/10 и ТДН - 16000/110/10 производства ООО «Тольяттинский трансформатор», г. Тольятти [16].

### 4.2 Выбор рациональной номинальной мощности трансформаторов

1. Технические данные трансформатора ТДН - 10000/110/10:

$$P_x = 14 \text{ кВт}; P_k = 58 \text{ кВт};$$

$$I_{xx}\% = 0,7 \%;$$

$$U_k\% = 10,5\%.$$

Цена=6 300 000 руб.

Приведенные потери мощности в стали трансформатора [11, 12]:

$$P'_x = P_x + K_{un} \cdot Q_x = 14 + 0,05 \cdot 70 = 17,5 \text{ кВт}; \quad (4.2)$$

$$Q_x = I_{xx} \cdot S_{ном.т} / 100 = 0,7 \cdot 10000 / 100 = 70 \text{ квар}, \quad (4.3)$$

где  $K_{un} = 0,05 \text{ кВт} / \text{квар}$ .

Аналогично - мощности КЗ трансформатора:

$$P'_k = P_k + K_{ин} \cdot Q_k = 58 + 0,05 \cdot 1050 = 110,5 \text{ кВт}; \quad (4.4)$$

$$Q_k = U_k \cdot S_{ном.т} / 100 = 10,5 \cdot 10000 / 100 = 1050 \text{ квар}. \quad (4.5)$$

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$K_з = \frac{S_{макс.ПС}}{S_{ном.т}} = \frac{11350}{10000} = 1,13. \quad (4.6)$$

Приведенные потери мощности:

$$P'_m = P'_x + K_з^2 \cdot P'_k = 17,5 + 1,13^2 \cdot 110,5 = 158,6 \text{ кВт} \quad (4.7)$$

По рисунку 3 определяем значения  $\Delta W$  и их стоимость  $I_{\Delta W}$ :

$$\Delta W = \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_з^2 \cdot P'_k \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_k \quad (4.8)$$

Расчет данных по  $\Delta W$  по выражению (4.8) представлен в таблице 4.1.

Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах на подстанции:

$$I_{\Delta WПС} = \Delta W_{ПС} \cdot C_э, \quad (4.9)$$

где  $C_э$  – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии.

$$I_{\Delta WПС} = 749862 \text{ руб.}$$

Таблица 4.1 - Расчетные по потерям электроэнергии в ТДН - 10000/110/10

i	S <sub>Bi</sub> , МВА	n <sub>i</sub>	T <sub>i</sub> 10 <sup>3</sup> , ч	ΔW <sub>x</sub> , кВт ч	K <sub>3Bi</sub>	ΔW <sub>KBi</sub> , кВт
1	11,35	2	1,8	63000	1,13	126987
2	9,8	2	1,7	59500	0,98	90206
3	8,6	2	2,1	73500	0,86	85812
4	6,3	2	0,9	31500	0,63	19736
5	5,7	2	1,3	45500	0,57	23336
6	3,1	2	0,96	33600	0,31	5097
				ΔW <sub>x</sub> = 306600		ΔW <sub>K</sub> = 351174

Определяются приведенные затраты:

$$Z_{пр} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{\text{э}} + I_{\Delta W_{ПС}} \quad (4.10)$$

Расчетные коэффициенты определяются по справочной литературе [8], значение издержек I<sub>э</sub> по формуле:

$$I_{\text{э}} = P_0 \cdot K \quad (4.11)$$

где P<sub>0</sub> = 0,094 [8].

$$I_{\text{э}} = 0,094 \cdot 6300000 = 592200 \text{ руб.}$$

$$Z_{пр} = 0,15 \cdot 6300000 + 0,094 \cdot 6300000 + 749862 = 2287062 \text{ руб.}$$

2. Технические данные трансформатора ТДН - 16000/110/10:

P<sub>x</sub> = 18 кВт; P<sub>к</sub> = 85 кВт;

I<sub>xx</sub>% = 0,9%; U<sub>k</sub>% = 10,5%

Цена = 8 400 000 руб.

По формулам (4.2) – (4.7) определяем потери мощности:

$$P'_x = 18 + 0,05 \cdot 144 = 25,2 \text{ кВт} ;$$

$$Q_x = 0,9 \cdot 16000 / 100 = 144 \text{ квар} ;$$

$$P'_k = 85 + 0,05 \cdot 1680 = 169 \text{ кВт} ;$$

$$Q_k = 10,5 \cdot 16000 / 100 = 1680 \text{ квар} ;$$

$$K_z = \frac{11350}{16000} = 0,7 ;$$

$$P'_m = 25,2 + 0,7^2 \cdot 169 = 108,01 \text{ кВт} .$$

По рисунку 3 и формулам (4.8) и (4.9) определяем значения потерь электроэнергии  $\Delta W$  и их стоимость  $I_{\Delta W}$ . Расчетные по потерям электроэнергии в ТДН - 160000/110/10 приведены в таблице 4.2.

$$I_{\Delta W_{\text{ПС}}} = 769705 \text{ руб.}$$

Определяются приведенные затраты по формуле (4.10):

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 8400000 + 0,094 \cdot 8400000 + 769705 = 2819305 \text{ руб.},$$

где  $I_z = 0,094 \cdot 8400000 = 789600 \text{ руб.}$

Таблица 4.2 - Расчетные по потерям электроэнергии в ТДН-16000/110/10

i	$S_{Bi}$ , МВА	$n_i$	$T_i \cdot 10^3$ , ч	$\Delta W_x$ , кВт ч	$K_{3Bi}$	$\Delta W_{KBi}$ , кВт
1	11,35	2	1,8	90720	0,7	75529
2	9,8	2	1,7	85680	0,61	54452
3	8,6	2	2,1	105840	0,54	52744
4	6,3	2	0,9	45360	0,39	12567
5	5,7	2	1,3	65520	0,35	14456
6	3,1	2	0,96	483384	0,19	3928
				$\Delta W_x = 461504$		$\Delta W_K = 213676$

Затраты на установку и потери электроэнергии в трансформаторах ТДН - 16000/110/10 выше, чем в трансформаторах ТДН - 10000/110/10, следовательно, выгоднее установить два трансформатора ТДН - 10000/110/10. Это также обусловлено сравнительно небольшим сроком окупаемости. При проектировании должен учитываться рост нагрузок на ближайший период в 5 лет [12]. Поэтому выбираем для дальнейшего рассмотрения и установки на реконструируемой подстанции «Узюково» два трансформатора ТДН - 10000/110/10.

## 5 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов к.з. выполнен по литературе [3, 4].

Расчетные схемы для подстанции и схема замещения приведены на рисунках 5.1 и 5.2.

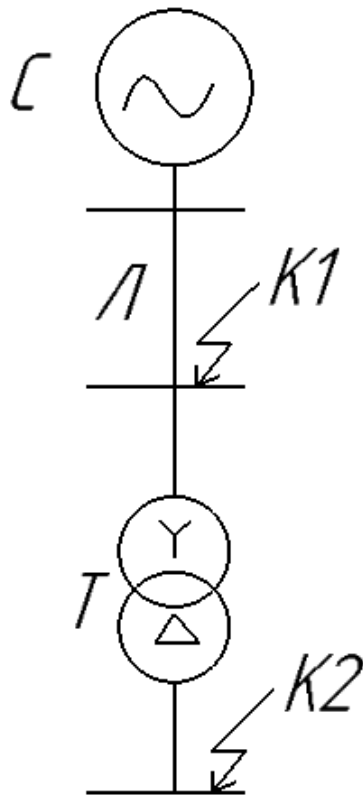


Рисунок 5.1 – Расчетная схема

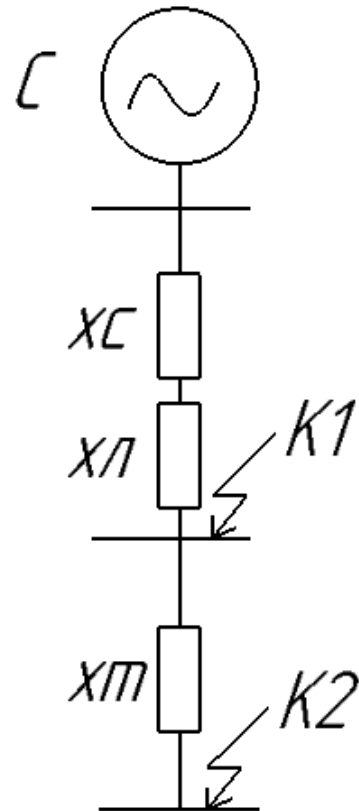


Рисунок 5.2 – Схема замещения

Технические данные:

система:  $U_H = 115$  кВ;  $S_6 = 1000$  МВА;  $S_K = 1747$  МВА;

линия:  $X_0 = 0,4$  Ом/км;  $L = 6$  км;  $U_H = 115$  кВ;

трансформатор:  $S_H = 10$  МВА.

Расчет сопротивления элементов схемы:

$$X_C = \frac{S_{\bar{6}}}{S_K} = \frac{1000}{1747} = 0,57; \quad (5.1)$$



$$X_{Л} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_H^2} = 0,4 \cdot 6 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,2; \quad (5.2)$$

$$X_T = \frac{U_{нк\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{нт}} = \frac{10}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 10. \quad (5.3)$$

Для точки К1 получаем расчетные значения:

$$X_{1\Sigma} = X_C + X_{Л} = 0,57 + 0,2 = 0,77; \quad (5.4)$$

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,03 \text{ кА}; \quad (5.5)$$

$$I_{к1}^{(3)} = I_{\bar{\sigma}} \cdot \frac{E_c}{X_{1\Sigma}} = 5,03 \cdot \frac{1}{0,77} = 6,53 \text{ кА}; \quad (5.6)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_k = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 6,53 = 16,57 \text{ кА}; \quad (5.7)$$

где  $K_{y\partial} = 1,8$  [3].

Мощность к.з. в точке К1:

$$S_{к1} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{к1}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 6,53 = 1299 \text{ МВА}. \quad (5.8)$$

Аналогично получены расчетные значения для точки К2:

$$X_{2\Sigma} = X_C + X_{Л} + X_T = 0,57 + 0,2 + 10 = 10,77; \quad (5.9)$$

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 38,5 \text{ кА}; \quad (5.10)$$

$$I_{к2}^{(3)} = I_{\sigma} \cdot \frac{E_c}{X_{2\Sigma}} = 38,5 \cdot \frac{1}{10,77} = 5,48 \text{ кА}; \quad (5.11)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_k = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 5,48 = 19 \text{ кА}, \quad (5.12)$$

где  $K_{y\partial}=1,92$  [3].

Мощность к.з. в точке К1:

$$S_{к2} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{к2}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 5,48 = 142,2 \text{ МВА}. \quad (5.8)$$

Расчетные значения приведены в таблице 5.1.

Таблица 7 – Расчетные значения параметров к.з. для точек К1 и К2

№ п/п	U <sub>н</sub> , кВ	K <sub>уд</sub>	I <sup>(3)</sup> <sub>к</sub> , кА	i <sub>уд</sub> , кА	S <sub>к</sub> , МВА
К1	115	1,8	6,53	16,57	1299
К2	10,5	1,92	5,48	19	142,2

## **6 Основные технические решения по реконструируемой подстанции «Узюково»**

Приняты следующие решения по подстанции «Узюково»:

1. Распределительное устройство 110 кВ на подстанции «Узюково» выполнено открытым.
2. Сборные и соединительные шины на напряжении 110 кВ и 10 кВ выполняются голыми проводами.
3. Маслохозяйство подстанции «Узюково» имеет оборудование для сборки масла, а также открытый склад выполняется отдельно.
4. Для удобства обслуживания электрооборудования подстанции предусматривается проезд вдоль ряда выключателей и трансформаторов.
5. Силовые и контрольные кабели по территории подстанции прокладываются в надежных каналах типа лотка.
6. Распределительное устройство 10 кВ на подстанции «Узюково» представляет собой комплектное распределительное устройство наружной установки.
7. Распределительное устройство 10 кВ имеет одну секцию с ячейками.
8. РУ-10 кВ комплектуем ячейками КРУ СЭЩ-59 производства «Электрощит» Самара [17].
9. Подстанция находится на территории села «Узюково», поэтому приняты меры по безопасности – установлена система видеонаблюдения, подстанция ограждена забором.

## 7 Выбор электрических аппаратов и проводников подстанции «Узюково»

Выбор электрических аппаратов по высокой 110 кВ и низкой стороне 10 кВ на подстанции «Узюково» производится по номинальному напряжению, номинальному току и другим параметрам [1, 14]. Оборудование для ячеек КРУН К-59 выбираем, основываясь на перечне оборудования монтируемого в эти ячейки с учетом данных производителя.

### 7.1 Выбор выключателей

#### 7.1.1 Выбор выключателей в распределительном устройстве 110 кВ

Для выбора рассмотрим выключатель 110 кВ 3AP1DT – 145/ЕК производства компании «Siemens» (рисунок 7.1) [18].

Расчет и выбор выключателей произведен в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Выбор выключателей 110 кВ

Условия выбора	Расчет	Справочник
Номинальное напряжение, кВ	115	115
Номинальный ток, А	80,42	1600
Отключающая способность, кА	6,53	40
Динамическая стойкость, кА	16,57	102
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	85,3	4800

Номинальный ток выключателя рассчитан по формуле:

$$I_{BH} = \frac{S_m}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,42 \text{ A.} \quad (7.1)$$

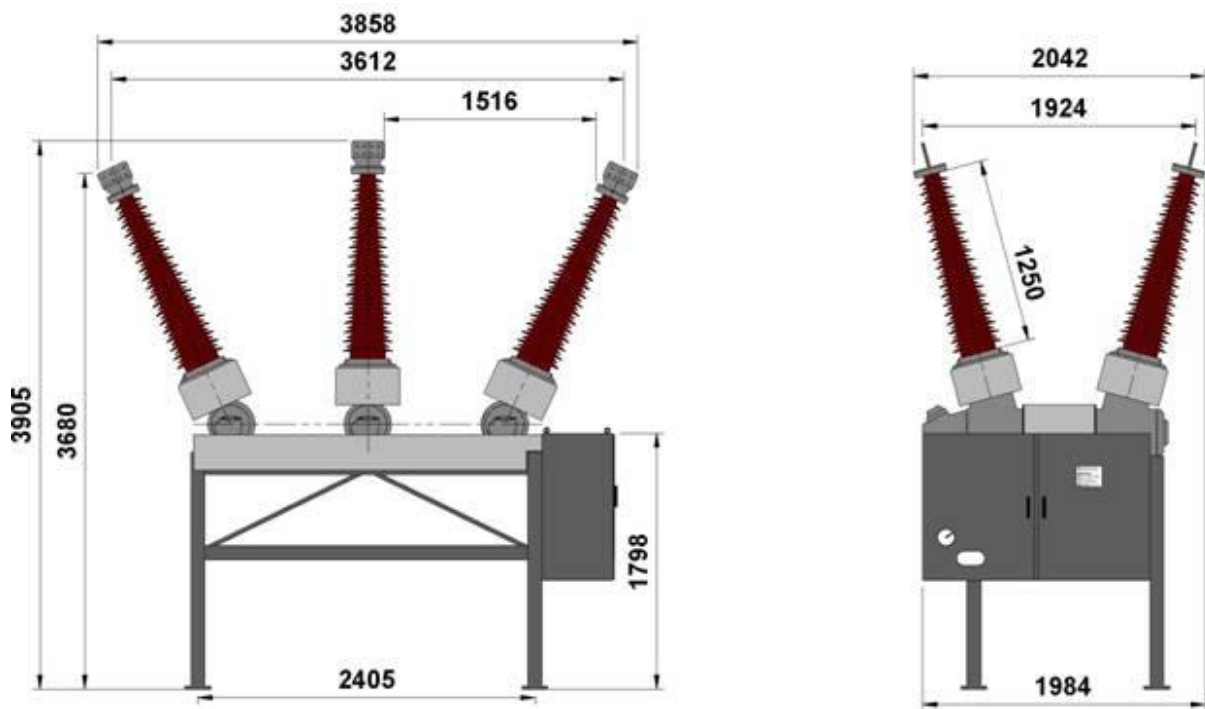


Рисунок 7.1 - Выключатель 110 кВ 3AP1DT – 145/ЕК производства компании «Siemens» [18]

Вывод: выключатель 110 кВ 3AP1DT – 145/ЕК производства компании «Siemens» подходит по всем параметрам.

### 7.1.2 Выбор выключателей в распределительном устройстве 10 кВ

На стороне 10 кВ для выбора рассмотрим выключатель ВВУ - СЭЩ - П-10 производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит» г. Самара [17].

Расчет и выбор выключателей в ячейках ввода произведен в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Выбор выключателей 10 кВ (ячейки ввода)

Условия выбора	Расчет	Справочник
Номинальное напряжение, кВ	10,5	10,5
Номинальный ток, А	615,6	3150
Отключающая способность, кА	5,48	31,5
Динамическая стойкость, кА	19	81
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	60	2976

Выбор выключателей на отходящих линиях произведен в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Выбор выключателей 10 кВ (отходящие линии)

Условия выбора	Расчет	Справочник
Номинальное напряжение, кВ	10,5	10,5
Номинальный ток, А	615,6	3150
Отключающая способность, кА	5,48	20
Динамическая стойкость, кА	19	52
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	60	1200

Номинальный ток выключателя рассчитан по формуле:

$$I_{HH} = \frac{S_m}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 615,6 \text{ А.} \quad (7.2)$$

Вывод: выключатель 10 кВ ВВУ - СЭЩ - П-10 производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит» подходит по всем параметрам.

## 7.2 Выбор разъединителей

Разъединители выбираются только для распределительных устройств наружной установки [5, 12]. Для выбора рассмотрим разъединитель РГН – 2 - 110/1000 УХЛ1 производства ЗАО «ЗЭТО» г. Великие Луки [19].

Расчет и выбор разъединителей на стороне 110 кВ произведен в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Выбор разъединителей 110 кВ

Условия выбора	Расчет	Справочник
Номинальное напряжение, кВ	115	115
Номинальный ток, А	80,42	1600
Динамическая стойкость, кА	16,57	82
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	85,3	2976

Номинальный ток разъединителя рассчитан по формуле:

$$I_{BH} = \frac{S_m}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,42 \text{ А.} \quad (7.3)$$

Вывод: разъединитель РГН-2-110/1000 УХЛ1 (рисунок 7.2) производства ЗАО «ЗЭТО» г. Великие Луки подходит по всем параметрам.

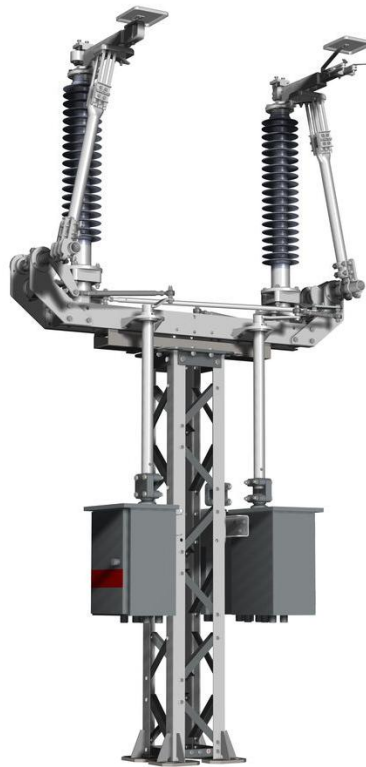


Рисунок 7.2 - Разъединитель РГН-2-110/1000 УХЛ1 для подстанции «Узюково»

### 7.3 Выбор трансформаторов тока

Контроль за работой трансформатора ведут с помощью приборов, которые устанавливаются на подстанции «Узюково» на стороне низкого напряжения 10 кВ:

- цифровые амперметры СА3020 (2 ВА),
- цифровые ваттметры и варметры СР3020 (2 ВА),
- цифровые счетчики электроэнергии Меркурий 201 (2,1 ВА).

Итого – на стороне 10 кВ  $S_{\Sigma пр} = 6,1$  ВА.

На стороне 110 кВ устанавливается амперметр СА3020 (2 ВА).

Для выбора сечений вторичных проводов выполним расчеты:



$$R_{приб} = \frac{S_{\Sigma np}}{I_2^2} = \frac{6,1}{5^2} = 0,244 \text{ Ом}; \quad (7.3)$$

$$R_{np} = z_2 - R_{приб} - R_k; \quad (7.4)$$

$$R_{np} = 0,8 - 0,244 - 0,1 = 0,456 \text{ Ом};$$

$$S_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{R_{np}} = \frac{0,0283 \cdot 45}{0,456} = 3,78 \text{ мм}^2. \quad (7.5)$$

Принятое сечение алюминиевых проводов во вторичной сети 4 мм<sup>2</sup>.

Для выбора рассмотрим трансформаторы тока ТОЛ – СЭЩ – 10 - 1500/5 (ячейки ввода), ТОЛ-СЭЩ-10-1000/5 (отходящие линии) производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит» г. Самара [20].

Расчет и выбор трансформаторов тока в ячейках ввода произведен в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Выбор трансформаторов тока 10 кВ (ячейки ввода)

Условия выбора	Расчет	Справочник
Номинальное напряжение, кВ	10,5	10,5
Номинальный ток, А	615,6	1500
Динамическая стойкость, кА	19	100
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	60	1600

Выбор трансформаторов тока на отходящих линиях произведен в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Выбор трансформаторов тока 10 кВ (отходящие линии)

Условия выбора	Расчет	Справочник
Номинальное напряжение, кВ	10,5	10,5
Номинальный ток, А	615,6	1000
Динамическая стойкость, кА	19	50
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	60	400

Вывод: трансформаторы тока ТОЛ – СЭЩ – 10 - 1500/5, ТОЛ – СЭЩ – 10 - 1000/5 производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит» подходят по всем параметрам.

#### 7.4 Выбор трансформаторов напряжения

Контроль за работой трансформатора ведут с помощью приборов: вольтметр и вольтметр фазный. Данные приборов представлены в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Данные приборов

Прибор	Тип	S прибора, В·А
Цифровой вольтметр	СВ 3021	2
Цифровой вольтметр фазный	СВ 3021	2

Для выбора на стороне 110 кВ возьмем трансформатор напряжения ЗНГ-110. Для выбора на стороне 10 кВ возьмем трансформатор напряжения НАМИ - 10 производства ООО «ТЭСЛА», г. Санкт-Петербург [21]. Выбор и проверка трансформаторов напряжения представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Выбор и проверка трансформаторов напряжения 110 кВ и 10 кВ

Место установки	Расчетные данные		Каталожные данные			
	$U_{\text{сети}}$	$s_2$ , ВА	Обмотка	$U_H$ , В	$S_{2\text{ном}}$ , ВА	Класс точности
Распределительное устройство 110 кВ	115			$110000 / \sqrt{3}$		
		75	1	$100 / \sqrt{3}$	75	0,2
		75	2	$100 / \sqrt{3}$	75	0,5
		75	3	100	75	3Р
Распределительное устройство 10кВ	10,5			11000		
		200	1	$6000 / \sqrt{3}$	200	0,5
		600	2	$100 / \sqrt{3}$	600	3Р

Вывод: трансформаторы напряжения ЗНГ - 110 и НАМИ - 10 производства ООО «ТЭСЛА», г. Санкт-Петербург подходят по всем параметрам.

### 7.5 Выбор аккумуляторных батарей

Согласно «Техническим требованиям к системе оперативного постоянного тока подстанций» [6] к расчету принимаем стационарные свинцово-кислотные аккумуляторы.

Количество элементов в батарее:

$$n = \frac{U_{\text{макс}}}{U_3}, \quad (7.6)$$

где  $U_{\text{макс}}$  - максимально допустимое напряжение для цепей управления (230 В);

$U_3$  - напряжение для заряда для аккумулятора типа Power Safe V.

$$n = \frac{230}{2,265} = 101,6 \text{эл.}$$

Принимается 102 элемента.

Токовая нагрузка:

$$I_{\text{уст1}} = \frac{I_{\text{уст}}}{0,8 \cdot T_{\text{к}}}, \quad (7.7)$$

Или при расчете получаем значение:

$$I_{\text{уст1}} = \frac{5,87}{0,8 \cdot 0,94} = 7,8 \text{ A}$$

С учетом расчетного значение тока и возможного увеличения нагрузки выбирается батарея 12V62F (62 А·ч), 102 элемента [12].

## 7.6 Заходы воздушных линий 110 кВ и 10 кВ

Для заходов воздушных линий 110 кВ приняты неизолированные провода марки АС 185/24 и АС 150/24 соответственно [11].

В проекте на заходах воздушных линий 110 кВ использованы существующая металлическая опора и вновь устанавливаемые порталы 110 кВ.

Для крепления проводов на опоре и порталах применены одноцепные натяжные изолирующие подвески со стеклянными изоляторами типа ПСВ 120Б.

Проектом предусматриваются следующие заходы воздушных линий 10 кВ на подстанции «Узюково»:

- фидер 9 - 0,020 км (3 провода);
- фидер 8 - 0,040 км (2 провода);
- фидер 5 - 0,011 км (3 провода);
- фидер 1 резерв - 0,011 км (3 провода);
- фидер 2 - 0,014 км (3 провода);
- фидер 6 - 0,037 км (3 провода);
- фидер 7 - 0,021 км (3 провода).

Предусматривается:

- демонтаж согласно плану переустройства заходов существующих опор,
- установка одной опоры А10 - 1 и четырёх опор УА10 - 1;
- предполагается выполнить заходы фидеров 9, 2, 5, 6, 7 и 8 самонесущим изолированным проводом типа СИПЗ - 1х95;
- реализуется частичная перевеска существующих проводов и монтаж сталеалюминевыми неизолированными проводами АС 50/8.

## 7.7 Выбор подвесных изоляторов

Согласно ПУЭ [1] количество подвесных тарельчатых изоляторов в поддерживающих гирляндах изоляторов для воздушных линий на металлических и железобетонных опорах определяется по формуле:

$$m = \frac{L}{L_u} \quad (7.8)$$

где  $L_H$  - длина пути утечки одного изолятора по стандарту или по техническим условиям на изолятор конкретного типа, для изолятора ПСВ-120Б  $L_H=442$  мм;

$L$  - длина пути утечки изолятора, определяемая по формуле:

$$L = \lambda_{\text{э}} \cdot U \cdot k, \quad (7.9)$$

где  $U$  - наибольшее рабочее межфазное напряжение, принимаем равным 115 кВ;

$\lambda_{\text{э}}$  - удельная эффективная длина пути утечки по табл. 1.9.1, см/кВ, для ПСВ-120Б  $\lambda_{\text{э}} = 3,1$  мм;

$k$  - коэффициент использования длины пути утечки:

$$k = k_{\text{и}} \cdot k_{\text{к}}, \quad (7.10)$$

где  $k_{\text{и}}$  - коэффициент использования изолятора, для изолятора ПСВ-120Б, равен 1,2;

$k_{\text{к}}$  - коэффициент использования составной конструкции с параллельными или последовательно-параллельными ветвями, принимаем равным 1.

Расчет количества изоляторов в гирлянде:

$$k = 1,2 \cdot 1 = 1,2;$$

$$L = 3,1 \cdot 115 \cdot 1,2 = 427,8 \text{ см};$$

$$m = \frac{4278}{442} = 9,679 \text{ шт.}$$

Если число  $m$  не даёт целого числа, то выбираем следующее целое число. Таким образом, для проектируемых заходов 110 кВ подстанции «Узюково» принимается изоляционная подвеска с десятью подвесными изоляторами типа ПСВ - 120Б.

## 8 Оперативный ток

На подстанции, в соответствии с техническим заданием на проектирование, принята распределительная система постоянного тока напряжением 220 В. Оперативный постоянный ток используется для питания:

- сигнализации, релейной защиты;
- аварийного освещения помещений ОПУ, КРУН, здания СДТУ [6].

В качестве источника постоянного тока применяется распределительный шкаф постоянного тока серии РСПТ-К 25.220.УХЛ4, производства ООО «OLDHAM - системы электропитания», г. Москва [22], запитанный от аккумуляторной батареи типа PowerSafe V 12V62F со сроком службы не менее 15 лет и ёмкостью 62 А ч, производства «Hawker S.A.R.L.» (Франция).

Для зарядки-подзарядки аккумуляторной батареи, а также для питания выпрямленным током потребителей предусмотрены 2 зарядно-выпрямительных устройства, запитанных с разных секций щита собственных нужд.

При выборе емкости аккумуляторной батареи учитывались возможность последующей реконструкции подстанции

Зарядно-выпрямительные устройства, аккумуляторные батареи и автоматические выключатели распределительной сети устанавливаются в одном шкафу РСПТ-К 25.220.УХЛ4. Распределительная сеть выполняется кабелями типа ВВГ – нг - LS.

## 9 Собственные нужды

Проектом предусматривается система собственных нужд, включающая:

- два герметичных трансформатора собственных нужд типа ТМГ;
- щит собственных нужд;
- распределительную сеть 0,4 кВ.

Щит собственных нужд состоит из следующих шкафов:

- два шкафа ввода ТСН1, ТСН2;
- один шкаф СВ - 0,4 кВ;
- один шкаф автоматики;
- два шкафа отходящих линий.

Трансформаторы собственных нужд (ТСН) подключаются через ячейки РУ 10 кВ кабелем. Данный вариант подключения обеспечивает большую надёжность в сети собственных нужд, т.к. при аварии или ремонте оборудования какой-либо из секций шин 110 кВ подстанции, оба ТСН остаются в работе благодаря АВР на стороне 10 кВ. Обслуживание шкафов — одностороннее. Производитель - ЗАО «Группа компаний «Электрощит» - ТМ Самара» г. Самара [17].

В шкафах применяются автоматические выключатели iC60N серии Acti 9 производителя «Schneider Electric». На автоматах отходящих линий используются магнитотермические расцепители, на автоматах ввода и секционирования - электронные. Селективность срабатывания автоматов в ЩСН и вводных автоматов потребителей выполняется. В ЩСН реализовано АВР.

Распределительная сеть выполняется кабелями с медными жилами, негорючей изоляцией с низким дымовыделением (ВВГ-нг-LS).

Расчет мощности трансформаторов собственных нужд приведен в таблице 9.1.



Таблица 9.1 – Расчет мощности трансформаторов собственных нужд

№ п/п	Наименование нагрузки	Кол-во приемников, шт.	Номинальная		n	cosφ	tgφ	Расчетная нагрузка на трансформатор		
			Одного приемника,	Общая, кВт				Коэффициент спроса	Активная, кВт	Реактивная, квар
1	Питание цепей блокировки разъединителей	2	0,8	1,60	1	0,9	0,48	1	1,6	0,77
2	Охлаждение трансформаторов Т-1, Т-2	2	2,95	5,90	1	0,85	0,62	0,85	5,02	3,11
3	РПН трансформаторов Т-1, Т-2	2	1,12	2,24	1	0,85	0,62	0,7	1,57	0,97
4	Питание РСПТ	1	16,4	16,4	1	0,9	0,48	0,5	8,2	3,97
5	Обогрев шкафов наружной установки на ОРУ-110 кВ	1	11,15	11,15	1		10	0,7	7,81	0
6	Питание КРУН-10 кВ	1	15	15	1	0,99	0,14	1	15	2,14
7	Освещение ОРУ			1,1	1	0,85	0,62	0,4	0,44	0,27
8	Сварочная сеть	1	16	16	1	0,7	1,02	1	16	16,32
9	Питание прибора уровня		-	0,0063	1	0,85	0,62	1	0,0063	0,0039
10	Питание СДТУ	1	9,5	9,5	1	0,99	0,14	1	9,5	1,35

Продолжение таблицы 9.1

№ п/п	Наименование нагрузки	Кол-во приемников, шт.	Одного приемника, кВт	Общая, кВт	n	cosφ	tgφ	Коэффициент спроса	Активная, кВт	Реактивная, квар
11	Питание приводов разъединителей 110 кВ	1	6	6	1	0,99	0,14	0,7	4,2	0,6
12	Питание двигателей приводов выключателей 10 кВ	1	3	3	1	0,99	0,14	0,7	2,1	0,3
13	Питание АИИСКУЭ	1	2	2	1	0,8	0,75	1	2	1,5
14	Аварийное освещение БАО	1	0,99	0,99	1	0,85	0,62	0,4	0,4	0,25
15	Питание ОПУ	1	3,7	3,7	1	0,99	0,14	1	3,7	0,53
16	Питание охранно-пожарной сигнализации	1	0,13	0,13	1	0,8	0,75	1	0,13	0,1
									77,66	32,18
Суммарная расчетная нагрузка потребителей собственных нужд S, кВА									84,07	

Номинальная мощность трансформаторов собственных нужд определяется для ПС с дежурным персоналом по условию:

$$S_m \geq \frac{S_P}{1,3} = \frac{84,07}{1,3} = 64,7 \text{ кВА}, \quad (9.1)$$

где 1,3 – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку ТСН в течение двух часов.

Согласно выполненным расчетам, мощности двух трансформаторов собственных нужд ТМГ мощностью по 100 кВА достаточно для установки на подстанции [16].

## 10 Расчет заземляющих устройств ПС «Узюково»

Для подстанции «Узюково» для расчета заземления на основании [10] задано:

- $L=5$  м,  $d=20 \cdot 10^3$  м;
- $a=6,5$  м;
- глубина заложения проводников -  $t=0,5$  м;
- сопротивление заземлителя -  $R_3=0,5$  Ом;
- ток замыкания на землю -  $I_3=3,98$  кА,  $I_3 = 10,3$  кА;
- глубина заложения полосы -  $t = 0.7$  м;
- площадь подстанции -  $S = 42,1$  м ·  $33,05$  м;
- удельное сопротивление грунта -  $\rho = 100$  Ом · м;

Принята к выполнению сетка с 30 вертикальными проводниками с  $L = 5$  м;  $a = 6,5$  м (рисунок 10.1). Естественных заземлителей нет.

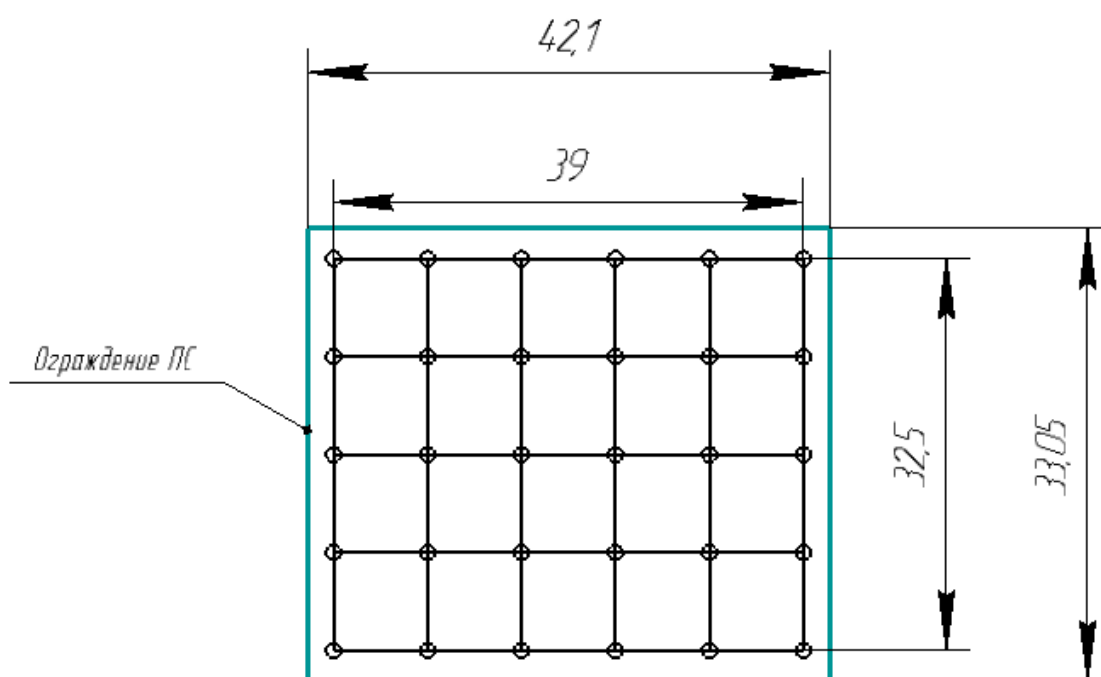


Рисунок 10.1 – Схема заземлителя подстанции «Узюково»

На рисунке 10.1 показано:

- площадь заземляющего устройства - 1267,5 м<sup>2</sup>;
- число вертикальных заземлителей, принятых к установке – 22;
- общее сопротивление заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{\text{э}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{э}}}{L_{\Gamma} + L_B} = 0,275 \cdot \frac{100}{35,6} + \frac{100}{427,2 + 143} = 0,415 \text{ Ом} \quad (10.1)$$

где  $R_{\text{з.доп}} \leq 0,5 \text{ Ом}$ , согласно ПУЭ [1];

- напряжение прикосновения:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{П}} \cdot I_{\text{з}} \cdot R_3 = 0,088 \cdot 10300 \cdot 0,415 = 376,2 \text{ В} \leq 500 \text{ В}. \quad (10.2)$$

Выбранное заземляющее устройство подстанции «Узюково» соответствует требованиям ПУЭ [1] и «Нормам технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ» [5].

## 11 Молниезащита на ПС «Узюково»

Подстанция «Узюково» располагается в районе со среднегодовой продолжительностью гроз от 60 до 80 часов и относится к специальным объектам с ограниченной опасностью, поэтому принимаем допустимый уровень надежности от прямых ударов молнии равным 0,9. Исходя из этого значения, выбраны тип и высота устанавливаемых молниеотводов [7].

Защита оборудования от прямых ударов молнии осуществляется молниеприёмниками М1, М2, М3, установленными на прожекторных мачтах высотой 20 м (высота молниеприёмников -5 м, общая высота 25 м) и молниеприёмником М4, установленным на портале 110 кВ (общая высота 20,07 м).

Для расчёта зон защиты принимаются высоты  $h_{x1} = 12$  м (высота портала 110 кВ);  $h_{x2} = 8$  м - наибольшая высота жёсткой ошиновки.

Предельное расстояние между молниеприёмниками  $L_{\max}$ , м:

$$L_{\max} = 5,75 \cdot h = 5,75 \cdot 25 = 143,8 \text{ м}, \quad (11.1)$$

где  $h$  - высота молниеотвода, м.

Так как расстояния между молниеприёмниками не превышают  $L_{\max}$ , расчет ведется для одиночных стержневых молниеотводов. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода изображена на рисунке 11.1.

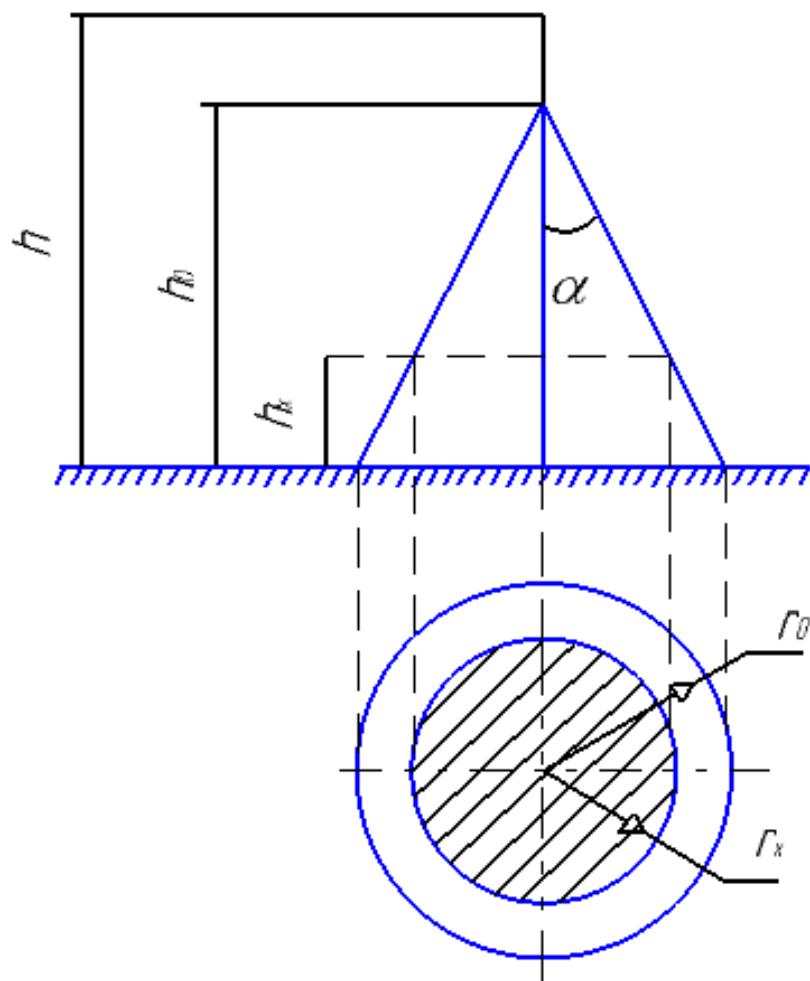


Рисунок 11.1 – Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода

Радиус горизонтального сечения  $r_x$ , м, для зоны защиты на высоте  $h_x$  определяется по формуле:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} \quad (11.2)$$

где  $h_0$  - высота конуса зоны защиты;

$r_0$  - высота конуса зоны защиты на уровне земли, м.

$$h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 25 = 21,25 \text{ м} \quad (11.3)$$

$$r_0 = 1,2 \cdot h = 1,2 \cdot 25 = 30 \text{ м} \quad (11.4)$$

Радиусы горизонтального сечения на высоте  $h_{x1}=8$  м и  $h_{x2}= 12$ м:

$$r_{x1} = \frac{30 \cdot (21,3 - 8)}{21,3} = 18,7 \text{ м};$$

$$r_{x2} = \frac{30 \cdot (21,3 - 12)}{21,3} = 13,1 \text{ м}.$$

Высота и радиус конуса зоны защиты для молниеприемника М4 высотой  $h=20,07$  м:

$$h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 20,07 = 17,06 \text{ м};$$

$$r_0 = 1,2 \cdot h = 1,2 \cdot 20,07 = 24,08 \text{ м}$$

Радиусы горизонтального сечения на высоте  $h_{x1}=8$  м и  $h_{x2}= 12$ м:

$$r_{x1} = \frac{30 \cdot (17,06 - 8)}{17,06} = 12,8 \text{ м}$$

$$r_{x2} = \frac{30 \cdot (17,06 - 12)}{17,06} = 7,1 \text{ м}$$

Плотность ударов молнии:

$$N_g = \frac{6,7 \cdot T_d}{100} \quad (11.5)$$

где  $T_d$  – средняя продолжительность гроз (80 часов).



$$N_g = \frac{6,7 \cdot 80}{100} = 5,36 \frac{1}{\text{км}^2 \cdot \text{год}} \quad (11.6)$$

Ожидаемое число поражений молнией в год при отсутствии молниезащиты:

$$N_1 = N_g \cdot S \quad (11.7)$$

где  $S$  – площадь территории ПС (0,00139 км<sup>2</sup>).

$$N_1 = 5,36 \cdot 0,00139 = 0,00745.$$

Ожидаемая частота разрядов молнии в элементы молниезащиты ПС «Узюково» составляет 10 раз в 1 год. Прорыв молниевое разряда через систему молниезащиты возможен 1 раз в 20 лет.

План молниезащиты представлен на рисунке 11.2.

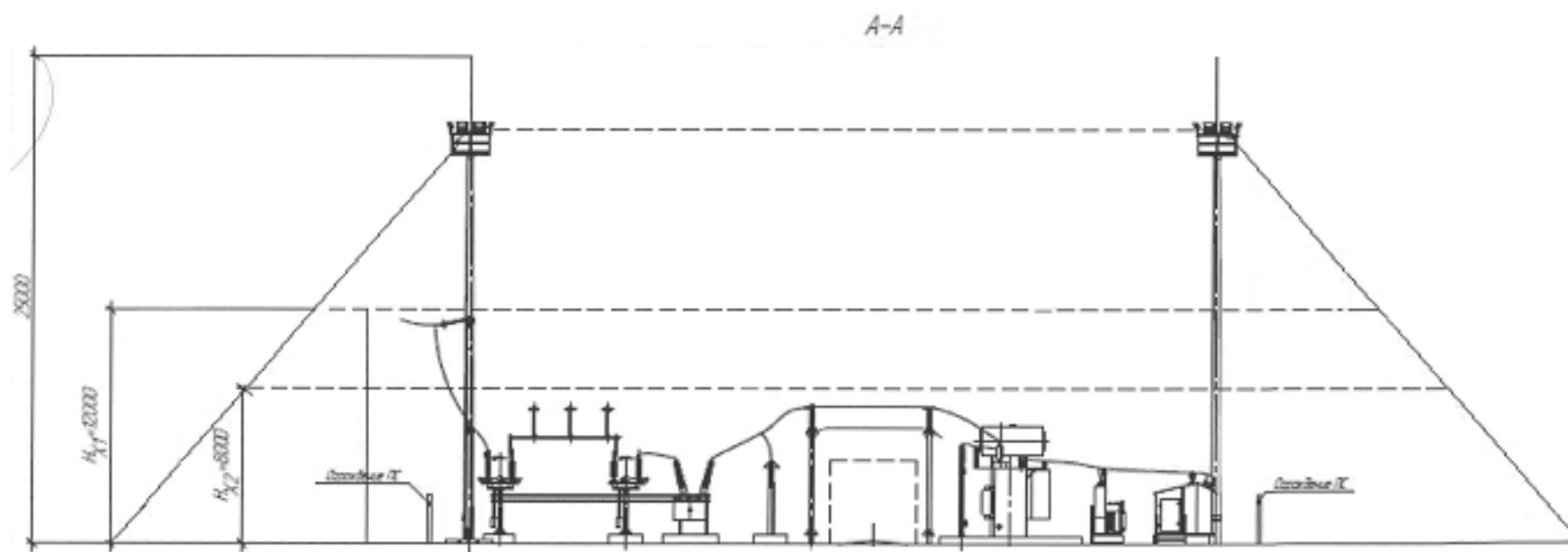


Рисунок 11.2 – План молниезащиты

## 12 Экономическая эффективность работы

Смета на реконструкцию подстанции «Узюково» рассчитана по [8] и приведена ниже.

1. Трансформаторы ТДН-10000/110/10, 2 штуки, общая стоимость 12600000 руб.

2. Выключатели элегазовые ЗАР1DT-145/ЕК, 2 штуки, общая стоимость 2614000 руб.

3. Разъединители РГН – 2 - 110/1000, 8 штук, общая стоимость 240000 руб.

4. ОПН 110 кВ, 2 штуки, общая стоимость 50000 руб.

Итого – 17932200 руб.

По данным ПАО «МРСК Волги» данные по затратам на обслуживание подстанции «Узюково»:

- амортизационные отчисления на реновацию 503721 руб.

- затраты на оплату труда персонала подстанции 206522 руб., в том числе основная зарплата 181600 руб., дополнительная – 25362 руб.

- отчисления в единый социальный налог 53695 руб.

- ремонтный фонд 251860 руб.

- затраты на охрану труда и технику безопасности 15520 руб.

Итого суммарные затраты – 1031318 руб.

Таким образом получили: капитальные затраты на реконструкцию подстанции «Узюково» составляют 17932200 руб., затраты на обслуживание подстанции «Узюково» составляют 1031318 руб.

## **Заключение**

В ходе реконструкции ПС «Узюково» была показана необходимость замены устаревшего оборудования более новым.

После проведения реконструкции трансформаторная мощность ПС увеличится более чем в 1,5 раза, подстанция будет удовлетворять современным требованиям по безопасности, надёжности. Следует отметить, что в настоящее время ПС «Узюково» является одной из самых старых в Ставропольском районе Самарской области и существует с 1983 года.

Электрическая схема подстанции была заменена на более совершенную и надёжную схему на элегазовых выключателях и разъединителях. Эта схема обеспечивает надёжное электроснабжение присоединённых к подстанции потребителей.

Были также рассмотрены безопасность, экологичность и экономическая эффективность проекта.

При реализации данного проекта будет усовершенствована система электроснабжения села Узюково, что позволит повысить надёжность электроснабжения существующих сельских потребителей и обеспечить для снабжения электроэнергией вновь строящихся объектов, в частности посёлка Уютного.

## Список используемой литературы и источников

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е издание, перераб. и доп., с изменениями. М.: Главгосэнергонадзор России, 2011.
2. ГОСТ 14209 - 1997. Росстандарт. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов: введ. 01.01.2002. Межгос. совет по стандартизации, метрологии и сертификацию. М. : Изд-во стандартов, 2002.
3. ГОСТ Р 52735-2007. Национальный стандарт Российской Федерации. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ: введ. 01.07.2008. Межгос. совет по стандартизации, метрологии и сертификации. М. : Изд-во стандартов, 2008.
4. ГОСТ 1516.3-96. Росстандарт. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции: введ. 01.01.1999. Технический комитет по стандартизации. М.: ИПК Издательство стандартов, 1998.
5. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ [Электронный ресурс]. URL: [http://www.fsk-ees.ru/media/File/customers\\_tech/NTP\\_PS.pdf](http://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/NTP_PS.pdf) (дата обращения 10.06.2018).
6. Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС»: введ. 29.03.2010.
7. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. СО 153-34.21.122-2003: утв. приказом Министерства Энергетики РФ от 30 июня 2003 года № 280.
8. Баширов М.Г., Баширова Э.М., Лунева Н.Н., Хуснутдинова И.Г. Экономика электропотребления: учебное пособие. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016.

9. Горелик Т.Г., Кабанов П.В., Кириенко О.В. Подходы к построению цифровой подстанции // Релейная защита и автоматизация. 2017. №4. С. 22-27.
10. Ежков В.В. Электрические системы и сети: учебное пособие. М. Энергия, 2015.
11. Немировский А.Е., Сергиевская И.Ю., Крепышева Л.Ю. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций: учеб. пособие для вузов. М.: Инфра-Инженерия, 2018.
12. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. 4-е изд. перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2017.
13. Технологии и технические средства управления режимами электроэнергетических систем: учебное пособие для вузов. 4-е изд. перераб. и доп. М. : Инновационное машиностроение, 2018.
14. Тибейко И.А., Рассоха Д.П. Выбор электрооборудования и релейной защиты : учебное пособие. Московская обл., Ногинск. АНАЛИТАКА, РОДИС, 2016.
15. Харольский В.Я., Таранов В.Г. Организация и управление деятельностью электросетевых предприятий: учебное пособие. М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2016.
16. Силовые трансформаторы: каталог ООО «Тольяттинский Трансформатор» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.transformator.com.ru/каталог.pdf> (дата обращения 10.06.2018).
17. Каталог КРУ СЭЩ-59 ЗАО «Группа компаний «Электрощит» [Электронный ресурс]. URL: <http://electroshield.nt-rt.ru/images/manuals/kru59er.pdf> КРУ СЭЩ-59 (дата обращения 10.06.2018).
18. Каталог высоковольтных выключателей компании «Siemens» [Электронный ресурс]. URL: [https://www.energy.siemens.com/ru/каталог\\_выключателей/Portfolio\\_ru.pdf](https://www.energy.siemens.com/ru/каталог_выключателей/Portfolio_ru.pdf) (дата обращения 10.06.2018).

19. Каталог ЗАО «Завод электротехнического оборудования» [Электронный ресурс]. URL: [http://www.zeto.ru/products\\_and\\_services/high\\_voltage\\_equipment/rg-110-kv](http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/rg-110-kv) (дата обращения 10.06.2018).

20 Каталог трансформаторов тока ЗАО «Группа компаний «Электрощит» [Электронный ресурс]. URL: <http://trafo-group.com/catalog/elektroschit-k> (дата обращения 10.06.2018).

21. Каталог трансформаторов напряжения ООО «ТЭСЛА» [Электронный ресурс]. URL: <http://tesla-etk.fis.ru/> (дата обращения 10.06.2018).

22. Каталог продукции ООО «OLDHAM - системы электропитания» [Электронный ресурс]. URL: [http://ольдам.рф /](http://ольдам.рф/) (дата обращения 10.06.2018).