

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

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

Электроснабжение  
(направленность (профиль))

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Электроснабжение спортивного комплекса к ЧМ-2018 в Самарской области»

Студент(ка)

К.И. Сухарев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.А. Кувшинов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

**Допустить к защите**

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

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

Тольятти 2016

## Аннотация

В квалификационной работе представлен выбор системы электроснабжения спортивного комплекса в г. Самара к ЧМ по футболу 2018, за счет строительства понизительной подстанции ПС 110/10/10 кВ «Стадион». Приведено обоснование выбора питающего напряжения 110/10 кВ. Приведены основные потребители и их технические параметры. Рассчитана величина нагрузок электроприемников и используемая мощность от энергосистемы. Рассчитаны токи КЗ.

Рассчитано и выбрано электрооборудование понизительной подстанции ПС 110/10/10 кВ «Стадион». Выбрана схема ОРУ-110 кВ. Рассчитаны токи короткого замыкания, выбрана современная микропроцессорная релейная защита.

Пояснительная записка к квалификационной работе выполнена на 54 листах формата А4, и содержит 5 рисунков, 25 таблиц.

Графическая часть представлена 6 на чертежах формата А1.

Графическая часть содержит 6 чертежей формата А1.

## Содержание

1	Краткая характеристика объекта проектирования.....	7
1.2	Размещение спортивного комплекса .....	7
1.2	Необходимость строительства понизительной подстанции «Стадион» .....	9
4	Выбор варианта питающей сети понизительной подстанции «Стадион» ...	25
5	Выбор схемы ОРУ – 110 кВ.....	29
6	Расчет токов короткого замыкания ПС 110 кВ «Стадион» .....	30
6.1	Составление исходной расчетной схемы .....	30
6.2	Расчет токов короткого замыкания.....	31
6.3	Расчет ударных токов .....	35
7	Выбор высоковольтного оборудования ПС 110/10/10 кВ «Стадион» .....	36
7.1	Выбор оборудования ОРУ 110 кВ подстанции «Стадион» .....	37
7.2	Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 10 кВ ПС «Стадион» - 110/10/10 кВ .....	42
8	Выбор релейной защиты и автоматики подстанции «Стадион».....	47
8.1	Микропроцессорная релейная защита «Сириус 2М» .....	47
8.2	Дифференциальная защита шин 10 кВ .....	47
8.3	Расчет релейной защиты трансформаторов.....	48
	Заключение.....	52
	Список использованных источников.....	53

## Введение

В 2018 году с 14 июня по 15 июля на территории Российской Федерации планируется проведение одного из главных событий мирового футбола - 21-й чемпионат мира по футболу ФИФА (далее – ЧМ по футболу 2018). Проведение ЧМ по футболу 2018 предъявляет особые требования к энергосистеме для обеспечения надежности и бесперебойной подачи электроэнергии ко всем объектам предназначенных для проведения данного мероприятия.

Одним из городов участников ЧМ по футболу 2018 на территории Российской Федерации станет г. Самара, который расположен в Самарской области. Для проведения в г. Самаре ЧМ, строится стадиона «CosmoArena», который должен отвечать самым современным требованиям.

В соответствии с «Соглашением об организации и проведении» наша страна должна предоставить для проведения матчей Кубка конфедераций 2017 г. и Чемпионата мира по футболу 2018 г. стадионы высочайшего качества [6], большой вместимостью (около 45 тыс. человек) и оснащенные самыми современными техническими средствами в соответствии с требованиями ФИФА. Соответственно все потребители данного спортивного комплекса относятся к первой категории, так как необходимо обеспечить надежное функционирование всех систем для безопасного и комфортного пребывания людей.

В связи с этим, требования к надежности и функционированию системы электроснабжения предъявляются самые жесткие.

Целью квалификационной работы является рациональный выбор источников питания для создания надежной системы электроснабжения спортивного комплекса к ЧМ-2018, выбор схемы внешнего электроснабжения с выбором питающего напряжения, а также выбор современного оборудования для главной понизительной подстанции от которой будет обеспечиваться электроснабжение спортивного комплекса.

# **1 Краткая характеристика объекта проектирования**

## **1.2 Размещение спортивного комплекса**

Стадион к чемпионату мира по футболу 2018 года в Самаре расположится на южном склоне холма-останца Жареный (Султанов) Бугор в северной части города (Радиоцентр).

Одним из основных объектов спортивного комплекса к ЧМ-2018 по футболу является футбольный стадион представляющий собой огромный купол высотой до 60 метров. Футбольное поле будет расположено под открытым небом, а зрительские трибуны будут находиться под крышей. В вечернее время предусмотрена архитектурная подсветка, которая должна дополнительно усилить выразительность внешнего вида стадиона.

Футбольный стадион рассчитывается для проведения матчей финала Чемпионата мира.

После завершения ЧМ-2018, построенный спортивный комплекс будет использоваться для проведения различных культурно-массовых мероприятий и занятий различными видами спорта.

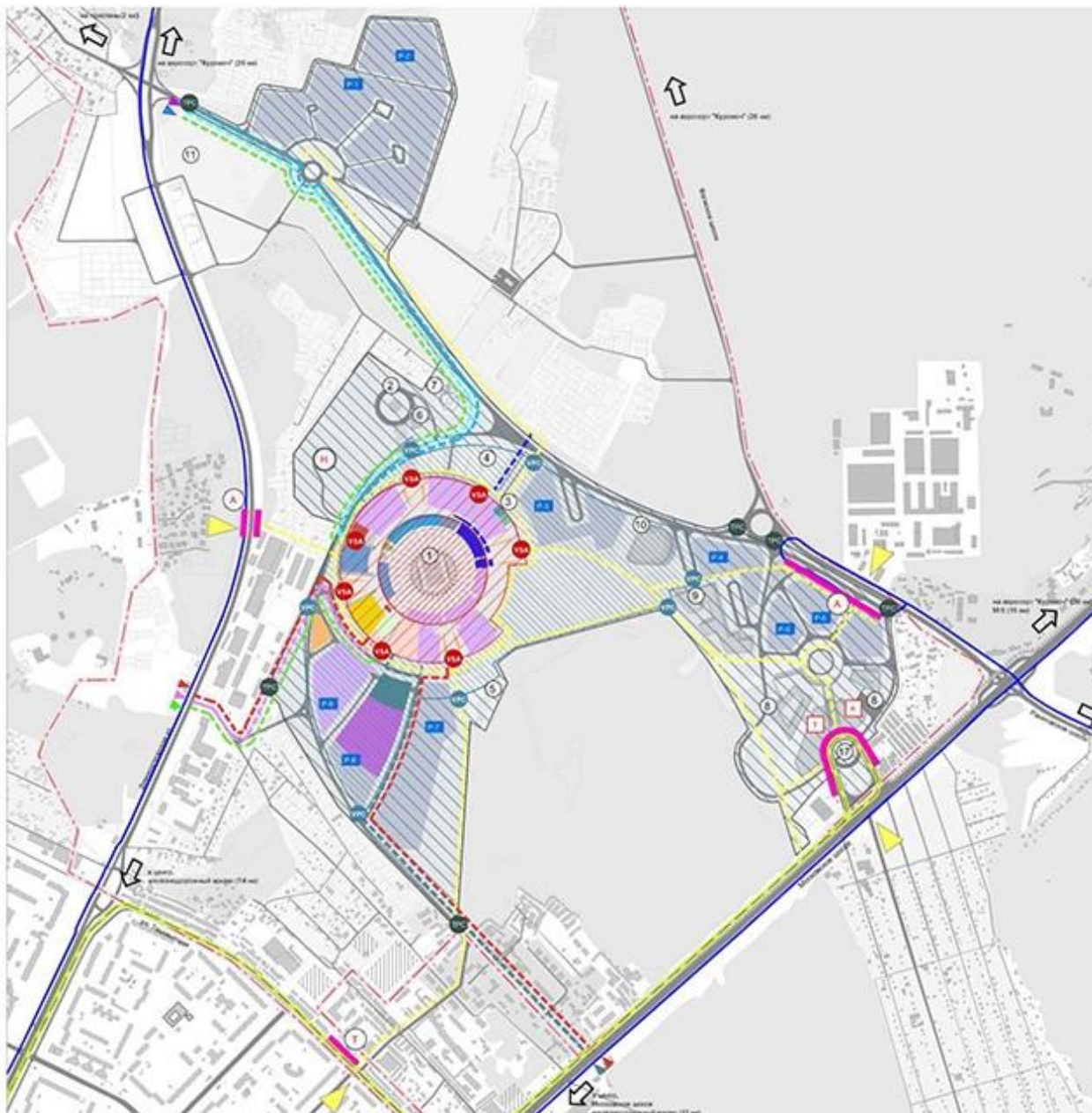


Рисунок 1 – Схема расположения спортивного комплекса для проведения ЧМ по футболу 2018

После 2018 года прилегающую к стадиону территорию планируется благоустроить и озеленить. После демонтажа временных конструкций, околостадийная территория станет зоной отдыха. На ней появятся спортивные объекты, отели, конференц-холл и др.

В конце марта 2015 года на заседании областного правительства Самары было одобрено название спортивного объекта. Так в период проведения чемпионата мира стадион будет называться «Cosmos Arena» [20].

## **1.2 Необходимость строительства понизительной подстанции «Стадион»**

Объекты, сооружение которых планируется в рамках подготовки и проведения в 2018 году чемпионата мира по футболу, предполагается разместить в Кировском районе г.о. Самара на территории радиоцентра.

В районе предполагаемого размещения объектов инфраструктуры чемпионата мира по футболу 2018 года расположены основные центры питания: Самарская ТЭЦ, ПС 220 кВ Солнечная, ПС 220 кВ Кировская, ПС 110 кВ Красноглинская-1, ПС 110 кВ Студеная, ПС 110 кВ Озерная, ПС 110 кВ Волжская-1, ПС 110 кВ Городская-3 и ПС 110 кВ Томашев Колок. Район предполагаемого размещения объектов чемпионата мира по футболу 2018 года характеризуется высокой плотностью жилой застройки и объектов городской инфраструктуры, в связи с чем возможность питания ПС Стадион рассматривается только от ВЛ, проходящих в непосредственной близости от указанного района, либо с использованием питающих линий в кабельном исполнении. Карта – схема существующей сети 110-220 кВ, прилегающей к радиоцентру представлена на рисунке 2.

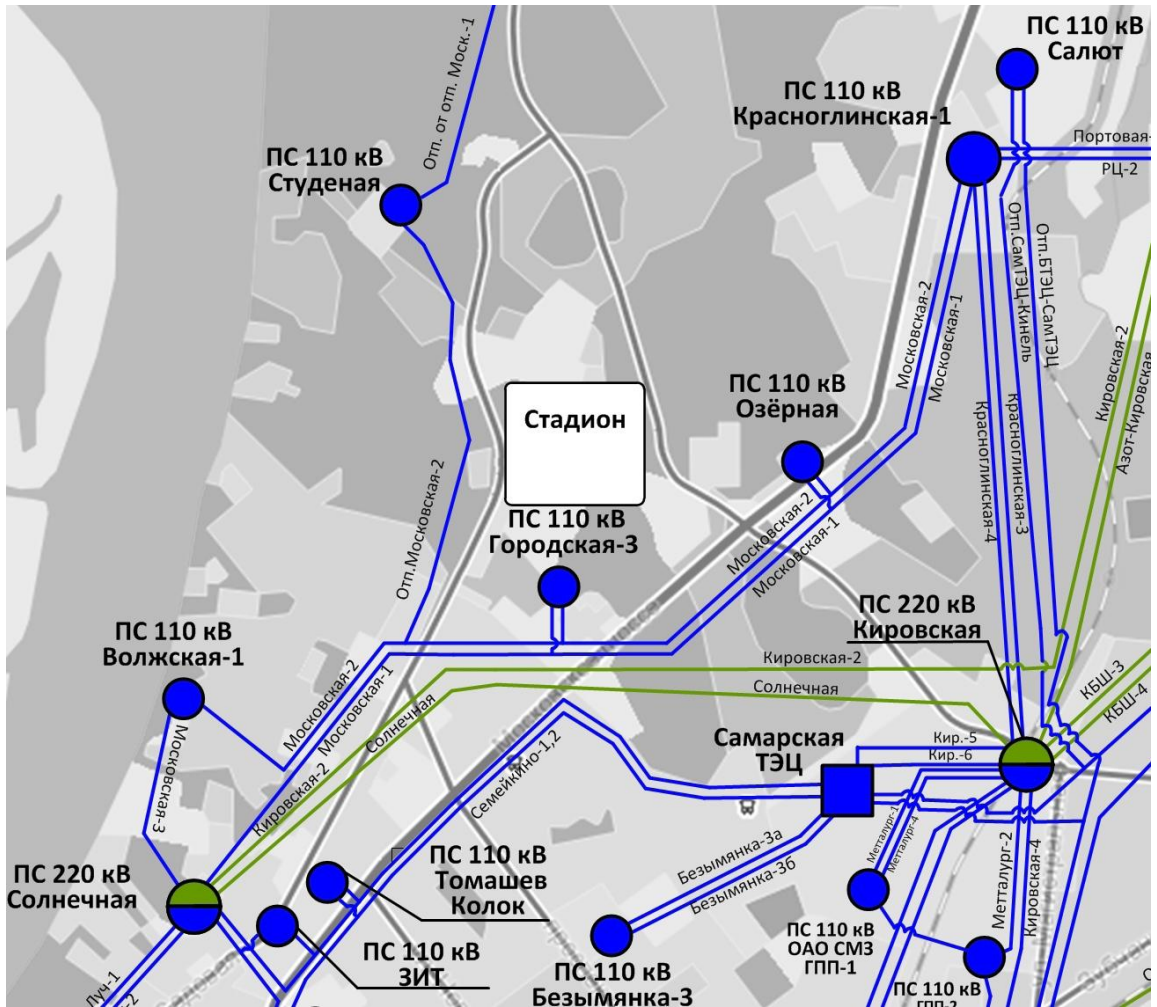


Рисунок 2 - Карта – схема существующей сети 110-220 кВ, прилегающей к радиоцентру



## 2 Расчет электрических нагрузок спортивного комплекса

### 2.1 Расчет электрических нагрузок

Расчет необходимо выполнить на основании «Инструкция по проектированию городских электрических сетей» РД 34.20.185-94 [2].

Суть данного метода состоит в следующем:

1. Все электроприемники разбиваются на характерные группы с однородным режимом работы и объединяются по месту подключения.
2. Для каждой характерной группы определяют:
  - а) среднюю активную мощность за наиболее загруженный период суток группы электроприемников одинакового режима работы

$$P_{срi} = K_{и} \cdot \sum P_{номi}$$

где  $P_{номi}$  – номинальная мощность электроприемников,

$K_{и}$  – групповой коэффициент использования.

- б) среднюю реактивную мощность за наиболее загруженный период суток для группы электроприемников одинакового режима работы:

$$Q_{срi} = \sum P_{ср} \cdot tg \varphi,$$

где  $tg \varphi$  – соответствует групповому коэффициенту мощности.

3. Находят суммарную среднюю нагрузку по месту подключения электроприемников:

$$P_{ср\Sigma} = \sum_k P_{срi}$$

$$Q_{ср\Sigma} = \sum_k Q_{срi}$$

4. Определяют средневзвешенный коэффициент использования для рассматриваемой группы электроприемников:

$$K_{иср} = \frac{P_{ср\Sigma}}{\Sigma P_{ном}}$$

5. Определяется эффективное или приведенное число электроприемников в группе  $n_{\text{э}}$

$$n_{\text{э}} = \frac{\left( \sum_{i=1}^m n_i \cdot P_{н.эi} \right)}{\sum n_i \cdot P_{н.эi}^2},$$

где  $n_i$  – приведенное число электроприемников.

$P_{н.эi}$  – номинальная мощность «приведенного» электроприемника, которая для  $i$ -го узла определяется из соотношения  $P_{н.эi} = P_{ни} / n_i$ .

$P_{ни}$  – суммарная мощность всей группы электроприемников  $i$ -го узла.

Если в результате расчета получили, что  $n_{\text{э}} > n$ , то  $n_{\text{э}} = n$ .

6. По упорядоченным диаграммам определяют коэффициент максимума:

$$K_{\text{м}} = f(K_{иср}, n_{\text{э}})$$

7. Определяется расчетная нагрузка:

$$P_p = K_{\text{м}} \cdot P_{ср\Sigma}$$

$$Q_p = K'_{\text{м}} \cdot Q_{ср\Sigma},$$

где  $K'_{\text{м}} = 1.1$ , если  $n_{\text{э}} \leq 10$ ;  $K'_{\text{м}} = 1$ , если  $n_{\text{э}} > 10$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$$

Однако для расчета электрических нагрузок спортивного комплекса к ЧМ по футболу воспользуемся расчетными данными Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Самарской области. Расчет сведем в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Расчет электрических нагрузок по данным  
Министерства энергетики и ЖКХ Самарской области

п/п	Наименование потребителя	Расчетная мощность, согласно ТУ P <sub>p</sub> кВт	cosφ	tgφ	Реактивная нагрузка, Q <sub>p</sub>	Полная расчетная нагрузка, кВА
1	Стадион	5950	0.89	0,5	2975	
2	Гостиницы	2856	0.89	0,5	1428	
3	Технопарк	6330.8	0.89	0,5	3165.4	
4	Выставочная зона технопарка	2142	0.89	0,5	1071	
5	Университетский комплекс	1666	0.89	0,5	833	
6	Жилой район университета	1428	0.89	0,5	714	
7	Конгресс-холл	476	0.89	0,5	238	
8	Парковая зона	95.2	0.89	0,5	47.6	
9	Наружная система освещения территорий	2856	0.89	0,5	1428	
	Итого по комплексу к 2018 году	23800	0.89	0,5	11900	26609.2
10	Ввод новых объектов до 2025 года согласно новым ТУ	20900	0.89	0,5	10500	23389.3
	Итого	44700	0.89	0.50	22400	49998.5

### 3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

#### 3.1 Выбор типа силовых трансформаторов

При выборе типа силовых трансформаторов на ПС 110/10 кВ:

- 1) Необходимо применять трехфазные силовые трансформаторы;
- 2) Трехфазные силовые трансформаторы должны иметь встроенное устройство РПН (регулирование напряжения под нагрузкой).

3.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов С учетом категории потребителей для обеспечения надежности питания определяется число трансформаторов на ПС 110/10 кВ с выполнением приближенного расчета номинальной мощности выбираемых силовых трансформаторов.

В данной работе выбираем 2 силовых трёхобмоточных трансформатора используя формулу:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{S_{max.ПС} \cdot \kappa_{1-2}}{\kappa_{пер} \cdot (n - 1)}, \quad (2.1)$$

где  $\kappa_{1-2}$  - коэффициент участия в нагрузке потребителей первой и второй категории (0,75...0,85);

$\kappa_{пер}$  - коэффициент перегрузки трансформатора равный 1,4.

$$S_{ном.Т} \geq \frac{77,7823 \cdot 0,75}{1,4 \cdot (2 - 1)} \geq 41669,089 (MVA).$$

Исходя из этого выбираем трансформаторы типа ТРДЦН-40000/110/10/10 и ТРДЦН-63000/110/10/10.

#### 3.3 Техничко-экономический выбор трансформатора

##### 3.3.1 Расчёт ТРДЦН-40000/110/10/10

Технические параметры трансформатора ТРДЦН-40000/110/10/10 представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры ТРДЦН-40000/110/10/10

Тип	Рх, кВт	Рк, кВт	Uк, %	ix, %
			В-Н	
ТРДЦН-40000/110/10/10	36	172	10,5	0,65

Рассчитаем потери реактивной мощности в силовых трансформатора в режиме холостого хода (х.х.)

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном} = \frac{0,65}{100} \cdot 40000 = 260(\text{квар}). \quad (2.2)$$

Рассчитаем коэффициенты загрузки обмоток ВН и НН силового трансформатора ТРДЦН-40000/110/10/10:

$$K_{3.п} = \frac{S_{п}}{S_{ном}}; \quad (2.3)$$

$$K_{3.в} = \frac{77,7823}{40} = 0,972;$$

$$K_{3.н1} = \frac{38,812}{40} = 0,485;$$

$$K_{3.н2} = \frac{38,9701}{40} = 0,487.$$

Определим приведённые потери мощности в режиме х.х. трансформатора используя формулу:

$$P'_x = \Delta P_x + K_{ин} \cdot Q_x \quad (2.4)$$

$$P'_x = 36 + 0,05 \cdot 260 = 49(\text{кВт}),$$

где  $\Delta P_x$  - потери холостого хода трансформатора;

$\kappa_{ин}$  - коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителей от источника питания, принимаем равный 0,05 кВт/квар.

Определим напряжения короткого замыкания обмоток трансформатора:

$$U_{кВ} = 0,125 \cdot U_{кВ-Н} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125;$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 1,75 \cdot U_{кВ-Н} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375.$$

Найдём реактивные потери обмоток трансформатора в режиме к.з. используя формулу:

$$Q_{к.п} = \frac{U_{к.п}}{100} \cdot S_{ном} \quad (2.5)$$

$$Q_{к.в} = \frac{1,3125}{100} \cdot 40000 = 525(\text{квар});$$

$$Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{18,375}{100} \cdot 40000 = 7350(\text{квар}).$$

Найдём приведённые потери обмоток трансформатора в режиме к.з.

$$P'_{к.п} = P_{к.п} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.п} \quad (2.6)$$

$$P'_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 525 = 26,25(\text{кВт});$$

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = 344 + 0,05 \cdot 7350 = 711,5(\text{кВт}),$$

где  $P_{к.п} = P_{к.в} = 0 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 0 \cdot 172 = 0(\text{кВт})$ ;

$P_{к.н} = P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 2 \cdot 172 = 344(\text{кВт})$ .

Рассчитаем приведённые потери мощности силового трансформатора используя формулу:

$$P'_T = P'_x + \kappa_{3.6}^2 \cdot P'_{\kappa.B} + \kappa_{3.H1}^2 \cdot P'_{\kappa.H1} + \kappa_{3.H2}^2 \cdot P'_{\kappa.H2} = 49 + 0,972^2 \cdot 26,25 +$$

$$+ 0,485^2 \cdot 711,5 + 0,487^2 \cdot 711,5 = 410,1159(\kappa Bm).$$

Экономическая нагрузка трансформаторов для подстанции:

$$S_{\text{э.пс}} = S_{\text{ном.Т}} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_\kappa}} = 40000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{49}{26,25 + 2 \cdot 711,5}} =$$

$$= 10,4016(MBA).$$

Найдём потери электроэнергии подстанции:

$$\Delta W_{nc} = \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^{\kappa} \left( \frac{1}{n} \cdot P'_{\kappa.B} \cdot \kappa_{\kappa.B}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{\kappa.C} \cdot \kappa_{\kappa.C}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{\kappa.H} \cdot \kappa_{\kappa.H}^2 \cdot T_i \right)$$

Результаты расчётов потерей электроэнергии приведены в таблице

3.2.

Таблица 3.2 - Результаты расчётов потерь электроэнергии трансформатора ТРДЦН-40000/110/10/10

i	S <sub>вi</sub> , МВА	S <sub>нi</sub> , МВА	S <sub>нi</sub> ,МВА	n <sub>i</sub>	T <sub>i</sub> , ч	W <sub>хi</sub> , кВт*ч	К <sub>зв</sub>	К <sub>зс</sub>	К <sub>зн</sub>	W <sub>кв</sub> , кВт*ч	W <sub>кс</sub> , кВт*ч	W <sub>кн</sub> , кВт*ч	∑W <sub>пс</sub> , кВт*ч
1	49,782	38,812	38,970	2	400	39200	1,944	0,970	0,974	19851,845	133974,102	135066,807	
2	47,55	32,589	38,970	2	250	24500	1,788	0,814	0,974	10501,626	59036,772	84416,754	
3	45,225	32,589	22,635	2	500	49000	1,380	0,8144	0,565	12509,144	118073,545	56962,420	
4	40,558	27,922	22,635	2	250	24500	1,263	0,698	0,565	5242,127	43338,923	28481,210	
5	38,891	16,255	22,635	2	400	39200	0,972	0,406	0,565	4962,961	23500,388	45569,937	
6	35,002	16,255	18,746	2	250	24500	0,875	0,406	0,468	2512,499	14687,742	19535,120	
7	32,668	16,255	16,413	2	1250	122500	0,816	0,406	0,410	10943,329	73438,712	74872,928	
8	29,557	13,144	16,413	2	400	39200	0,738	0,328	0,410	2866,606	15365,288	23959,337	
9	24,112	7,699	16,413	2	1700	166600	0,602	0,192	0,410	8107,989	22406,325	101827,182	
10	19,445	3,032	16,413	2	2150	210700	0,486	0,075	0,410	6668,979	4395,527	128781,436	
11	16,334	3,032	13,301	2	1210	118580	0,408	0,075	0,332	2648,285	2473,762	47603,876	
12	∑					858480				86815,395	510691,091	747077,014	2203063,5



### 3.3.2 Расчёт ТРДЦН-63000/110/10/10

Технические параметры трансформатора ТРДЦН-63000/110/10/10 представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Параметры ТРДЦН-63000/110/10/10

Тип	P <sub>x</sub> , кВт	P <sub>к</sub> , кВт	U <sub>к</sub> , %	i <sub>x</sub> , %
			В-Н	
ТРДЦН-63000/110/10/10	59	245	10,5	0,6

Рассчитаем потери реактивной мощности силового трансформатора ТРДЦН-63000/110/10/10 в режиме х.х.

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном} = \frac{0,6}{100} \cdot 63000 = 378(\text{квар}).$$

Рассчитаем коэффициенты загрузки обмоток трансформатора:

$$K_{з.н} = \frac{S_n}{S_{ном}};$$

$$K_{з.в} = \frac{77,7823}{63} = 0,617;$$

$$K_{з.н1} = \frac{38,812}{63} = 0,308;$$

$$K_{з.н2} = \frac{38,9701}{63} = 0,309.$$

Определим приведённые потери мощности в режиме х.х. трансформатора используя формулу:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x;$$

$$P'_x = 59 + 0,05 \cdot 378 = 77,9(\text{кВт}),$$

где  $\Delta P_x$  - потери холостого хода трансформатора;

$\kappa_{ин}$  - коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителей от источника питания, принимаем равный 0,05 кВт/квар.

Определим напряжения короткого замыкания обмоток трансформатора:

$$U_{кВ} = 0,125 \cdot U_{кВ-Н} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125;$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 1,75 \cdot U_{кВ-Н} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 .$$

Найдём реактивные потери обмоток трансформатора в режиме к.з. используя формулу:

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}}{100} \cdot S_{ном};$$

$$Q_{к.в} = \frac{1,3125}{100} \cdot 63000 = 826,875 \text{ (квар)};$$

$$Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{18,375}{100} \cdot 63000 = 11576,25 \text{ (квар)}.$$

Найдём приведённые потери обмоток трансформатора в режиме к.з.

$$P'_{к.н} = P_{к.н} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.н};$$

$$P'_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 826,875 = 41,34375 \text{ (кВт)};$$

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = 490 + 0,05 \cdot 11576,25 = 1068,8125 \text{ (кВт)},$$

где  $P_{к.н} = P_{к.в} = 0 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 0 \cdot 245 = 0 \text{ (кВт)}$ ;

$$P_{\kappa.n} = P_{\kappa.H1} = P_{\kappa.H2} = 2 \cdot \Delta P_{\kappa.BH-HH} = 2 \cdot 245 = 490 (\kappa Bm).$$

Рассчитаем приведённые потери мощности трансформатора используя формулу:

$$P'_T = P'_x + \kappa_{3.6}^2 \cdot P'_{\kappa.B} + \kappa_{3.H1}^2 \cdot P'_{\kappa.H1} + \kappa_{3.H2}^2 \cdot P'_{\kappa.H2} = 77,9 + 0,617^2 \cdot 41,34375 + \\ + 0,308^2 \cdot 1068,8125 + 0,309^2 \cdot 1068,8125 = 297,3099 (\kappa Bm).$$

Экономическая нагрузка трансформаторов для подстанции:

$$S_{э.пс} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_\kappa}} = 63000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{77,9}{41,34375 + 2 \cdot 1068,8125}} = \\ = 16,846 (MBA).$$

Найдём потери электроэнергии подстанции:

$$\Delta W_{пс} = \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^{\kappa} \left( \frac{1}{n} \cdot P'_{\kappa.B} \cdot \kappa_{\kappa.B}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{\kappa.C} \cdot \kappa_{\kappa.C}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{\kappa.H} \cdot \kappa_{\kappa.H}^2 \cdot T_i \right)$$

Результаты расчётов потерь электроэнергии приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Результаты расчётов потерей электроэнергии трансформатора ТРДЦН-63000/110/10/10

i	$S_{bi}$ , MBA	$S_{ci}$ , MBA	$S_{ni}$ ,MBA	$n_i$	$T_i$ , ч	$W_{xi}$ , кВт*ч	$K_{зв}$	$K_{зс}$	$K_{зн}$	$W_{кв}$ , кВт*ч	$W_{кс}$ , кВт*ч	$W_{кн}$ , кВт*ч	$\sum W_{пс}$ , кВт*ч
1	49,782	38,812	38,97013	2	400	62320	1,23464	0,616066	0,618573	12604,34624	81130,9121	81792,6238	
2	47,55	32,589	38,97013	2	250	38950	1,135869	0,517295	0,618573	6667,699159	35750,9934	51120,3898	
3	45,225	32,589	22,63585	2	500	77900	0,876594	0,517295	0,359299	7942,313672	71501,9868	34494,8253	
4	40,558	27,922	22,63585	2	250	38950	0,802516	0,443217	0,359299	3328,335178	26244,82179	17247,4127	
5	38,891	16,255	22,63585	2	400	62320	0,61732	0,258021	0,359299	3151,086559	14231,1677	27595,8603	
6	35,002	16,255	18,74673	2	250	38950	0,555588	0,258021	0,297567	1595,23757	8894,479814	11829,9143	
7	32,668	16,255	16,41326	2	1250	194750	0,518549	0,258021	0,260528	6948,145863	44472,39907	45340,9194	
8	29,557	13,144	16,41326	2	400	62320	0,469163	0,208635	0,260528	1820,067596	9304,782383	14509,0942	
9	24,112	7,699	16,41326	2	1700	264860	0,382738	0,12221	0,260528	5147,930111	13568,63456	61663,6504	
10	19,445	3,032	16,41326	2	2150	334970	0,30866	0,048132	0,260528	4234,272564	2661,806834	77986,3814	
11	16,334	3,032	13,30197	2	1210	188518	0,259274	0,048132	0,211142	1681,451299	1498,040125	28827,5558	
12	$\Sigma$					1364808				55120,88581	309260,0246	452408,628	2181597,5

Найдём стоимость электроэнергии за  $1 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$  :

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_{\text{м}}} + \beta;$$

$$C_{\text{э}} = \frac{240}{3461,1375} + 0,7 = 0,76934 \left( \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} \right),$$

где  $\alpha = 240$  - основная ставка двухставочного тарифа за  $1 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$  договорной мощности;

$\beta = 0,7$  - дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый  $\text{кВт} \cdot \text{ч}$ .

Найдём стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах по выражению:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{nc}} \cdot C_{\text{э}};$$

$$I_{\text{э},40} = 2203063,502 \cdot 0,76934 = 1694907,883 (\text{руб});$$

$$I_{\text{э},63} = 2181597,538 \cdot 0,76934 = 1678393,23 (\text{руб}),$$

где  $I_{\text{э},40}$  - стоимость годовых потерь трансформатора ТРДЦН-40000/110/10/10,

$I_{\text{э},63}$  - стоимость годовых потерь трансформатора ТРДЦН-63000/110/10/10. Определим экономическую целесообразность трансформаторов используя метод приведённых затрат:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + p_{\text{сум}} \cdot K + I_{\text{э}},$$

где  $E_{\text{н}} = 0,1$  - нормативный коэффициент дисконтирования;

$K$  - капитальные затраты на оборудование понизительной подстанции (учитывается только стоимость трансформаторов) для ТРДЦН-40000/110/10/10  $K=21$  млн. руб., для ТРДЦН-63000/110/10/10  $K=28$  млн. руб.;

$p_{сум} = 0,094$  - суммарный коэффициент отчислений на обслуживание и ремонт.

$$Z_{np.40} = 2 \cdot (0,1 \cdot 21 \cdot 10^6 + 0,094 \cdot 21 \cdot 10^6) + 1694907,883 = 11158907,88 (\text{руб});$$

$$Z_{np.63} = 2 \cdot (0,1 \cdot 28 \cdot 10^6 + 0,094 \cdot 28 \cdot 10^6) + 1678393,23 = 12542393,2 (\text{руб}).$$

Из приведенных затрат видно, что выгоднее использовать трансформатор 2×ТРДЦН-40000/110/10/10, чем 2× ТРДЦН-63000/110/10/10, так как коэффициент загрузки больше рекомендованного.

При этом в случае установки на ПС Стадион трансформаторов мощностью 40 МВА в послеаварийных и ремонтных режимах загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 125%, что превышает допустимые 105%. Учитывая возможность обеспечения питания потребителей ПС Стадион по кабелю 10 кВ от Самарской ТЭЦ, его пропускная способность должна составлять не менее 8 МВА (7,2 МВт и 3,6 Мвар). В таком случае возможно обеспечить надёжное электроснабжение перспективных потребителей в 2025 г. без погашения нагрузки при выводе в ремонт или аварийном отключении одного трансформатора ПС 110 кВ Стадион. В связи с этим к установке принимаем 2× ТРДЦН-63000/110/10/10.

#### 4 Выбор варианта питающей сети понизительной подстанции «Стадион»

Выбор наивыгоднейшего напряжения питающих линий может быть предварительно определен по формуле Ларионова

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{500/L + 2500/P_p}},$$

где  $L$  - длина линии, км;  $P_p$  - передаваемая мощность, МВт.

Подставляя расчетную нагрузку из таблицы 2.1, получим

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{500 / 0,73 + 2500 / 49998,5}} = 111,87 \text{ кВ.}$$

По найденному значению экономически целесообразного напряжения примем 110 кВ.

Проверим существующие ВЛ по допустимому длительному току в летний и зимний период времени.

Таблица 4.1 – Токовая загрузка и перетоки мощности по ЛЭП 110 кВ

Наименование	Идоп. А при t = - 5°C	В Зимней период							
		3-00 час. - минимум			I-доп, %	18-00 час. - максимум			I-доп , %
		P, МВт	Q, Мвар	I, А		P, МВт	Q, Мвар	I, А	
ВЛ 110 кВ Красноглинская - Береза (ВЛ 110 кВ Портовая-1)	600	3	6	27	4,5%	0,3	-8	18	3%
ВЛ 110 кВ РВС - Береза (ВЛ 110 кВ Портовая-2)	600	7	10	65	11%	0,7	-11	27	5%
ВЛ 110 кВ Кировская - Красноглинская I цепь (ВЛ 110 кВ Красноглинская-3)	600	33,1	21,4	192	32%	35,2	27	220	37%
ВЛ 110 кВ Кировская - Красноглинская II цепь (ВЛ 110 кВ Красноглинская-4)	600	33,1	21,4	192	32%	35,2	27	220	37%
ВЛ 110 кВ Самарская ТЭЦ - Солнечная (ВЛ 110 кВ Семейкино-2) - откл. со стороны ПС Солнечная	630	15	4,8	77	13%	24	6,8	124	21%
ВЛ 110 кВ Солнечная - Красноглинская-1 (ВЛ 110 кВ Московская-1) - откл. со стороны ПС Красноглинская-1	630	21	-6,4	107	18%	33	-8	168	28%
ВЛ 110 кВ Красноглинская-1 - Волжская- 1 (ВЛ 110 кВ Московская-2)	600	35	10	177	30%	53	18	274	46%



Таблица 4.2 – Токовая загрузка и перетоки мощности по ЛЭП 110 кВ

Наименование	I А доп при t =+30°С	В летний период							
		4-00 час. - минимум			I-доп · %	10-00 час. - максимум			I-доп · %
		P, МВт	Q, Мвар	I, А		P, МВт	Q, Мвар	I, А	
ВЛ 110 кВ Красноглинская - Береза (ВЛ 110 кВ Портовая-1)	479	6,8	-3,1	60	13%	7,7	0,1	60	13%
ВЛ 110 кВ РВС - Береза (ВЛ 110 кВ Портовая-2)	479	14,8	-7,1	78	16%	15,7	0,3	78,5	16%
ВЛ 110 кВ Кировская - Красноглинская I цепь (ВЛ 110 кВ Красноглинская-3)	479	27,9	5,9	142	30%	29,8	8,8	158	33%
ВЛ 110 кВ Кировская - Красноглинская II цепь (ВЛ 110 кВ Красноглинская-4)	479	27,9	5,9	142	30%	29,8	8,8	158	33%
ВЛ 110 кВ Самарская ТЭЦ - Солнечная (ВЛ 110 кВ Семейкино-2) - откл. со стороны ПС Солнечная	630	9	3,8	49	8%	19	9,8	109	17%
ВЛ 110 кВ Солнечная - Красноглинская-1 (ВЛ 110 кВ Московская-1) - откл. со стороны ПС Красноглинская- 1	488	33	17	179	37%	42,2	20	227	47%
ВЛ 110 кВ Красноглинская-1 - Волжская-1 (ВЛ 110 кВ Московская-2)	488	11	0,6	54	11%	15	2,3	77	16%

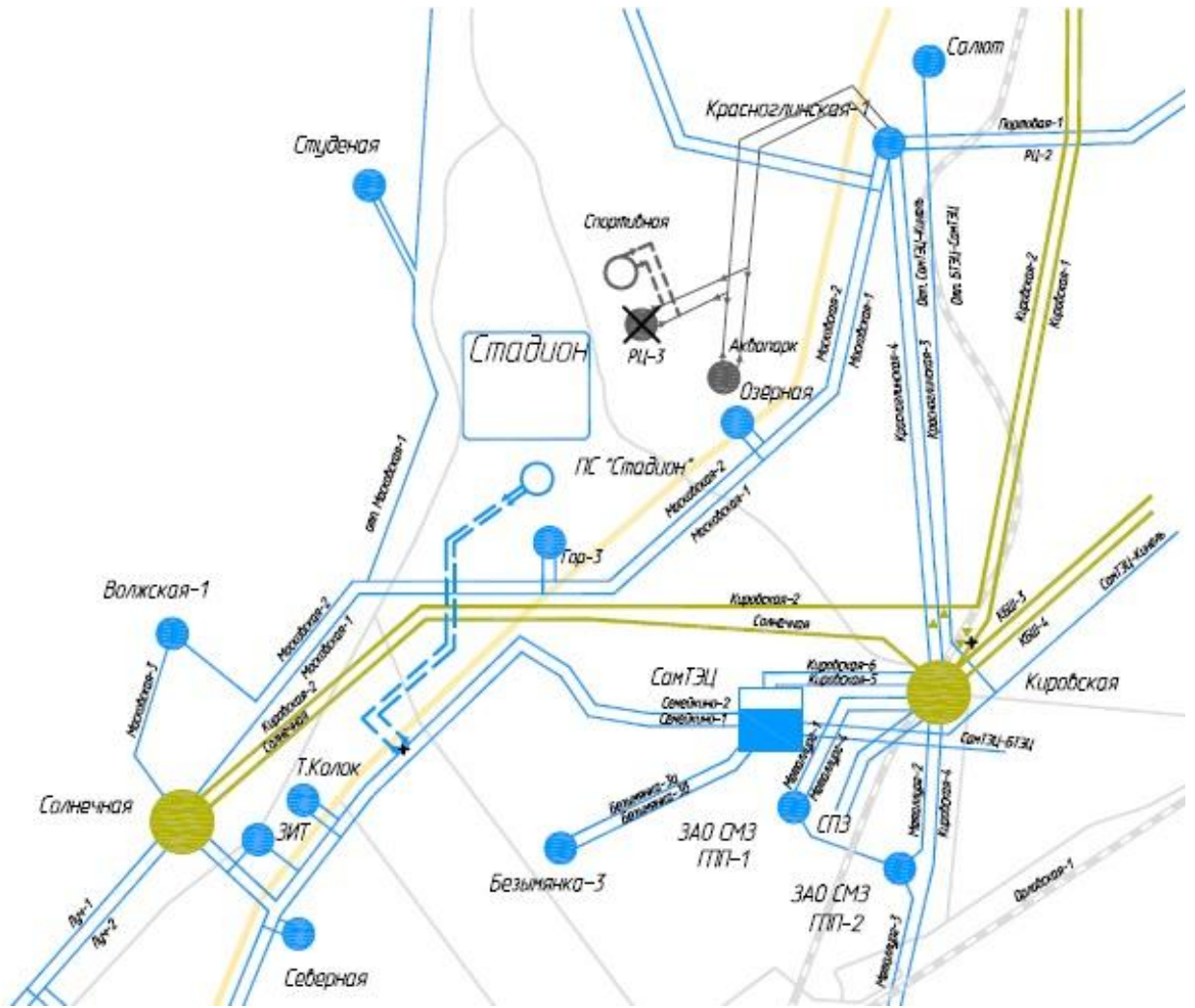


Рисунок 4.1 – Схема расположения ПС-110 кВ «Стадион»

## 5 Выбор схемы ОРУ – 110 кВ

При выборе системы электроснабжения спортивного комплекса к ЧМ-2018 по футболу должны рассматриваться следующие вопросы:

- 1) Перспектива развития энергосистем и систем электроснабжения с учетом рационального сочетания вновь сооружаемых электрических сетей с действующими и вновь сооружаемыми сетями других классов напряжения;
- 2) Обеспечение комплексного централизованного электроснабжения всех потребителей электрической энергии, расположенных в зоне действия электрических сетей, независимо от их принадлежности;
- 3) Ограничение токов КЗ предельными уровнями, определяемыми на перспективу;
- 4) Снижение потерь электрической энергии;
- 5) Соответствие принимаемых решений условиям охраны окружающей среды.

При этом должны рассматриваться в комплексе внешнее и внутреннее электроснабжение с учетом возможностей и целесообразности технологического резервирования.

При решении вопросов резервирования следует учитывать перегрузочную способность элементов электроустановок, а также наличие резерва в технологическом оборудовании.

При решении вопросов развития систем электроснабжения следует учитывать ремонтные, аварийные и послеаварийные режимы.

При выборе независимых взаимно резервирующих источников питания, являющихся объектами энергосистемы, следует учитывать вероятность одновременного зависящего кратковременного перерыва электроснабжения.

## 6 Расчет токов короткого замыкания ПС 110 кВ «Стадион»

При расчетах токов к.з. (ТКЗ) составляется электрическая схема и схема замещения, в которой параметры электрической схемы представлены в виде ЭДС и сопротивлений/

Расчет производится в схеме замещения (рисунок 6.1), составленной для сети холостого хода (без учета нагрузочного режима, предшествующего моменту возникновения КЗ).

Результаты расчетов уровней трехфазного сведены в таблицу 6.1.

### 6.1 Составление исходной расчетной схемы

Схема замещения для расчетов токов короткого замыкания на шинах высокого 110 кВ и низкого напряжения 10 кВ ПС 110 кВ «Стадион» представлена на рисунке 6.1.

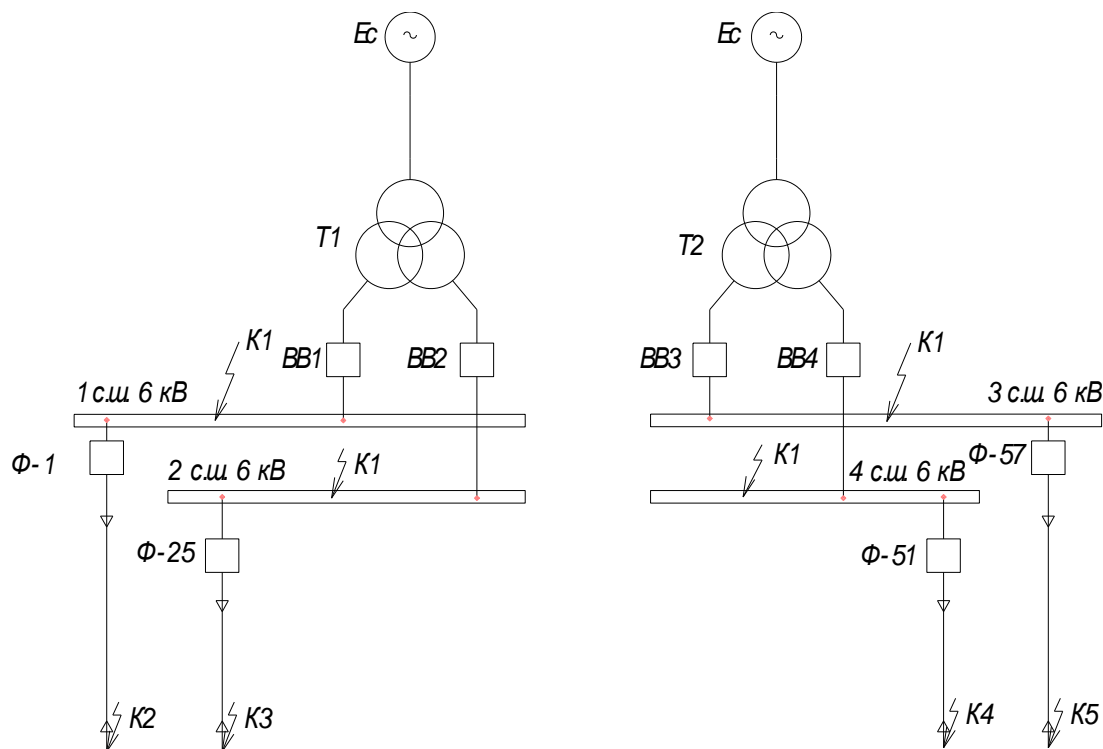


Рисунок 6.1 – Расчетная схема для определения ТКЗ на шинах ВН и НН подстанции 110/10 кВ «Стадион»

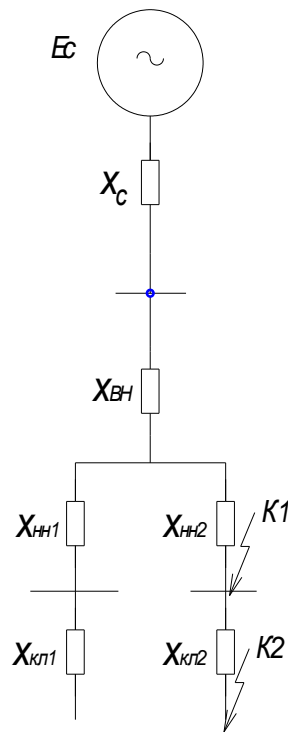


Рисунок 7.2- Расчетная схема замещения ПС 110/10 кВ «Стадион»

## 6.2 Расчет токов короткого замыкания

В основе расчетов положена методика согласно РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования»[5].

Сопротивление в расчетной точке для определения ТКЗ, (на шинах ВН подстанции) определяют по формуле:

$$X_{\text{НН.МИН}} = U_{\text{НН}}^2 \cdot \left[ \frac{X_{\text{С.МАХ}}}{U_{\text{СР.ВН}} \cdot (1 - \Delta U)} + \frac{U_{\text{СР.ВН}} \cdot (1 - \Delta U) \cdot U_{\text{К.МИН}}}{100 \cdot S_{\text{Н.ТР}}} \right]$$

$$X_{\text{НН.МАХ}} = U_{\text{НН}}^2 \cdot \left[ \frac{X_{\text{С.МИН}}}{U_{\text{СР.ВН}}^2} + \frac{U_{\text{К.МАХ}}}{100 \cdot S_{\text{Т.ТР}}} \right],$$

где  $U_{\text{НН}}$  - номинальное напряжение силового трансформатора стороны НН, кВ;

На шинах НН токи трехфазного КЗ на ПС 110/10 кВ Стадион определяются по выражению:

$$I_{K.HH.MAX}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot X_{HH.MIN}};$$
$$I_{K.HH.MIN}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot X_{HH.MAX}}.$$

Токи трехфазного ТКЗ на шинах высокого напряжения подстанции ПС 110/10 «Стадион» определяются по выражению:

$$I_{K.BH.MAX}^{(3)} = I_{K.HH.MAX}^{(3)} \frac{U_{HH}}{U_{CP} \cdot (1 - \Delta U)};$$
$$I_{K.BH.MIN}^{(3)} = I_{K.HH.MIN}^{(3)} \frac{U_{HH}}{U_{BH.MAX}}.$$

Для определения токов КЗ на шинах ЗРУ-10 кВ фидерах подстанции «Стадион» определяются по выражению:

$$Z_L = R_{каб} + j(X_{каб} +)$$

Трехфазный ТКЗ на шинах низкого напряжения подстанции ПС 110/10 «Стадион» определяется

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot Z},$$

где  $U_{па}$  - напряжение в максимальном или минимальном режиме по таблице 6.1., кВ;

$Z$  - полное сопротивление до точки к.з. в максимальном или минимальном режиме, Ом.

Определим сопротивление энергосистемы шинах 110 ОРУ - 110 кВ ПС 110/10 кВ «Стадион»:

$$X_{MAXC} = \frac{U_C^2}{S_{КЗ}} = \frac{126^2}{5000} = 3.1752 \text{ Ом};$$

$$X_{MINC} = \frac{U_C^2}{S_{КЗ}} = \frac{110^2}{1500} = 8.066 \text{ Ом};$$

Найдем сопротивления трансформатора ТРДН-63000/110:

$$U_{К.МАХ} = 11,46\% ; U_{К.СР} = 10,5\% ; U_{К.МІН} = 9,59\% ; \Delta U = 0,16.$$

Для первой секции шин 10 кВ:

$$X_{ННІ.МІН} = 10,5^2 \cdot \left[ \frac{8,067}{115 \cdot (-0,16)} + \frac{115 \cdot (1 - 0,16) \cdot 9,59}{100 \cdot 25 \cdot 0,533} \right] = 0.67 \text{ Ом};$$

$$X_{ННІ.МАХ} = 10,5^2 \cdot \left[ \frac{3.1752}{126^2} + \frac{11,46}{100 \cdot 40 \cdot 0,533} \right] = 0.351 \text{ Ом}.$$

Для второй секции шин 10 кВ:

$$X_{ННІ.МІН} = \frac{10,5^2}{110} \cdot \left[ \frac{8,067}{115 \cdot (-0,16)} + \frac{115 \cdot (1 - 0,16) \cdot 9,59}{100 \cdot 25 \cdot 0,533} \right] = 0.67 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{HHI.MAX}} = 10,5^2 \cdot \left[ \frac{3.1752}{126^2} + \frac{11,46}{100 \cdot 40 \cdot 0,533} \right] = 0,351 \text{ Ом.}$$

Для третьей секции шин 10 кВ:

$$X_{\text{HHI.MIN}} = \frac{10,5^2}{110} \cdot \left[ \frac{8,067}{115 \cdot (1-0,16)} + \frac{115 \cdot (1-0,16) \cdot 9,59}{100 \cdot 25 \cdot 0,533} \right] = 0,67 \text{ Ом;}$$

$$X_{\text{HHI.MAX}} = 10,5^2 \cdot \left[ \frac{3.1752}{126^2} + \frac{11,46}{100 \cdot 40 \cdot 0,533} \right] = 0,351 \text{ Ом.}$$

Для четвертой секции шин 10,5 кВ:

$$X_{\text{HHI.MIN}} = \frac{10,5^2}{110} \cdot \left[ \frac{8,067}{115 \cdot (1-0,16)} + \frac{115 \cdot (1-0,16) \cdot 9,59}{100 \cdot 25 \cdot 0,533} \right] = 0,67 \text{ Ом;}$$

$$X_{\text{HHI.MAX}} = 10,5^2 \cdot \left[ \frac{3.1752}{126^2} + \frac{11,46}{100 \cdot 40 \cdot 0,533} \right] = 0,351 \text{ Ом.}$$

Найденные токи к.з. приводим к стороне ВН трансформатора:

От первой, второй, третьей и четвертой секции 10,5 кВ:

$$I_{\text{К.ВН1,2.MAX}}^{(3)} = I_{\text{К.НН1.MAX}}^{(3)} \frac{U_{\text{НН1}}}{U_{\text{CP}} \cdot (1 - \Delta U)} = 10,374 \cdot \frac{10,5}{115 \cdot (1 - 0,16)} = 1,328 \text{ кА;}$$

$$I_{\text{К.ВН1,2.MIN}}^{(3)} = I_{\text{К.НН1.MIN}}^{(3)} \frac{U_{\text{НН1}}}{U_{\text{ВН.MAX}}} = 5,435 \cdot \frac{10,5}{126} = 0,597 \text{ кА.}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания на шинах ОРУ 110- кВ и ЗРУ-10 кВ подстанции «Стадион» сведём в таблицу 6.1.



Таблица 6.1 - Итоги расчета токов к.з. на шинах ПС 110 кВ «Стадион»

Полученные значения	Шины 10 кВ				Шины 110 кВ
	1секция	2секция	1секция	2секция	
$I_{K.MAX}^{(3)}$ , кА	10.374	10.374	10.374	10.374	1,457
$I_{K.MIN}^{(3)}$ , кА	5.435	5.435	5.435	5.435	0,765
$X_{MAX}$ , Ом	0.351	0.351	0.351	0.351	3,175
$X_{MIN}$ , Ом	0,67	0,67	0,67	0,67	8,067

### 6.3 Расчет ударных токов

Ударный ток КЗ требуется для выбора коммутационного и измерительного оборудования по динамической стойкости.

Определяется по формуле:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I^{(3)}$$

где  $K_y$  - ударный коэффициент, определяется по формуле:

$$K_y = \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) = \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} \right) = 1,6$$

где  $T_a$  - время затухания апериодической составляющей тока КЗ, для 110 кВ

$T_a = 0,02$  сек, для 10 кВ  $T_a = 0,01$ :

$$i_{y.K1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K1.HH.MIN}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 5,435 = 14,577 \text{ кА}$$

$$i_{y.K2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K2.HH.MAX}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 10,374 = 23,403 \text{ кА}$$

На основании полученных расчетов выберем оборудование подстанции ОРУ-110 кВ, ЗРУ-10 кВ, и рассчитаем уставки релейной защиты ПС 110/10/10кВ «Стадион».

## 7 Выбор высоковольтного оборудования ПС 110/10/10 кВ «Стадион»

Выбор оборудования производится по следующим параметрам:

1) По напряжению электроустановки :

$$U_{уст} \leq U_{ном} . \quad (4.1)$$

2) По максимальному рабочему току :

$$I_{раб.н} \leq I_{ном} , \quad (4.2)$$

где  $U_{ном}$ ,  $I_{ном}$  – паспортные параметры выключателя;

3) Проверка на отключающую способность выключателя :

$$I_{по} \leq I_{откл} \quad (4.3)$$

4) Проверка на электродинамическую стойкость выполняется по следующим условиям:

$$i_y < I_{м.дин} , \quad (4.4)$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по условию :

$$B \leq B_k \quad (4.5)$$

где  $B_k$  – значение импульса квадратичного тока, гарантированное заводом изготовителем, определяется по формуле:

$$B_k = I_T^2 \cdot t_T, \quad (4.6)$$

где  $I_T$  – ток термической стойкости, кА;

$t_T$  – допустимое время действия термического тока предельной стойкости, с;  $I_T$  и

$t_T$  – справочные данные;

$B$  – расчетный импульс квадратичного тока к.з., определяется по формуле:

$$B = I_{no}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (4.7)$$

где  $t_{откл}$  – время отключения к.з.:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{вык}, \quad (4.8)$$

где  $t_{рз}$  – время действия релейной защиты принимается 0,4 с.;

$t_{вык}$  – собственное время отключения выключателя (паспортный параметр), с.

## 7.1 Выбор оборудования ОРУ 110 кВ подстанции «Стадион»

Выбор выключателей осуществляется в соответствии с требованиями СТО 5694700729.130.10.095 – 2011. «Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору» п. 3.1 [10].

Выбираем элегазовый выключатель серии ВГТ-110кВ от производителя ОАО «Электротяжмаш», так как данные выключатели хорошо себя зарекомендовали в течении эксплуатации на многих электроэнергетических предприятиях.

Таблица 7.1 - Технические данные выключателя ВГТ-110-40/2000У1

Наименование параметра	Паспортные значения	Расчетные значения
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	110,0	110,0
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	121,0	121,0
Номинальный ток, А	2000	400
Номинальный ток отключения, кА	40	1,5
Ток электродинамической стойкости кА	102,0	14,5
Полное время отключения, сек	0.045	0.045
Собственное время отключения, сек	0.03	0.03
Ток термической стойкости, кА	40,0	14,5



Рисунок 7.1 – Внешний вид выключателя марки ВГТ-110-40/2000У1

Данный выключатель удовлетворяет расчетным требованиям.

Таблица 7.2 - Разъединитель РДЗ-110/2000 с приводом ПРН-110

Наименование параметра	Паспортные значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	110,0
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	121,0
Номинальный ток, А	400,0
Ток электродинамической стойкости кА	80,0
Ток термической стойкости кА	40,0

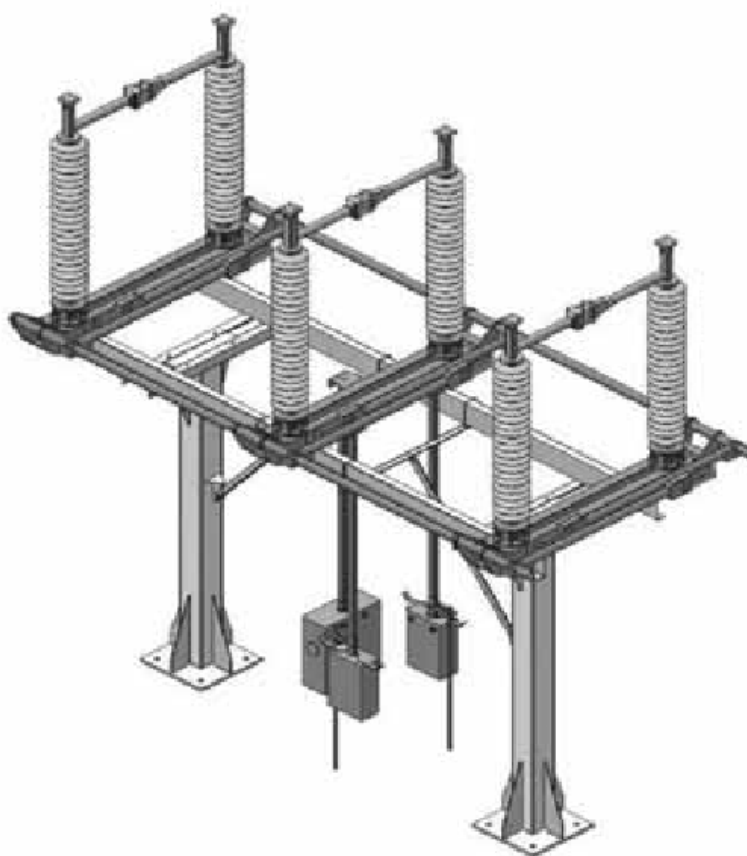


Рисунок 7.2 - Разъединитель РДЗ-110/2000 с приводом ПРН-110

Трансформатор тока выбирается по следующим параметрам:

1. Номинальному напряжению

$$U_{уст} = 110 \leq U_{ном} = 110 \text{ кВ}$$

## 2. Номинальному длительному току

$$I_{\text{раб}} = 80,3 \leq I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$$

## 3. Тепловому импульсу – на термическую стойкость

$$B_k = I_n^2 \cdot t = 5^2 \cdot 0,065 = 2,625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$K_m^2 \cdot I_{\text{ном}}^2 \cdot t_m = 12^2 \cdot 0,3^2 \cdot 3 = 38,88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_k = 2,625 \leq 38,88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

## 3. Электродинамическая стойкость

$$i_y = 31,9 \text{ кА } I_{\text{эд}} = 82$$

$$i_y = 31,9 \leq I_{\text{эд}} = 82 \text{ кА}$$

## 5. Вторичная нагрузка

Таблица 7.3 – Измерительные приборы

Прибор	Тип	S прибора (В.А)
1	2	3
Амперметр	Э – 377	0.1

Сопротивление приборов :

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\sum \text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0.1}{5^2} = 0.004 \text{ Ом},$$

где:  $I_2$  – вторичный номинальный ток прибора;

$S_{\sum \text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами .

$$z_{пров} = 1.2 - 0.004 - 0.1 = 1.096 \text{ Ом}$$

$r_k = 0,1 \text{ Ом}$   $r_k$  – переходное сопротивление контактов :

$$S_{дон} = \frac{\rho \cdot l}{z_{пер}} = \frac{0.0283 \cdot 40}{1.096} = 1 \text{ мм}^2$$

Принятое сечение медных проводов  $1,5 \text{ мм}^2$ .

Выбираем элегазовый трансформатор тока **ТГФМ – 110 – 400/5**



Рисунок 7.3 - Трансформатор тока ТГФМ – 110 – 400/5

Ограничители типа ОПН-110 кВ предназначены для защиты электрооборудования распределительных электрических сетей переменного тока с изолированной или компенсированной нейтралью от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Выбираем ограничитель перенапряжения марки ОПН-110/82/10/40 УХЛ1.

## 7.2 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 10 кВ ПС «Стадион» - 110/10/10 кВ

При выборе комплектного распределительного устройства (КРУ) 10 кВ для распределительного устройства 10 кВ рассмотрим два вида КРУ: с воздушной и элегазовой изоляцией. Ячейки КРУ с элегазовой изоляцией являются не обслуживаемыми и исключают доступ персонала к оборудованию, являются высокотехнологичными, но капитальные затраты на установку КРУ в два раза выше чем с воздушной изоляцией, поэтому для установки примем ячейки КРУ с воздушной изоляцией.

Одним из лидеров среди отечественных производителей высоковольтного электротехнического оборудования является ОАО «Электроцит» г. Самара, который находится в 80 км от г. Чапаевск и выпускает КРУ. Исходя из широкого применения различного встраиваемого оборудования, безопасности, высокого срока службы и надежности, а также удобства и простоты монтажа выбираем СЭЩ-70.

Выбираем СЭЩ - 70 на номинальный рабочий ток  $I_{ном} = 630\text{А}$ . Что обеспечит запас по подключаемой мощности к данным ячейкам вновь возводимых потребителей.

Подберем оборудование для данного типа ЗРУ 10 кВ.

В КРУ – 10 кВ предлагается установить вакуумные выключатели. Установке подлежат: на ввода выключатели фирмы “Schneider Electric” типа Evolis24 - 10 – 3150.

Вводные выключатели:

За максимальный рабочий ток принимаем номинальный ток трансформаторов на стороне 10 кВ, но с учетом возможной 40% перегрузки:

$$I_{p.max} = 1,4 \cdot \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 1,4 \cdot \frac{31500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2000 \text{ А}$$



Определим ударный ток:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 17,3 \cdot 1,82 = 36,26 \text{ кА.}$$

Выбор вводных выключателей сведем в таблицу 7.5.

Таблица 7.5 - Параметры вводных выключателей на стороне 10 кВ

Расчетные параметры	Каталожные данные выключателя	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} < U_{ном}$
$I_{раб.н} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{н}} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.н} < I_{ном}$
$I_{по} = 17,3 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл}$
$i_y = 36,26 \text{ кА}$	$I_{м\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м\text{дин}}$
$B = 17,3^2 \cdot (0,465 + 0,12) = 104,52 \text{ (кА)}^2 \text{ с}$	$B_k = I_T^2 \cdot t_T = 13,1^2 \cdot 3 = 514,83 \text{ (кА)}^2 \text{ с}$	$B \leq B_k$

Выбранный элегазовые выключатели Evolis24 – 10 – 3150 проходят по всем условиям таблицы 6.5. Данный вакуумный выключатель устанавливаем в шкаф КРУ СЭЦ-70.

Выберем секционные выключатели:

За максимальный рабочий ток принимаем 70 % номинального тока силового трансформатора:

$$I_{р.мах} = 0,7 \cdot \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 0,7 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3400 \text{ А.}$$

Ударный ток принимаем таким же, как и для вводного выключателя.

Расчетные значения выбора секционных выключателей сведем в таблицу 7.6.

Таблица 7.6 – Параметры секционного выключателя на стороне 10,5 кВ

Расчетные параметры	Каталожные данные выключателя	Условия выбора
1	2	3
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} < U_{ном}$
$I_{раб.н} = 3400 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.н} < I_{ном}$
$I_{по} = 17,3 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл}$
$i_y = 36,26 \text{ кА}$	$I_{м.дин} = 40 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м.дин}$
$B = 17,3^2 \cdot (0,465 + 0,12) = 104,52 \text{ (кА)}^2 \text{ с}$	$B_k = I_T^2 \cdot t_T = 13,1^2 \cdot 3 = 514,83 \text{ (кА)}^2 \text{ с}$	$B \leq B_k$

Выбранный тип выключателя Evolis24 – 10 – 3150 проходит по всем условиям таблицы 7.6. Данный вакуумный выключатель устанавливаем в шкаф.

Осуществим выбор трансформаторов тока (ТА):

Выбор трансформаторов тока на отходящих линиях сводим в таблицу 7.8.

Таблица 7.8 - Выбор трансформаторов тока на отходящих линиях

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} < U_{ном}$
$I_{max} = 486,7 \text{ А}$	$I_{н} = 600 \text{ А}$	$I_{раб.н} < I_{ном}$
$i_y = 40,95 \text{ кА}$	$I_{мдин} = 81 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м.дин}$
$B_k = 104,52 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_T^2 \times K_T = 2976,7 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B \leq B_k$

Приборы, подсоединенные к трансформатору тока, указаны в таблице 7.9.

Таблица 7.9 - Приборы на отходящих фидерах

Наименование и тип прибора	Количество	Нагрузка фазы, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	1	0,1	0,1	0,1
Счетчик активной энергии	1	0,5	-	0,5

Продолжение таблицы 7.9

Счетчик реактивной энергии	1	0,5	-	0,5
Итого :		1,1	0,1	1,1

Принимаем ТОЛ-10-3 УЗ.

Таблица 7.10 - ТТ на вводах ПС 110/10 кВ Стадион

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} < U_{ном}$
$I_{max} = 2890 \text{ А}$	$I_{н} = 3000 \text{ А}$	$I_{раб.н} < I_{ном}$
$i_y = 40,95 \text{ кА}$	$I_{мдин} = 81 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м\ дин}$
$B_k = 104,52 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \times K_T = 2976,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$B \leq B_k$

Приборы, подсоединенные к трансформатору тока, указаны в таблице 7.11.

Таблица 7.11 - Приборы во вторичных цепях ТТ ПС 110 кВ Стадион

Наименование и тип прибора	Количество	Нагрузка фазы, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
1	2	3	4	5
Амперметр	1	0,1	0,1	0,1
Счетчик активной энергии	1	0,5	-	0,5
Счетчик реактивной энергии	1	0,5	-	0,5
Итого:		1,1	0,1	1,1

Проверку по допустимой нагрузке производим для наиболее загруженного трансформатора.

Принимаем ТОЛ-10-3/3000 УЗ.

Трансформаторы напряжения (ТН).

Выбор трансформаторов напряжения сводим в таблицу 7.12.

Таблица 7.12 - Выбор трансформаторов напряжения

Прибор	Типы приборов	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Вольтметр	Э – 351	2,0	1	1	0	1	2	---
Ваттметр	Ц-301/1	2,0	1	1	0	1	2	---
Счетчик активной энергии	СЭТ-4ТМ	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Счетчик реактивной энергии	СЭТ-4ТМ	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Итого							7,04	7,4

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cos \varphi)^2 + (\sum S_{\text{приб}} \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{7,04^2 + 7,4^2} = 9,91 \text{ ВА}$$

Выбираем трансформатор типа НАМИТ-10  $S_{2\text{ном}}=100$  ВА класс точности 0,5.

Таким образом, в состав РП входит 26 шкафов КРУ, среди которых представлена вся линейка схем главных цепей: две камеры ввода на токи 3150 А, камеры секционирования, отходящие линии. Отдельные шкафы отведены для размещения трансформаторов напряжения и собственных нужд. РП выполнено на базе выключателей кассетного типа марки Evolis компании Schneider Electric.

Так же для питания оперативных цепей КРУ в составе РП имеется шкаф оперативного тока, который изготовлен в оцинкованном корпусе и укомплектован группой аккумуляторных батарей.

## 8 Выбор релейной защиты и автоматики подстанции «Стадион»

### 8.1 Микропроцессорная релейная защита «Сириус 2М»

Терминал защиты предназначен для обеспечения селективной защиты от короткого замыкания и замыкания на землю, и имеет функции максимальной токовой защиты (МТЗ) и защиты от замыкания на землю.

### 8.2. Дифференциальная защита шин 10 кВ

Ток короткого замыкания на первой секции шин равен:

$$I_{кмах} = 8,146 \text{ кА}. I_{нагр} = 2230 \text{ А}$$

Определим ток небаланса :

$$I_{нб} = K_{ап} \cdot K_{одн} \cdot f_i \cdot I_{кмах} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 8146 = 814,6 \text{ А}.$$

Первичный ток срабатывания защиты из условия отстройки от тока нагрузки:

$$I_{с.з.1} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{нагр} = \frac{1,2}{0,96} \cdot 600 = 750 \text{ А}.$$

Из условия отстройки от тока небаланса :

$$I_{с.з.2} = K_H \cdot I_{нб} = 1,2 \cdot 814,6 = 977,52 \text{ А}.$$

Принимаем ток срабатывания защиты  $I_{с.з} = 977,52 \text{ А}.$

Тогда ток срабатывания реле :

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} \cdot K_{сх}}{n_T} = \frac{977,52 \cdot 1}{240} = 4,07 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{ч.о} = 0,87 \cdot \frac{I_{к1 \min}}{I_{с.з.у}} = 0,87 \cdot \frac{8146}{977} = 8,33 \geq 2, \text{ условие выполняется}$$

Время срабатывания защиты принимаем равным 0 с.

Расчет сведем в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 - Расчет защиты шин 10 кВ ПС 110 кВ Стадион

Наименование величины	Обозначение	Секция шин	
		I	II
Максимальный ток короткого замыкания	$I_{кmax}, \text{ А}$	12214	13665
Максимальный ток небаланса	$I_{нб}, \text{ А}$	1221,4	1366,5
Ток срабатывания защиты	$I_{с.з.}, \text{ А}$	1465,68	1639,8
Ток срабатывания реле	$I_{с.р.}, \text{ А}$	6,1	6,8
Коэффициент чувствительности	$K_{ч}, \text{ А}$	4,98	4,44
Время срабатывания	$t_{с.з.}, \text{ с}$	0,2	0,2

### 8.3. Расчет релейной защиты трансформаторов

Для защиты трансформатора необходимо рассчитать максимальную токовую защиту и дифференциальную защиту трансформаторов.

Дифференциальная защита реализуется на основе терминала типа Сириус 2Т. Методика выбора уставок представлено ниже:

- На стороне ВН – 110 кВ, коэффициент выравнивания:

$$K_{B1} = \frac{I_{НОМ.ТТ.ВН}}{\sqrt{3} \cdot I_{НОМ.ТР.ВН}}, \quad (6.2)$$

$$K_{B1} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 160,8} = 1,078, \quad K_{B1} = 1,08.$$

На стороне НН – коэффициент выравнивания:

$$K_{B2} = \frac{I_{НОМ.ТТ.НН}}{I_{НОМ.ТР.НН}}, \quad (6.3)$$

$$K_{B2} = \frac{3000}{2936,05} = 1,022, \quad K_{B2} = 1,02.$$

Уставки по току находятся:

$$I_{УСТ.ВН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,08} = 4,63 \text{ А.}$$

$$I_{УСТ.ВН}^{ДТ} = 4,6 \text{ А.}$$

$$I_{УСТ.НН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,02} = 4,91 \text{ А.}$$

$$I_{УСТ.НН}^{ДТ} = 4,9 \text{ А.}$$

Ток срабатывания:

$$I_{СЗ.ВН}^{ДТ} = \frac{4,6 \cdot 300 / 5}{\sqrt{3}} = 159,54 \text{ А.}$$

$$I_{СЗ.ВН}^{ДТ} = \frac{I_{УСТ.ВН}^{ДТ} \cdot K_{ТТ.ВН}}{K_{СХ.ВН}}, \quad (6.4)$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.min}}^{(2)}}{I_{\text{СР.ТО}}}, \quad (6.5)$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}; \quad (6.6)$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1168 = 1010 \text{ A};$$

$$k_{\times} = \frac{1010}{159,64} = 6,33 > 2.$$

Уставка по вторичному току срабатывания:

$$I_{\text{УСТ.ВН}}^{\text{ДО}} = \frac{5 \cdot I_{\text{СР}}^{\text{ДО}}}{K_{\text{В}_1}}; \quad (6.7)$$

$$I_{\text{УСТ.ВН}}^{\text{ДО}} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,08} = 27,78 \text{ A}. \quad I_{\text{УСТ.ВН}}^{\text{ДО}} = 28 \text{ A}.$$

$$I_{\text{УСТ.НН}}^{\text{ДО}} = \frac{5 \cdot I_{\text{СР}}^{\text{ДО}}}{K_{\text{В}_2}}; \quad (6.8)$$

$$I_{\text{УСТ.НН}}^{\text{ДО}} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,02} = 29,41 \text{ A}. \quad I_{\text{УСТ.НН}}^{\text{ДО}} = 30 \text{ A}.$$

Степень отсечки дифференциальной:

$$I_{\text{СЗ.ВН}}^{\text{ДО}} = \frac{28 \cdot 300 / 5}{\sqrt{3}} = 971,09 \text{ A}.$$

Чтобы найти ток двухфазного короткого замыкания, используем ранее вычисленное значение тока трёхфазного короткого замыкания:



$$I_{K_1 \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2357 = 2041 \text{ A};$$

$$k_q = \frac{2041}{971,09} = 2,11 \geq 1,5.$$

Первая ступень отсечки терминала Сириус 2Т удовлетворяет требованиям.

## Заключение

В квалификационной работе был рассмотрен вопрос выбора системы электроснабжения спортивного комплекса в г. Самаре, который должен быть построен к ЧМ по футболу 2018. Произведен выбор системы электроснабжения спортивного комплекса к ЧМ-2018 по футболу от понизительной подстанции «Стадион»-110/10/10 кВ. Выполнены расчеты электрических нагрузок и токов КЗ. По ним были рассчитаны и выбраны оборудование устанавливаемое в распределительных устройствах ОРУ-110, ЗРУ-10 кВ понизительной подстанции «Стадион».

В результате выбранное оборудование позволяет обеспечить надежное электроснабжение промышленного данного спортивного комплекса. Отвечает всем требованиям, предъявляемым к электрооборудованию электрических сетей, а установка трансформаторного парка из двух трансформаторов ТРДЦН-63000/110/10/10 позволит обеспечить подключение вновь возводимых потребителей качественной электрической энергией с перспективой развития района зоны до 2025 года.

При этом выбранная схема внешнего электроснабжения располагает 2-мя полностью независимыми источниками энергии. В случае отказа одного из источников, второй источник должен мгновенно, без перебоя осуществить подачу электроэнергии в объеме, необходимом для всех нужд и объектов стадиона.

Цели и задачи квалификационной работы выполнены.

## Список использованных источников

- 1 ГОСТ 12.1.038 «Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов»
- 2 ГОСТ 14209-97 «Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов»
- 3 НПБ 105-03 «Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности»
- 4 Аветисян, Д. А. Автоматизация проектирования электротехнических систем и устройств : учеб.пособие / Д. А. Аветисян. - М. : Высш. шк., 2009
- 5 Барыбин, Ю.Г., Справочник по проектированию электроснабжения/Ю.Г. Барыбин, Л.Е.Федорова, М.Г. Зименкова, А.Г. Смирнова / – М.: 2010
- 6 Вахнина, В. В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учеб.- метод. пособие для практ. занятий и курсового проектирования спец. 140211 "Электроснабжение" и 140610 "Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений" / В. В. Вахнина, А. Н. Черненко; ТГУ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2007. - 53 с.
- 7 Вахнина, В. В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий : учеб.пособие для вузов / В. В. Вахнина; ТГУ ; Электротехн. фак. ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - Изд. 2-е, стер. ; Гриф УМО ; ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2011.
- 8 Вахнина, В. В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учеб.- метод. пособие для практ. занятий и курсового проектирования спец. 140211 "Электроснабжение" и 140610 "Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений" / В. В. Вахнина, А. Н. Черненко; ТГУ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2007.

- 9 Грунин, С.К. Расчет электрических нагрузок, выбор главных схем и оборудования промышленных предприятий: Учеб.пособие, 2008-104 с.
- 10 Железко, Ю. С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях : руководство для практических расчетов/Ю.С.Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009.
- 11 Железко, Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: руководство для практ. расчетов / Ю. С. Железко. - М. : ЭНАС, 2009.
- 12 Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для студентов высших учебных заведений/ Б.И. Кудрин/ – М.: Интермет Инжиниринг, 2010-672 с.: ил.
- 13 Киреева, Э. А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий : учеб.пособие для вузов / Э. А. Киреева. - Гриф УМО. - М. : Кнорус, 2011.
- 14 Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий : учеб.для вузов / Б. И. Кудрин. - Гриф УМО. - М.: Интермет Инжиниринг, 2008.
- 15 Правила устройства электроустановок, Минэнерго, Москва, Энергоатомиздат, 2010 – 527 с.
- 16 Федорова А.А. и Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети/ А.А. Федорова , Г.В. Сербиновского. – 2-е изд. перераб. и доп. М.: «Энергия»,2009 –576 с.
- 17 Шлыков С. В. Потребители электрической энергии : учеб.пособие / С. В. Шлыков, В. А. Шаповалов, Н. А. Шаповалова; ТГУ ; Электротехн. фак. ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2011.
- 18 Каталог ООО «ЭМК». Низковольтное электрооборудование. 2005г.
- 19 Каталог ООО «ЭМК». Высоковольтное электрооборудование. 2005г.
- 20 Mcdonald, J. D. Electric Power Substations Engineering / J. D. Mcdonald [и др.]. – Майями: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012. – 593с

21 Hewitson, Leslie G. Practical System Protection (Practical Professional Books) / L. G. Hewitson. – Newnes, 2005. – 290 c.

22 Gers, J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering) / J. M. Gers, E. D. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2011. – 368 c.

23 Lakervi, E. Electricity Distribution Network Design, 2nd Edition (Energy Engineering) / E. Lakervi, E. J. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2005. – 338 c.

24 Bayliss, C. Transmission and Distribution Electrical Engineering / C. Bayliss, B. Hardly. – Newnes, 2012. – 1180 c.