**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**
**Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования**
**«Южно-Уральский государственный университет»**
**(национальный исследовательский университет)**
**Политехнический институт**
**Факультет Заочный**
**Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»**

**РАБОТА ПРОВЕРЕНА**
Рецензент, должность
_____/ И.О. Фамилия /
«_____» _____20____ г.

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**
Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор
_____/ И.М. Кирпичникова /
«_____» _____20____ г.

_____Развитие сетевого района энергосистемы_____
(наименование темы работы)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**
**ЮУрГУ – 13.03.02. 2018. 13057. ВКР**
(код направления, год, номер студенческого)

**Консультант**, должность
_____/ И.О. Фамилия /
«_____» _____20____ г.

**Руководитель**, профессор, к.т.н.
_____/ Булатов Б.Г. /
«_____» _____20____ г.

**Консультант**, должность
_____/ И.О. Фамилия **/**
«_____» _____20____ г.

**Автор**
**студент группы** ПЗ – 571
_____ / Лапай Ю.В. /
«_____» _____20____ г.

**Консультант**, должность
_____**/** И.О. Фамилия **/**
«_____» _____20____ г.

**Нормоконтролер**, должность
_____/ Булатов Б.Г. /
«_____» _____20____ г.

**Челябинск 2018**

# АННОТАЦИЯ

Лапай Ю.В. Развитие сетевого района энергосистемы – Челябинск ЮУрГУ, ЗФ; 2018, 85 с., 16 ил., 45 табл., библиогр. список – 12 наим., 3 прил., 4 листа чертежей ф. А1.

После технико-экономического анализа существующего сетевого района энергосистемы был выбран вариант подключения новой подстанции по минимальным затратам. На новой подстанции установлено современное оборудование в соответствии с рекомендациями сетевой организации.

В качестве специального вопроса было рассмотрено влияние отклонения напряжения от номинального значения как на отдельное оборудование, так и на работу электрической сети в целом, а также освещены методы регулирования напряжения в энергосистеме. Для проектируемой подстанции для достижения желаемого напряжения у потребителей выбраны отпайки силового трансформатора в максимальном, минимальном и утяжеленном режимах работы сети.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ……..……..7

1 АНАЛИЗ СХЕМЫ СЕТЕВОГО РАЙОНА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ……..8
1.1 Исходные данные существующей сети…….....8
1.2 Анализ сети 35 кВ существующей энергосистемы……10
1.3 Анализ работы трансформаторов, установленных в системе……...14
1.4 Расчет приведенных нагрузок на подстанциях……..16
1.5 Расчет характерных режимов работы существующей сети……..17
1.5.1 Работа сети в режиме максимальных нагрузок……17
1.5.2 Работа сети в режиме минимальных нагрузок……..18
1.5.3 Работа сети послеаварийном режиме……18
2 РАЗВИТИЕ СЕТЕВОГО РАЙОНА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ……19
2.1 Разработка структурной схемы подстанции «Опытная»……...19
2.1.1 Выбор трансформаторов на подстанции «Опытная»……...19
2.1.2 Выбор линии 110 кВ на подстанции «Опытная»……..20
2.2 Варианты подключения подстанции «Опытная» в энергосистему……..21
2.2.1 Вариант 1 подключения подстанции «Опытная»……..21
2.2.2 Вариант 2 подключения подстанции «Опытная»……..24
2.2.3 Вариант 3 подключения подстанции «Опытная»……..26
2.2.4 Вариант 4 подключения подстанции «Опытная»……..29
2.3 Выбор варианта развития энергосистемы……...31
3 ПРОЕКТ ПОДСТАНЦИИ «ОПЫТНАЯ»……...36
3.1 Разработка схем распределительных устройств подстанции «Опытная»……..36
3.2 Расчет токов короткого замыкания на подстанции «Опытная»……...36
3.3 Расчет токов нормального и утяжеленного режимов……39
3.4 Выбор оборудования на подстанции «Опытная»……...41
3.4.1 Выбор выключателей разъединителей на стороне 110 кВ……...41
3.4.2 Выбор выключателей разъединителей на стороне 10 кВ……43
3.5 Выбор средств измерения на подстанции……...44
3.6 Выбор трансформаторов тока……..45
3.6.1 Выбор трансформатора тока 110 кВ……...46
3.6.2 Выбор трансформатора тока 10 кВ……48
3.7 Выбор трансформаторов напряжения……51
3.7.1 Выбор трансформатора напряжения 110 кВ……..51
3.7.2 Выбор трансформатора напряжения 10 кВ……52
3.8 Выбор токоведущих частей ……53
3.8.1 Выбор токоведущих частей 110 кВ ……...53
3.8.2 Выбор токоведущих частей от выводов трансформатора до КРУ .54
3.8.3 Выбор сборных шин КРУ……56
3.8.4 Выбор кабельных линий 10 кВ……...56
3.9 Выбор изоляторов ……56

3.10 Ограничители перенапряжения…….58
3.11 Выбор высокочастотных заградителей и конденсаторов связи……..59
3.12 Выбор схемы питания собственных нужд……...60
3.12.1 Определение мощности потребителей собственных нужд……60
3.12.2 Выбор схемы собственных нужд……..61
3.12.3 Выбор трансформаторов собственных нужд ……..61
3.13 Выбор аккумуляторной батареи……62
3.14 Специальный вопрос: Регулирование напряжения на подстанции……66

ЗАКЛЮЧЕНИЕ……70

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК……....71

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ А. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ…72
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА СЕТИ ПРИ ПОДКЮЧЕНИИ ПОДСТАНЦИИ «ОПЫТНАЯ»……82
ПРИЛОЖЕНИЕ В. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТИ……...85

# ВВЕДЕНИЕ

Непрерывное проникновение электричества во все сферы жизнедеятельности приводит к росту энергопотребления и постоянному расширению энергосистемы. Сети 110 кВ имеют региональное значение и являются одними из самых протяженных, поэтому от их надежной и бесперебойной работы зависит многое. Большой физический износ основного оборудования электростанций и подстанций снижает эффективность производства. Все это ведет к реконструкции энергосистемы как в целом, так и ее части.

При реконструкции необходимо рассмотреть ряд вопросов, связанных с проверкой линий по пропускной способности, короне, механической прочности, а также по допустимому отклонению или потери напряжения. Схема развития сети должна обеспечивать надежное, безопасное электроснабжение потребителей и заданное качество электроэнергии.

В процессе проектирования подстанции необходимо рассчитать и выбрать необходимые коммутационные аппараты и измерительную технику, а так же решить ряд вопросов, связанных с назначением и ролью ее в сети, а также, если по стечению обстоятельств окажется возможным, учесть ее дальнейшее развитие при меньших затратах. Окончательный выбор варианта должен производиться с учетом экономических показателей, поскольку потребуется привлекать большие инвестиции, срок которых будет определяться идеей и соответственно самим инвестором.

# 1 АНАЛИЗ СХЕМЫ СЕТЕВОГО РАЙОНА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

## 1.1 Исходные данные существующей сети

Существующая сеть 110/35/10 кВ расположена в Уральском регионе. Большая часть потребителей электроэнергии относятся ко второй категории надежности электроснабжения с числом часов использования наибольшей нагрузки $T_{нб}$=6000 ч. Сеть состоит из 15 узлов, 11 из которых это подстанции, 1 – ТЭЦ. Электрическая схема соединений существующей сети с нагрузками представлена на рисунке 1.

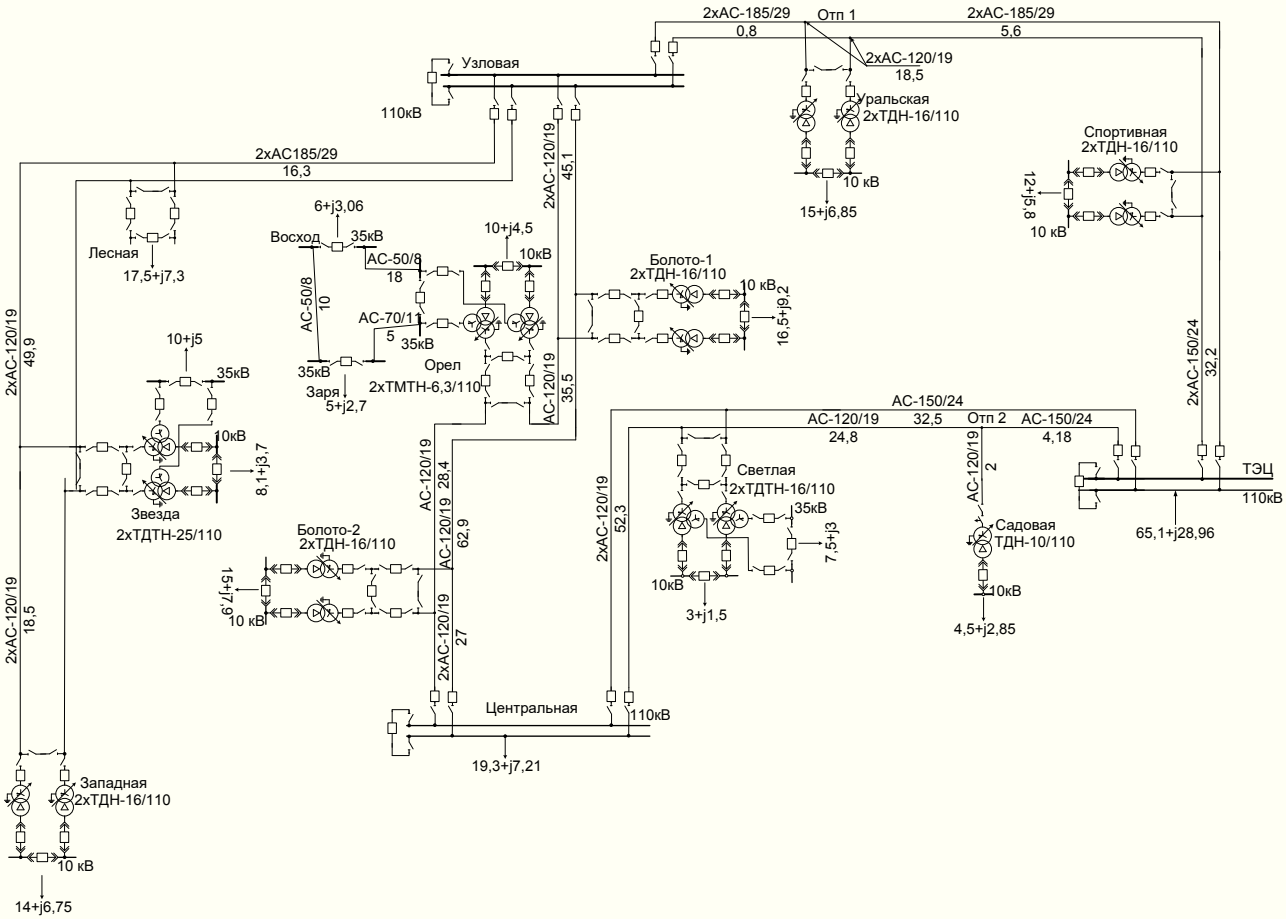


Рисунок 1 – Схема электрической сети

В качестве балансирующего и базисного узла примем шину 1 напряжением 110 кВ. Принимаем номинальное напряжение 115 кВ угол δ=0.

Параметры и нагрузки существующей сети представлены в таблицах 1 – 4.

Таблица 1 – Данные линий

| № ЛЭП | Название | Марка провода | Длина, км |
|---|---|---|---|
| Сеть 35 кВ | | | |
| 1 | Орел – Восход | АС-50/8 | 18 |
| 2 | Восход – Заря | АС-50/8 | 10 |
| 3 | Орел – Заря | АС-70/11 | 5 |
| Сеть 110 кВ | | | |
| 4 | Узловая – Лесная | 2хАС-185/29 | 16,3 |
| 5 | Лесная – Звезда | 2хАС-120/19 | 49,9 |
| 6 | Звезда – Западная | 2хАС-120/19 | 18,5 |
| 7 | Узловая – Болото-1 | 2хАС-120/19 | 45,1 |
| 8 | Болото – 1-Орел | АС-120/19 | 35,5 |
| 9 | Орел – Болото-2 | АС-120/19 | 28,4 |
| 10 | Болото-1 – Болото-2 | АС-120/19 | 62,9 |
| 11 | Болото-2 - Центральная | 2хАС-120/19 | 27 |
| 12 | Центральная – Светлая | 2хАС-120/19 | 52,3 |
| 13 | Светлая – Отп.2 | АС-120/19 | 24,8 |
| 14 | Отп.2 - Садовая | АС-120/19 | 2 |
| 15 | ТЭЦ – Светлая | АС-150/24 | 32,5 |
| 16 | ТЭЦ – Отп.2 | АС-150/24 | 4,18 |
| 17 | ТЭЦ – Спортивная | АС-150/24 | 32,2 |
| 18 | Спортивная – Отп.1 | 2хАС-185/29 | 5,6 |
| 19 | Отп.1 – Уральская | 2хАС-120/19 | 18,5 |
| 20 | Узловая – Отп.1 | 2хАС-185/29 | 0,8 |

Таблица 2 – Данные трансформаторов на подстанциях

| № | Название подстанции | Тип | Количество |
|---|---|---|---|
| 1 | Звезда | ТДТН-25/110/35/10 | 2 |
| 2 | Западная | ТДН-16/110/10 | 2 |
| 3 | Болото-1 | ТДН-16/110/10 | 2 |
| 4 | Орел | ТМТН-6,3/110/35/10 | 2 |
| 5 | Болото-2 | ТДН-16/110/10 | 2 |
| 6 | Светлая | ТДТН-16/110/35/10 | 2 |
| 7 | Садовая | ТДН-10/110/10 | 1 |
| 8 | Спортивная | ТДН-16/110/10 | 2 |
| 9 | Уральская | ТДН-16/110/10 | 2 |

Таблица 3 – Мощность ТЭЦ

| Название | P, МВт | Q, МВАр |
|---|---|---|
| ТЭЦ | 65,1 | 35,7 |

Таблица 4 – Мощности нагрузок сети

| № | Название подстанции | P, МВт | Q, МВАр |
|---|---|---|---|
| Сеть 10 кВ | | | |
| 1 | Звезда | 8,1 | 3,7 |
| 2 | Западная | 14 | 6,75 |
| 3 | Болото-1 | 16,5 | 9,2 |
| 4 | Орел | 20 | 9,6 |
| 5 | Болото-2 | 15 | 7,9 |
| 6 | Светлая | 3 | 1,5 |
| 7 | Садовая | 4,5 | 2,85 |
| 8 | Спортивная | 12 | 5,8 |
| 9 | Уральская | 1 | 6,85 |
| Сеть 35 кВ | | | |
| 10 | Звезда | 10 | 5 |
| 11 | Восход | 6 | 3,06 |
| 12 | Заря | 5 | 2,7 |
| 13 | Светлая | 7,5 | 3 |
| Сеть 110 кВ | | | |
| 14 | Лесная | 17,5 | 7,3 |
| 15 | Центральная | 19,3 | 7,21 |

На первом этапе проектирования необходимо подготовить данные для расчета сети в программе NetWORKS.

1.2 Анализ сети 35 кВ существующей энергосистемы

Кольцевая сеть 35 кВ местного значения запитана от шин 35 кВ подстанции «Орел» (рисунок 1). Условно обозначим подстанции: «Орел» - 4, «Восход» - 41, «Заря» - 42 (рисунок 2).

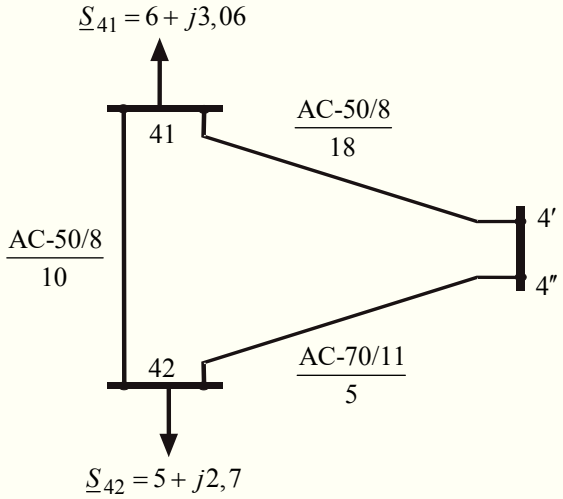


Рисунок 2 – Схема кольцевой сети 35 кВ

Реконструкция в указанной сети необходима, если наибольшие токи линий ($I_{нб}$) превысят допустимые для заданных сечений ($I_{доп}$) или наибольшая потеря напряжения ($\Delta U_{нб}$) превысит допустимую величину ($\Delta U_{доп} = 5\%$), нормированную ГОСТ-13109-97 [1].

Проверим первое условие, рассмотрев все возможные послеаварийные режимы работы сети и выбрав для каждого i-го участка наибольший ток, рассчитанный по формуле (1):

$$I_{нбi} = \frac{S_{нбi}}{\sqrt{3}U_{ном}}, \qquad (1)$$

где $S_{нбi}$ – наибольший поток мощности на i-м участке в послеаварийном режиме, МВА;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, В.

Результаты расчета сведем в таблицу 5.

Таблица 5 – Проверка сети по допустимому току

| № ЛЭП | $4'-41$ | $41-42$ | $42-4''$ |
|---|---|---|---|
| $\underline{S}$, МВА / № откл.лэп | $S_1$ | $S_2$, МВА | $S_3$ |
| $4'-41$ | ——— | 6,73 | 12,41 |
| $41-42$ | 6,73 | ——— | 5,68 |
| $42-4''$ | 12,41 | 5,68 | ——— |
| $I_{нбi}$, А | 204,7 | 111 | 204,7 |
| $n_c \square F_c$ | АС-50/8 | АС-50/8 | АС-70/11 |
| $I_{доп}$, А | 210 | 210 | 265 |

Из таблицы 5 следует, что существующие провода проходят проверку по нагреву.

При проверке второго условия необходимо найти наибольшую потерю напряжения, используя расчетную схему (рисунок 3).

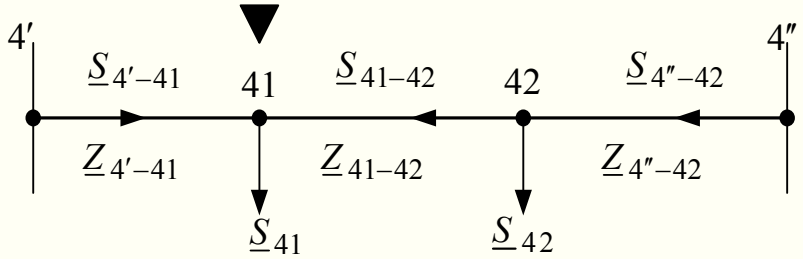


Рисунок 3 – Упрощенная расчётная схема сети 35 кВ

Определим сопротивления и проводимости ЛЭП по следующим формулам (2) и (3) и сведем результаты в таблицу6.

$$R_{ij} = \frac{R_0 \cdot L}{n}, \tag{2}$$

$$X_{ij} = \frac{X_0 \cdot L}{n}, \tag{3}$$

где $R_0$ – удельное активное сопротивление участка, Ом/км;

$X_0$ – удельное реактивное сопротивление участка, Ом/км;

L – длина участка, м;

n – число цепей.

Таблица 6 – Параметры схемы замещения сети 35 кВ

| Линия | Сечение провода | L, км | $R_0$, Ом/км | $X_0$, Ом/км | Кол-во цепей | $R_{ij}$, Ом | $X_{ij}$, Ом |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 4'-41 | 50 | 18 | 0,59 | 0,46 | 1 | 10,6 | 8,3 |
| 41-42 | 50 | 10 | 0,59 | 0,46 | 1 | 5,9 | 4,6 |
| 4''-42 | 70 | 5 | 0,42 | 0,44 | 1 | 2,1 | 2,2 |

Рассчитаем потоки мощности на головных участках сети по формулам (4) и (5) и укажем их на схеме замещения (рисунок 4).

$$\underline{S}_{4'-41} = \frac{\sum_{i=1}^{2} \underline{S}_{4i} \cdot \underline{Z}^*_{i4''}}{\underline{Z}^*_{4'-4''}}, \tag{4}$$

$$\underline{S}_{4''-42} = \frac{\sum_{i=1}^{2} \underline{S}_{4i} \cdot \underline{Z}^*_{i4'}}{\underline{Z}^*_{4'-4''}}. \tag{5}$$

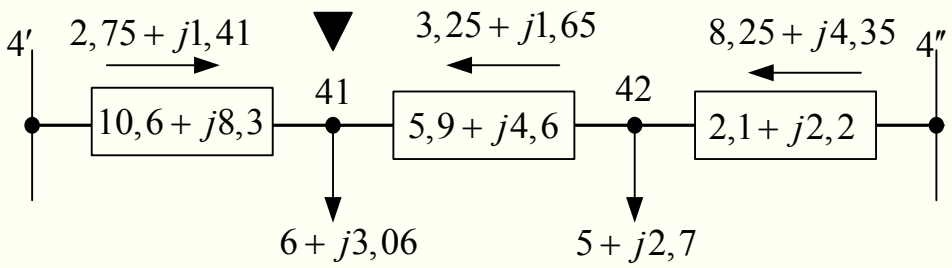


Рисунок 4 – Расчетная схема сети 35 кВ

Подстанция 41 является точкой потокоразделения по активной и реактивной мощности.

Наибольшую потерю напряжения в сети ($\Delta U_{нб}$) определим как сумму потерь напряжения на участках между источником питания и точкой потокораздела:

$$\Delta U_{нб} = \Delta U_{4''-42} + \Delta U_{41-42} = \Delta U_{4'-41}. \quad (6)$$

При этом для любого участка потеря напряжения определяется по формуле (7):

$$\Delta U_i = \frac{P_i r_i + Q_i x_i}{U_{ном}}, \quad (7)$$

где $P_i$, $Q_i$ – соответственно потоки активной и реактивной мощности на участке сети МВт, МВАр;

$x_i$ $r_i$ – соответственно активное и реактивное сопротивление участка сети, Ом.

$$\Delta U_{нб} = \frac{8,25 \cdot 2,1 + 4,35 \cdot 2,2}{35} + \frac{3,25 \cdot 5,9 + 1,65 \cdot 4,6}{35} = 1,53, \text{ кВ}.$$

Допустимые потери напряжения составляют:

$$\Delta U_{доп} = 5\% \cdot U_{ном} = 1,75 > 1,53, \text{ кВ}.$$

Таким образом, оба условия выполняются, сеть 35 кВ реконструкции не подлежит.

Рассчитаем потери мощности для всех участков сети 35 кВ по формуле (8):

$$\Delta \underline{S} = \sum_{i=1}^{n} \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_{ном}^2}\left(r_i + jx_i\right). \quad (8)$$

$$\Delta \underline{S} = \frac{2,75^2 + 1,41^2}{35^2}(10,6 + j8,3) + \frac{3,25^2 + 1,65^2}{35^2}(5,9 + j4,6) +$$
$$+ \frac{8,25^2 + 4,35^2}{35^2}(2,1 + j2,28,3) = 0,3 + j0,27, \text{ МВА}$$

Определим нагрузку на шинах 35 кВ подстанции «Орел» в максимальном режиме работы системы по формуле (9):

$$\underline{S}_{35(max)} = \underline{S}_{41} + \underline{S}_{42} + \Delta \underline{S}. \quad (9)$$

$$\underline{S}_{35(max)} = 6 + j3,06 + 5 + j2,7 + 0,3 + j0,27 = 11,3 + j6,03, \text{ МВА}.$$

В минимальном режиме работы системы мощность найдем с использованием коэффициентов пропорциональности:

$$\underline{S}_{35(min)} = 0,7(\underline{S}_{41} + \underline{S}_{42}) + 0,49 \cdot \Delta\underline{S}. \quad (10)$$

$$\underline{S}_{35(min)} = 0,7(11 + j5,76) + 0,49(0,3 + j0,27) = 7,85 + j4,16, \text{ МВА}.$$

1.3 Анализ работы трансформаторов, установленных в системе

В связи с ростом нагрузок в энергосистеме возможно превышение коэффициентов нагрузки ($k_з$) и аварийной перегрузки ($k_{ав}$) трансформаторов допустимых значений (70 % и 140 % соответственно) [2]. В этом случае требуется реконструкция сети.

В рассматриваемом сетевом районе потребители в основном 2-й категории надежности, требующие питание от двух независимых источников. Поэтому на подстанциях установлены два трансформатора и необходимо выполнение условия:

$$\frac{S_{ав}}{(n_Т - n_{ОТК})S_Т} \le k_{ав}, \quad (11)$$

где $n_Т$ – количество трансформаторов, установленных на подстанции;

$n_{отк}$ – количество отключенных трансформаторов;

$S_Т$ – единичная мощность трансформаторов, установленных на подстанции, МВА;

$\underline{S}_{ав} = \underline{S}_{нб} - \underline{S}_{нрез}$ – мощность в аварийном режиме, определяется по наибольшей нагрузке с учетом возможного резервирования по сети низкого напряжения.

Наибольшая нагрузка в нормальном режиме:

$$\underline{S}_{нб} = k_м \cdot \underline{S}_{н(max)}, \quad (12)$$

где $k_м$ – коэффициент совмещения максимума.

При проектировании принимаем $k_м = 1$, $\underline{S}_{нрез} = 0$.

Рассчитанные коэффициенты аварийной перегрузки трансформаторов, установленных на подстанциях, сведем данные в таблицу 7.

Таблица 7 - Коэффициенты загрузки трансформаторов

| № | Название подстанции | Тип трансформатора | $k_{ав}$ | Реконструкция |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Звезда | 2хТДТН-25/110 | 0,8 | - |
| 2 | Западная | 2хТДН-16/110 | 0,96 | - |
| 3 | Уральская | 2хТДН-16/110 | 1 | - |
| 4 | Спортивная | 2хТДН-16/110 | 0,84 | - |
| 5 | Светлая | 2хТДТН-16/110 | 0,72 | - |
| 6 | Садовая | ТДН-10/110 | - | - |
| 7 | Болото-1 | 2хТДН-16/110 | 1,2 | - |
| 8 | Болото-2 | 2хТДН-16/110 | 1,06 | - |
| 9 | Орел | 2хТМТН-6,3/110 | 3,77 | + |

В качестве примера приведем расчет для подстанции «Орел», где установлены два трансформатора типа ТМТН-6,3/110.

$$\underline{S}_{ав}=\underline{S}_4+\underline{S}_{35(max)}=10+j4,5+11,3+j6,03=21,3+j10,53\text{, МВА}$$

$$k_{ав}=\frac{\sqrt{21,3^2+10,53^2}}{(2-1)\cdot 6,3}=3,77>1,4.$$

Условие не выполняется, поэтому необходима установка более мощных трансформаторов. Определим их мощность по формуле (12):

$$S_Т \geq \frac{S_{ав}}{(n_Т-n_{отк})\cdot k_{ав}}, \qquad (12)$$

$$S_Т \geq \frac{23,76}{(2-1)\cdot 1,4}=16,98\text{, МВА}$$

Принимаем к установке два трансформатора ТДТН-25000/110/35/10.
Найдем коэффициенты загрузки и перегрузки:

$$k_з=\frac{23,76}{2\cdot 25}=0,48<0,7,$$

$$k_{ав}=\frac{23,76}{1\cdot 25}=0,96<1,4.$$

1.4 Расчет приведенных нагрузок на подстанциях

Подстанции в расчетной схеме учитываются приведенными нагрузками, которые включают в себя заданную мощность подстанции в рассматриваемом режиме $\underline{S}_н$ и потери мощности в трансформаторах $\Delta\underline{S}_т$:

$$\underline{S}_{пр} = \underline{S}_н + \Delta\underline{S}_т . \qquad (12)$$

Для нахождения потерь в трансформаторах воспользуемся формулами (13) – (14). Потери мощности в $n_т$ работающих двухобмоточных трансформаторах:

$$\Delta P_т = \frac{1}{n_т} \cdot \frac{P_н^2 + Q_н^2}{U_{ном}^2} r_т + n_т \cdot \Delta P_{xx} , \qquad (13)$$

$$\Delta Q_т = \frac{1}{n_т} \cdot \frac{P_н^2 + Q_н^2}{U_{ном}^2} x_т + n_т \frac{I_{xx}\%}{100} S_т , \qquad (14)$$

где $\underline{S}_н = P_н + jQ_н$ – мощность подстанции со стороны низшего напряжения в соответствующем режиме работы, МВА;

$\Delta P_{xx}$ - потери холостого хода, кВт;

$I_{xx}\%$ - ток холостого хода.

Потери мощности в трехобмоточных трансформаторах:

$$\Delta P_т = \frac{1}{n_т} \cdot \frac{P_в^2 + Q_в^2}{U_{ном}^2} r_в + \frac{1}{n_т} \cdot \frac{P_с^2 + Q_с^2}{U_{ном}^2} r_с + \frac{1}{n_т} \cdot \frac{P_н^2 + Q_н^2}{U_{ном}^2} r_н + n_т \cdot \Delta P_{xx} , \qquad (15)$$

$$\Delta Q_т = \frac{1}{n_т} \cdot \frac{P_в^2 + Q_в^2}{U_{ном}^2} x_в + \frac{1}{n_т} \cdot \frac{P_с^2 + Q_с^2}{U_{ном}^2} x_с + \frac{1}{n_т} \cdot \frac{P_н^2 + Q_н^2}{U_{ном}^2} x_н + \frac{I_x\%}{100} S_т , \qquad (16)$$

где $\underline{S}_в = P_в + jQ_в$, $\underline{S}_с = P + jQ_с$, $\underline{S}_н = P_н + jQ_н$ – мощности обмоток трансформатора в рассматриваемом режиме, МВА;

$r_в$, $r_с$, $r_н$, $x_в$, $x_с$, $x_н$ – сопротивления обмоток согласно паспортным данным [3].

В качестве примера приведем расчет нагрузки для подстанции «Уральская», где установлены два трансформатора типа ТДН – 16/110. Необходимые для расчета данные: $r_т = 4{,}38$ Ом, $x_т = 86{,}7$ Ом, $\Delta P_{xx} = 0{,}021$ МВт, $I_{xx}\% = 0{,}85$, $S_т = 16$ МВА.

$$\Delta P_т = \frac{1}{2} \cdot \frac{15^2 + 6{,}85^2}{115^2} 4{,}38 + 2 \cdot 0{,}021 = 0{,}1$$, МВт.

$$\Delta Q_т = \frac{1}{2} \cdot \frac{15^2 + 6{,}85^2}{115^2} 86{,}7 + 2 \frac{0{,}85}{100} 16 = 1{,}16$$, МВАр.

$$\underline{S}_{пр} = 15 + j6{,}85 + 0{,}1 + j1{,}16 = 15{,}1 + j8{,}01$$, МВА.

Остальные приведенные нагрузки сведем в таблицу 8.

Таблица 8 – Приведенные нагрузки по узлам

| Название подстанции | Мощность нагрузки, МВА | Потери в трансформаторах, МВА | Приведенная нагрузка, МВА |
|---|---|---|---|
| Лесная | - | - | 17,5+j7,3 |
| Звезда 35 | 10+j5 | 0,1+j1,14 | 18,2+j9,84 |
| Звезда 10 | 8,1+j3,7 | | |
| Западная | 14+j6,75 | 0,1+j1,05 | 14,1+j7,8 |
| Болото-1 | 16,5+j9,2 | 0,1+j1,4 | 16,6+j10,6 |
| Орел 35 | 11,3+j6,03 | 0,12+j2,8 | 21,32+j13,33 |
| Орел 10 | 10+j4,5 | | |
| Болото-2 | 15+j7,9 | 0,1+j1,22 | 15,1+j9,12 |
| Центральная | - | - | 17,3+j7,21 |
| Светлая | 10,5+j4,5 | 0,07+j0,62 | 10,57+j5,12 |
| Садовая | 4,5+j2,85 | 0,03+j0,35 | 4,53+j3,2 |
| Спортивная | 12+j5,8 | 0,1+j0,85 | 12,1+j6,65 |
| Уральская | 15+j6,85 | 0,1+j1,16 | 15,1+j8,01 |

## 1.5 Расчет и анализ характерных режимов работы существующей сети

### 1.5.1 Работа сети в режиме максимальных нагрузок

В приложении А на рисунке А.1 представлена карта режима работы существующей сети в максимальном режиме. Результаты расчета представлены в приложении А в таблице А.1.

Суммарные потери активной мощности составляют 3,62 МВт.

Суммарные потери реактивной мощности – 17,9 МВАр.

Дефицит мощности покрывается за счет соседней энергосистемы $tg\varphi_c = 0{,}34$.

По результатам расчета сети в максимальном режиме получено, что все линии данного участка сети не перегружаются, экономическая плотность тока $j_э < 1$ при $T_{нб} = 6000$ ч, следовательно, систему реконструировать не надо.

1.5.2 Работа сети в режиме минимальных нагрузок

Для режима минимальных нагрузок наибольшие значения мощности уменьшаются до 70 % от мощности в максимальном режиме. Согласно ГОСТу, допустимое напряжение на подстанции должно находится в пределах $\pm 5\%$ от номинального [1]. Карта режима и результаты расчета представлены в приложении А на рисунке А.2 и таблице А.2.

Как следует из таблицы А.2 максимальное напряжение U=115,48 кВ в узле ТЭЦ, минимальное U=109,63 КВ на подстанции «Западная». Эти напряжения лежат в допустимых пределах, что говорит о нормальной работе системы.

1.5.3 Работа сети послеаварийном режиме

Послеаварийный или утяжеленный режим характеризуется перегрузкой оборудования в связи с отключением части оборудования. Наиболее тяжелые режимы получаются при отключении одной цепи двухцепной линии или наиболее загруженной одноцепной линии. В приложении А на рисунке А.3 представлена карта послеаварийного режима при отключении ЛЭП «Отп 2 – Светлая», а в таблице А.3 результата расчетов при отключении наиболее загруженных ЛЭП.

Из анализа данных расчета утяжеленного режима видно, что токи, протекающие по линиям, не превышают допустимых значений, а экономическая плотность тока $j_{э.ав} < 2$, следовательно, систему реконструировать не надо.

Выводы по разделу один: по результатам проверки по отклонению напряжения, по токовой загрузке и возможной перегрузке оборудования в результате аварийной ситуации существующий сетевой район энергосистемы работает в допустимых пределах и не требует реконструкции.

## 2 РАЗВИТИЕ СЕТЕВОГО РАЙОНА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

### 2.1 Разработка структурной схемы подстанции «Опытная»

По проекту ввод новой подстанции «Опытная» намечен на начало 2020 г. Это будет двухтрансформаторная понизительная подстанция напряжением 110 кВ, которая будет осуществлять электроснабжение нового жилого микрорайона. Категория по надежности электроснабжения потребителей установлена II. По проекту предполагается, что расчетная нагрузка на подстанцию равна S=14,7+j5,4 МВА. С распределительного устройства (РУ) 10 кВ отходит 8 линий. Структурная схема подстанции представлена на рисунке 5.

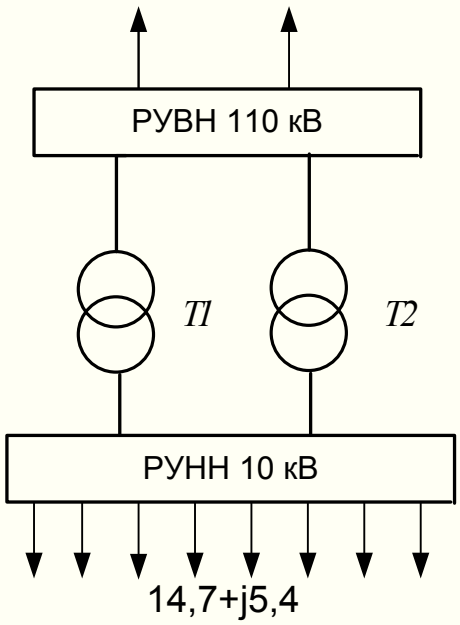


Рисунок 5 – Структурная схема подстанции «Опытная»

#### 2.1.1 Выбор трансформаторов на подстанции «Опытная»

Выбор трансформаторов для новой подстанции производится по формулам (11) и (12). Так как задана суммарная мощность нагрузки, то при нормальном режиме через трансформатор проходит половина мощности нагрузки. Предварительно принимаем к установке 2хТДН – 16000/115/10,5. При этом коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$k_з = \frac{\sqrt{14,7^2 + 5,4^2}}{2 \cdot 16} = 0,49 < 0,7.$$

Коэффициент аварийной перегрузки:

$$k_{ав} = \frac{\sqrt{14,7^2 + 5,4^2}}{(2-1)\cdot 16} = 0,98 < 1,4.$$

То есть оставшийся в работе трансформатор при отключении второго перегружаться не будет.

Определим расчетную мощность для подстанции «Опытная» по формулам (13) и (14).

$$\Delta P_т = \frac{1}{2}\cdot\frac{14,7^2+5,4^2}{115^2}4,38 + 2\cdot 0,021 = 0,1 \text{, МВт.}$$

$$\Delta Q_т = \frac{1}{2}\cdot\frac{14,7^2+5,4^2}{115^2}86,7 + 2\frac{0,85}{100}16 = 1,1 \text{, МВАр.}$$

$$\underline{S}_{пр} = 14,7 + j5,4 + 0,1 + j1,1 = 14,8 + j6,5 \text{, МВА.}$$

2.1.2 Выбор линии 110 кВ на подстанции «Опытная»

Проведем выбор линий по экономической плотности тока по формуле (17) и проверим по допустимому току. Минимальным проводом для напряжения 110 кВ является АС – 70/11, по условию короны.

$$F_{эк.} = \frac{I}{j_{эк}}, \qquad (17)$$

где: I – ток, проходящий через линию, А;

$j_{эк}$ – экономическая плотность тока, равная 1 А/мм² [4].

Ток, проходящий через линию, определим по формуле (18):

$$I = \frac{S_Л}{\sqrt{3}U_{НОМ}\cdot n_{лэп}}, \qquad (18)$$

где: $S_Л$ мощность, проходящая по линии, МВА.

$$I = \frac{\sqrt{14,8^2 + 6,5^2}}{2\sqrt{3}\cdot 110} = 42 \text{, А.}$$

$$F_{эк.} = \frac{42}{1} = 42, мм^2$$

К установке принимается провод АС – 70/11 с допустимым током $I_{доп}$=265 А, что больше аварийного тока $I_{ав}$=84 А.

## 2.2 Варианты подключения подстанции «Опытная» в энергосистему

Изучив карту местности, на которую нанесены линии и подстанции существующей сети, наметим четыре варианта подключения новой подстанции к существующей сети.

### 2.2.1 Вариант 1 подключения подстанции «Опытная»

Вариант 1 – подключение подстанции «Опытная» от подстанции «Центральная» по двухцепной линии (рисунок 6).

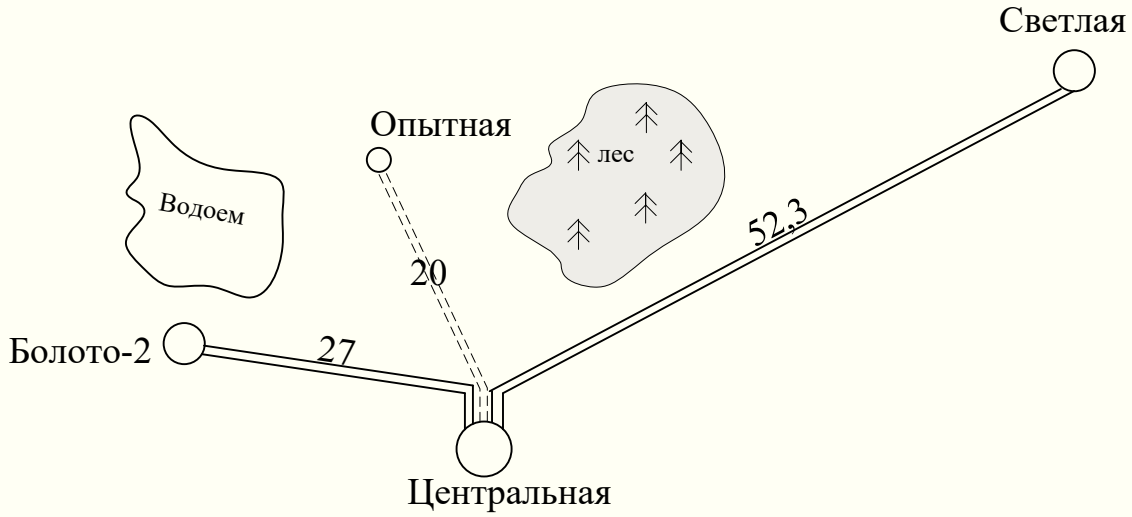


Рисунок 6 – Вариант 1 подключения подстанции «Опытная»

Проведем анализ такого варианта подключения подстанции на основании расчета максимального и минимального режимов работы сети.

В режиме минимальных нагрузок напряжения во всех узлах находятся в допустимых пределах (таблица 9).

Таблица 9 – Вариант 1 при минимальных нагрузках сети

| Номер | Название | Тип | Uном, кВ | P, МВт | Q, МВАр | U, кВ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 0 | Узловая | Базисный | 110 | -61,14 | -9,81 | 113 |
| 1 | Лесная | Обычный | 110 | 12,25 | 5,11 | 112,2 |
| 2 | Звезда | Обычный | 110 | 12,74 | 6,89 | 110 |
| 3 | Западная | Обычный | 110 | 9,87 | 5,46 | 109,63 |
| 4 | Центральная | Обычный | 110 | 12,11 | 5,05 | 110,1 |
| 5 | Болото-2 | Обычный | 110 | 10,57 | 6,38 | 109,53 |
| 6 | Орел | Обычный | 110 | 14,9 | 9,31 | 108,97 |
| 7 | Болото-1 | Обычный | 110 | 11,27 | 7,42 | 110,61 |
| 8 | Уральская | Обычный | 110 | 10,6 | 5,6 | 112,63 |
| 9 | Спортивная | Обычный | 110 | 8,5 | 4,65 | 113,25 |
| 10 | Светлая | Обычный | 110 | 7,4 | 3,58 | 113,14 |
| 11 | Садовая | Обычный | 110 | 3,17 | 2,24 | 114,8 |
| 12 | ТЭЦ | Обычный | 110 | -65,1 | -35,7 | 115,13 |
| 13 | Отп1 | Обычный | 110 | 0 | 0 | 113,02 |
| 14 | Отп 2 | Обычный | 110 | 0 | 0 | 114,83 |
| 15 | Опытная | Обычный | 110 | 10,36 | 4,55 | 109,55 |

В режиме максимальных нагрузок (таблица 10) ток в линиях не превышает допустимый, но плотность тока трех линий превышает экономически допустимую в 1 А/мм², следовательно, в сети необходимо провести замену проводов этих линий на большее сечение.

Таблица 10 – Вариант 1 при максимальных нагрузках сети

| Линия | Узел начала | Узел конца | Марка | P, МВт | I, А | $I_{доп}$ А | j, А/мм² |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Узловая | Лесная | 2хАС-185/29 | 25,4 | 138,7 | 510 | 0,75 |
| 2 | Лесная | Звезда | 2хАС-120/19 | 16,5 | 93,01 | 390 | 0,775 |
| 3 | Звезда | Западная | 2хАС-120/19 | 7,07 | 41,55 | 390 | 0,346 |
| 4 | Центральная | Болото-2 | 2хАС-120/19 | 3,27 | 25,83 | 390 | 0,215 |
| 5 | Болото-2 | Орел | АС-120/19 | 1,74 | 21,5 | 390 | 0,179 |
| 6 | Болото-1 | Орел | АС-120/19 | 19,9 | 114,6 | 390 | 0,955 |
| 7 | Болото-1 | Болото-2 | АС-120/19 | 10,5 | 57,64 | 390 | 0,48 |
| 8 | *Узловая* | *Болото-1* | 2хАС-120/19 | 24,1 | 133,5 | 390 | 1,112 |
| 9 | ТЭЦ | Спортивная | 2хАС-150/24 | 4,74 | 38,02 | 450 | 0,253 |
| 10 | ТЭЦ | Светлая | АС-150/24 | 24,6 | 136,2 | 450 | 0,908 |
| 11 | Светлая | Центральная | 2хАС-120/19 | 19,9 | 112,3 | 390 | 0,936 |
| 12 | Узловая | Отп1 | 2хАС-185/29 | 8,92 | 44,77 | 510 | 0,242 |
| 13 | Отп1 | Уральская | 2хАС-120/19 | 7,58 | 42,38 | 390 | 0,353 |
| 14 | Отп1 | Спортивная | 2хАС-185/29 | 1,34 | 17,82 | 510 | 0,096 |
| 15 | *ТЭЦ* | *Отп 2* | АС-150/24 | 31 | 168,5 | 450 | 1,123 |

Продолжение таблицы 10

| Линия | Узел начала | Узел конца | Марка | P, МВт | I, А | $I_{доп}$ А | j, А/мм² |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 16 | Отп 2 | Садовая | АС-120/19 | 4,53 | 27,61 | 390 | 0,23 |
| 17 | *Отп 2* | *Светлая* | АС-120/19 | 26,4 | 142,5 | 390 | 1,188 |
| 18 | Центральная | Опытная | 2хАС-70/11 | 7,45 | 42,46 | 265 | 0,607 |
| Суммарные потери активной мощности составляют 4,708 МВт,<br>Суммарные потери реактивной мощности – 16,961 МВАр,<br>Дефицит мощности покрывается за счет соседней энергосистемы $tg\varphi_c = 0,359$ | | | | | | | |

После увеличения сечения проводов ЛЭП «Узловая – Болото-1» с 2хАС-120/19 на 2хАС-150/24, ЛЭП «ТЭЦ – Отп 2» с АС-150/24 на АС-185/29 и ЛЭП «Отп 2 – Светлая» с АС-120/19 на АС-150/24 все линии стали проходить по экономической плотности тока, при этом, потери активной мощности снизились на 6,4 % (таблица 11).

Таблица 11 – Вариант 1 после реконструкции

| Линия | УН | УК | Марка | P, МВт | I, А | Iдоп, А | j, А/мм² |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 8 | Узловая | Болото-1 | 2хАС-150/24 | 24,06 | 133,63 | 450 | 0,891 |
| 15 | ТЭЦ | Отп 2 | АС-185/29 | 31,16 | 170,96 | 510 | 0,924 |
| 17 | Отп 2 | Светлая | АС-150/24 | 26,57 | 144,99 | 450 | 0,967 |
| Суммарные потери активной мощности составляют 4,405 МВт,<br>Суммарные потери реактивной мощности – 17,203 МВАр,<br>Дефицит мощности покрывается за счет соседней энергосистемы $tg\varphi_c = 0,358$ | | | | | | | |

Таким образом, по варианту 1 для подключения новой подстанции необходимо провести следующие работы:

- ввод новой линии (2хАС-70/11, длиной 20 км);
- монтаж двух ячеек 110 кВ на подстанции «Центральная»;
- реконструкция линий:

а) Узловая – Болото-1 (2хАС-120/19 длиной 45,1 км),

б) ТЭЦ – Отп 2 (АС-150/24 длиной 4,18 км),

в) ОТП 2 – Светлая (АС-120/19 длиной 24,8 км).

Предполагаемая схема распределительного устройства 110 кВ подстанции «Опытная» – «Два блока с неавтоматической перемычкой».

2.2.2 Вариант 2 подключения подстанции «Опытная»

Вариант 2 – подключение подстанции «Опытная» от подстанции «Западная» по двухцепной линии (рисунок 7).

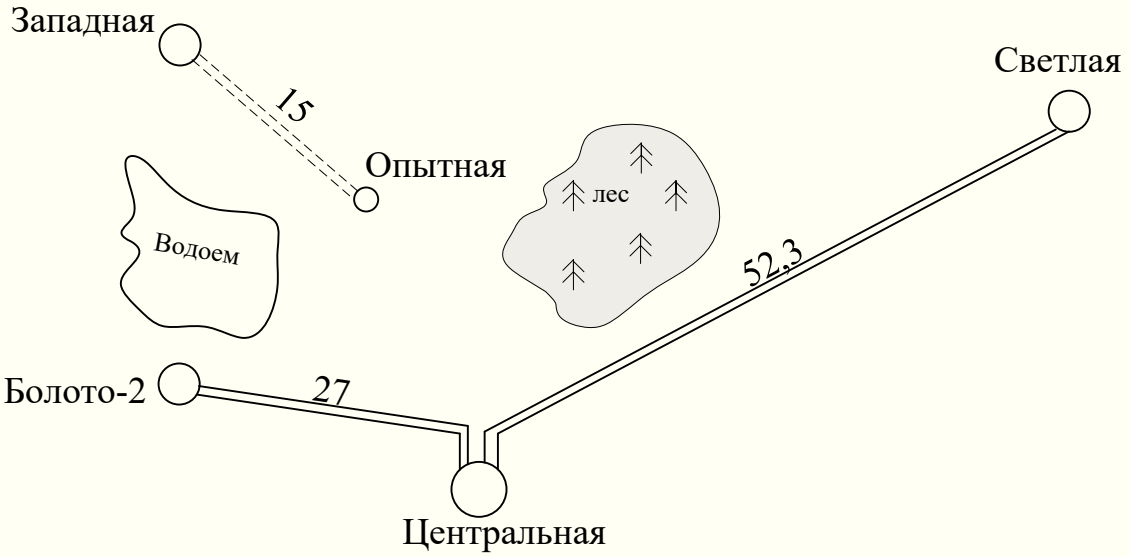


Рисунок 7 – Вариант 2 подключения подстанции «Опытная»

Проведем анализ такого варианта подключения подстанции на основании расчета максимального и минимального режимов работы сети. В режиме минимальных нагрузок напряжения во всех узлах находятся в допустимых пределах (таблица 12).

Таблица 12 – Вариант 2 при минимальных нагрузках сети

| Номер | Название | Тип | Uном, кВ | P, МВт | Q, МВАр | U, кВ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 0 | Узловая | Базисный | 110 | -61,29 | -10,43 | 113 |
| 1 | Лесная | Обычный | 110 | 12,25 | 5,11 | 111,93 |
| 2 | Звезда | Обычный | 110 | 12,74 | 6,89 | 108,73 |
| 3 | Западная | Обычный | 110 | 9,87 | 5,46 | 107,99 |
| 4 | Центральная | Обычный | 110 | 12,11 | 5,05 | 111,29 |
| 5 | Болото-2 | Обычный | 110 | 10,57 | 6,38 | 110,5 |
| 6 | Орел | Обычный | 110 | 14,9 | 9,31 | 109,7 |
| 7 | Болото-1 | Обычный | 110 | 11,27 | 7,42 | 111,02 |
| 8 | Уральская | Обычный | 110 | 10,6 | 5,6 | 112,64 |
| 9 | Спортивная | Обычный | 110 | 8,5 | 4,65 | 113,3 |
| 10 | Светлая | Обычный | 110 | 7,4 | 3,58 | 113,79 |
| 11 | Садовая | Обычный | 110 | 3,17 | 2,24 | 115,19 |
| 12 | ТЭЦ | Обычный | 110 | -65,1 | -35,7 | 115,48 |
| 13 | Отп1 | Обычный | 110 | 0 | 0 | 113,03 |
| 14 | Отп 2 | Обычный | 110 | 0 | 0 | 115,22 |
| 15 | Опытная | Обычный | 110 | 10,36 | 4,55 | 107,56 |

В режиме максимальных нагрузок (таблица 13) ток в линиях не превышает допустимый, но плотность тока одной линии превышает экономически допустимую 1 А/мм², следовательно, в сети необходимо провести замену проводов этой линии на большее сечение.

Таблица 13 – Вариант 2 при максимальных нагрузках сети

| Линия | Узел начала | Узел конца | Марка | P, МВт | I, А | $I_{доп}$ А | j, А/мм² |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Узловая | Лесная | 2хАС-185/29 | 33,39 | 183,55 | 510 | 0,992 |
| 2 | *Лесная* | *Звезда* | 2хАС-120/19 | 24,38 | 137,68 | 390 | 1,147 |
| 3 | Звезда | Западная | 2хАС-120/19 | 14,58 | 85,16 | 390 | 0,71 |
| 4 | Центральная | Болото-2 | 2хАС-120/19 | 6,81 | 43,79 | 390 | 0,365 |
| 5 | Болото-2 | Орел | АС-120/19 | 5,24 | 37,86 | 390 | 0,316 |
| 6 | Болото-1 | Орел | АС-120/19 | 16,34 | 93,77 | 390 | 0,781 |
| 7 | Болото-1 | Болото-2 | АС-120/19 | 6,86 | 37,13 | 390 | 0,309 |
| 8 | Узловая | Болото-1 | 2хАС-120/19 | 20,32 | 112,46 | 390 | 0,937 |
| 9 | ТЭЦ | Спортивная | 2хАС-150/24 | 8,95 | 59,47 | 450 | 0,396 |
| 10 | ТЭЦ | Светлая | АС-150/24 | 20,62 | 113,3 | 450 | 0,755 |
| 11 | Светлая | Центральная | 2хАС-120/19 | 15,77 | 88,86 | 390 | 0,741 |
| 12 | Узловая | Отп1 | 2хАС-185/29 | 4,75 | 25,74 | 510 | 0,139 |
| 13 | Отп1 | Уральская | 2хАС-120/19 | 7,58 | 42,38 | 390 | 0,353 |
| 14 | Спортивная | Отп1 | 2хАС-185/29 | 2,83 | 29,76 | 510 | 0,161 |
| 15 | ТЭЦ | Отп 2 | АС-150/24 | 26,59 | 143,77 | 450 | 0,958 |
| 16 | Отп 2 | Садовая | АС-120/19 | 4,53 | 27,47 | 390 | 0,229 |
| 17 | Отп 2 | Светлая | АС-120/19 | 22 | 117,98 | 390 | 0,983 |
| 18 | Западная | Опытная | 2хАС-70/11 | 7,44 | 43,19 | 265 | 0,617 |
| Суммарные потери активной мощности составляют 4,816 МВт,<br>Суммарные потери реактивной мощности – 16,418 МВАр,<br>Дефицит мощности покрывается за счет соседней энергосистемы $tg\varphi_c = 0,363$ | | | | | | | |

После замены провода ЛЭП «Лесная – Звезда» с 2хАС-120/19 на 2хАС-150/24 все линии проходят по экономической плотности тока (таблица 14), при этом, потери активной мощности снизились на 5,3%.

Таблица 14 – Вариант 2 после реконструкции сети

| Линия | Узел начала | Узел конца | Марка | P, МВт | I, А | Iдоп, А | j, А/мм² |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2 | Лесная | Звезда | 2хАС-150/24 | 24,26 | 136,96 | 450 | 0,913 |
| Суммарные потери активной мощности составляют 4,562 МВт,<br>Суммарные потери реактивной мощности – 16,592 МВАр,<br>Дефицит мощности покрывается за счет соседней энергосистемы $tg\varphi_c = 0,363$ | | | | | | | |

Таким образом, по варианту 2 для подключения новой подстанции необходимо провести следующие работы:

- ввод новой линии (2хАС-70/11, длиной 15 км);
- реконструкция РУ 110 кВ подстанции «Западная» на схему «Две рабочие системы шин» с заменой всех ячеек в связи с тем, что там установлено масляное оборудование;
- реконструкция линий:

а) Лесная – Звезда (2хАС-120/19 длиной 49,9 км).

Предполагаемая схема распределительного устройства 110 кВ подстанции «Опытная» – «Два блока с неавтоматической перемычкой».

2.2.3 Вариант 3 подключения подстанции «Опытная»

Вариант 3 – подключение подстанции «Опытная» по одной цепи от подстанций «Западная» и «Центральная» (рисунок 8). Проведем анализ такого варианта подключения подстанции на основании расчета максимального и минимального режимов работы сети.

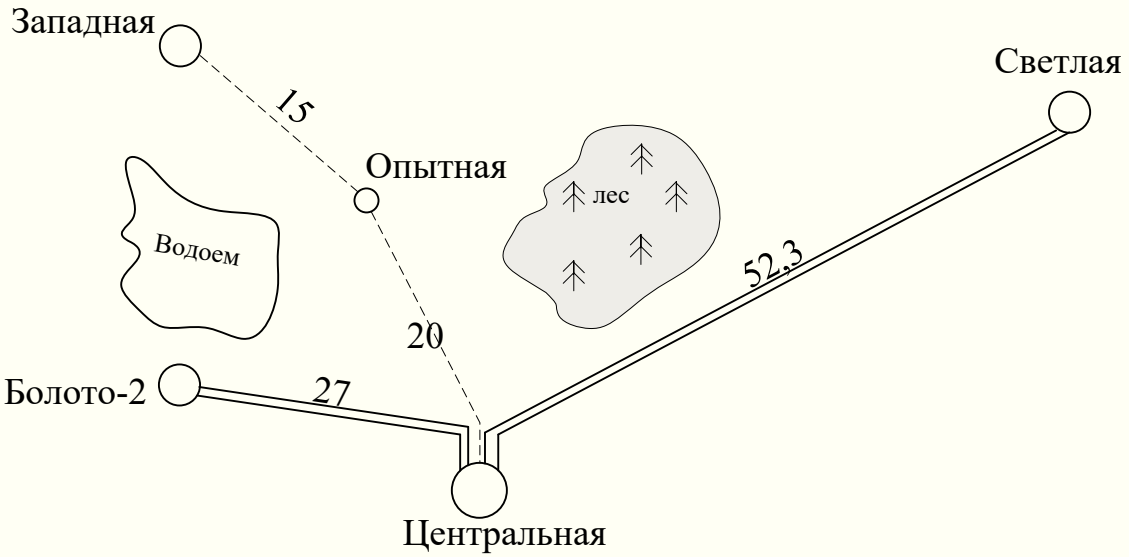


Рисунок 8 – Вариант 3 подключения подстанции «Опытная»

В режиме минимальных нагрузок напряжения во всех узлах находятся в допустимых пределах (таблица 15).

Таблица 15 – Вариант 3 при минимальных нагрузках сети

| Номер | Название | Тип | Uном, кВ | P, МВт | Q, МВАр | U, кВ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 0 | Узловая | Базисный | 110 | -61,16 | -9,99 | 113 |
| 1 | Лесная | Обычный | 110 | 12,25 | 5,11 | 112,17 |
| 2 | Звезда | Обычный | 110 | 12,74 | 6,89 | 109,85 |

Продолжение таблицы 15

| Номер | Название | Тип | Uном, кВ | P, МВт | Q, МВАр | U, кВ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 0 | Узловая | Базисный | 110 | -61,16 | -9,99 | 113 |
| 1 | Лесная | Обычный | 110 | 12,25 | 5,11 | 112,17 |
| 2 | Звезда | Обычный | 110 | 12,74 | 6,89 | 109,85 |
| 3 | Западная | Обычный | 110 | 9,87 | 5,46 | 109,43 |
| 4 | Центральная | Обычный | 110 | 12,11 | 5,05 | 110,24 |
| 5 | Болото-2 | Обычный | 110 | 10,57 | 6,38 | 109,64 |
| 6 | Орел | Обычный | 110 | 14,9 | 9,31 | 109,05 |
| 7 | Болото-1 | Обычный | 110 | 11,27 | 7,42 | 110,65 |
| 8 | Уральская | Обычный | 110 | 10,6 | 5,6 | 112,63 |
| 9 | Спортивная | Обычный | 110 | 8,5 | 4,65 | 113,26 |
| 10 | Светлая | Обычный | 110 | 7,4 | 3,58 | 113,21 |
| 11 | Садовая | Обычный | 110 | 3,17 | 2,24 | 114,84 |
| 12 | ТЭЦ | Обычный | 110 | -65,1 | -35,7 | 115,17 |
| 13 | Отп1 | Обычный | 110 | 0 | 0 | 113,02 |
| 14 | Отп 2 | Обычный | 110 | 0 | 0 | 114,87 |
| 15 | Опытная | Обычный | 110 | 10,36 | 4,55 | 109,29 |

В режиме максимальных нагрузок (таблица 16) ток в линиях не превышает допустимый, но плотность тока трех линии превышает экономически допустимую 1 А/мм², следовательно, в сети необходимо провести замену проводов этих линий на большее сечение.

Таблица 16 – Вариант 3 при максимальных нагрузках сети

| Линия | Узел начала | Узел конца | Марка | P, МВт | I, А | $I_{доп}$ А | j, А/мм² |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Узловая | Лесная | 2хАС-185/29 | 28,41 | 155,71 | 510 | 0,842 |
| 2 | Лесная | Звезда | 2хАС-150/24 | 19,47 | 109,99 | 450 | 0,733 |
| 3 | Звезда | Западная | 2хАС-120/19 | 10 | 58,36 | 390 | 0,486 |
| 4 | Центральная | Болото-2 | 2хАС-120/19 | 4,66 | 32,9 | 390 | 0,274 |
| 5 | Болото-2 | Орел | АС-120/19 | 3,11 | 27,69 | 390 | 0,231 |
| 6 | Болото-1 | Орел | АС-120/19 | 18,52 | 106,24 | 390 | 0,885 |
| 7 | Болото-1 | Болото-2 | АС-120/19 | 9,06 | 49,46 | 390 | 0,412 |
| 8 | *Узловая* | *Болото-1* | 2хАС-120/19 | 22,61 | 125,05 | 390 | 1,042 |
| 9 | ТЭЦ | Спортивная | 2хАС-150/24 | 6,39 | 46,53 | 450 | 0,31 |
| 10 | ТЭЦ | Светлая | АС-150/24 | 23,05 | 127,05 | 450 | 0,847 |
| 11 | Светлая | Центральная | 2хАС-120/19 | 18,25 | 102,9 | 390 | 0,857 |
| 12 | Узловая | Отп1 | 2хАС-185/29 | 7,28 | 36,79 | 510 | 0,199 |
| 13 | Отп1 | Уральская | 2хАС-120/19 | 7,58 | 42,38 | 390 | 0,353 |
| 14 | Спортивная | Отп1 | 2хАС-185/29 | 0,3 | 20,72 | 510 | 0,112 |

Продолжение таблицы 16

| Линия | Узел начала | Узел конца | Марка | P, МВт | I, А | $I_{доп}$ А | j, А/мм² |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 15 | *ТЭЦ* | *Отп 2* | АС-150/24 | 29,27 | 158,59 | 450 | 1,057 |
| 16 | Отп 2 | Садовая | АС-120/19 | 4,53 | 27,55 | 390 | 0,23 |
| 17 | *Отп 2* | *Светлая* | АС-120/19 | 24,67 | 132,72 | 390 | 1,106 |
| 18 | Центральная | Опытная | АС-70/11 | 9,08 | 50,94 | 265 | 0,728 |
| 19 | Западная | Опытная | АС-70/11 | 5,81 | 33,71 | 265 | 0,482 |
| Суммарные потери активной мощности составляют 4,486 МВт,<br>Суммарные потери реактивной мощности – 17,057 МВАр,<br>Дефицит мощности покрывается за счет соседней энергосистемы $tg\varphi_c = 0,359$ | | | | | | | |

После замены проводов ЛЭП «Узловая – Болото-1» с 2хАС-120/19 на 2хАС-150/24, ЛЭП «ТЭЦ – Отп 2» с АС-150/24 на АС-185/29, ЛЭП «Отп 2 – Светлая» с АС-120/19 на АС-150/24 все линии стали проходить по экономической плотности тока (таблица 17), при этом, потери активной мощности снизились на 5,9%.

Таблица 17 – Вариант 3 после реконструкции сети

| Линия | УН | УК | Марка | P, МВт | I, А | Iдоп, А | j, А/мм² |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 8 | Узловая | Болото-1 | 2хАС-150/24 | 22,64 | 125,81 | 450 | 0,839 |
| 15 | ТЭЦ | Отп 2 | АС-185/29 | 29,49 | 161,6 | 510 | 0,874 |
| 17 | Отп 2 | Светлая | АС-150/24 | 24,91 | 135,69 | 450 | 0,905 |
| Суммарные потери активной мощности составляют 4,22 МВт,<br>Суммарные потери реактивной мощности – 17,272 МВАр,<br>Дефицит мощности покрывается за счет соседней энергосистемы $tg\varphi_c = 0,358$ | | | | | | | |

Таким образом, по варианту 3 для подключения новой подстанции необходимо провести следующие работы:

- ввод новой линии (1хАС-70/11, длиной 20 км, 1хАС-70/11, длиной 15 км);
- монтаж одной ячейки 110 кВ на подстанции «Центральная»;
- реконструкция РУ 110 кВ подстанции «Западная» на схему «Расширенный мостик» с заменой всех ячеек в связи с тем, что там установлено масляное оборудование;
- реконструкция линий:

а) Узловая – Болото-1 (2хАС-120/19 длиной 45,1 км),

б) ТЭЦ – Отп 2 (АС-150/24 длиной 4,18 км),

в) ОТП 2 – Светлая (АС-120/19 длиной 24,8 км).

Предполагаемая схема распределительного устройства 110 кВ подстанции «Опытная» – «Мостик с ремонтной перемычкой со стороны линии».

2.2.4 Вариант 4 подключения подстанции «Опытная»

Вариант 4 – подключение подстанции «Опытная» отпайками от одной цепи линии «Центральная» – «Болото-2» и линии «Центральная» – «Светлая» (рисунок 9).

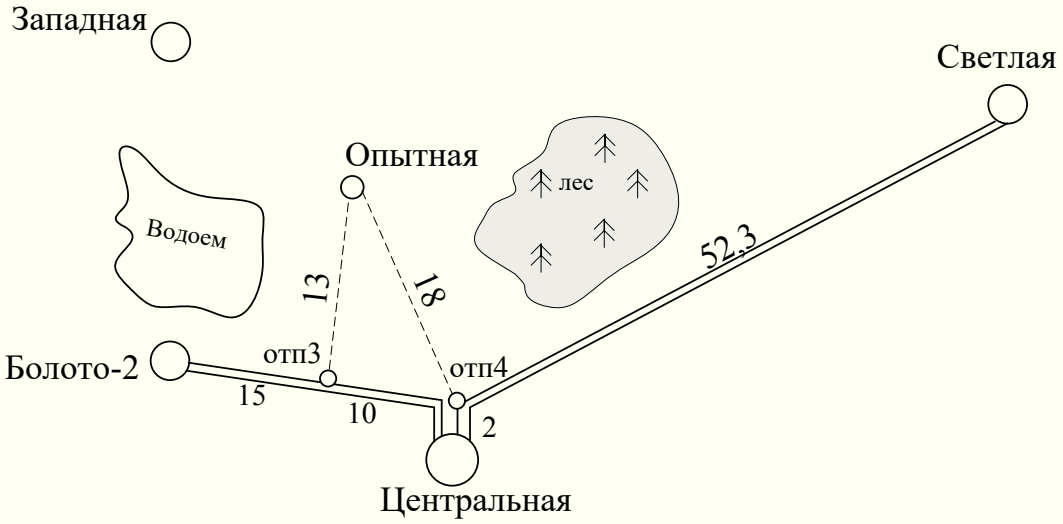


Рисунок 9 – Вариант 4 подключения подстанции «Опытная»

В режиме минимальных нагрузок (Приложение Б, рисунок Б.1) напряжения во всех узлах находятся в допустимых пределах (таблица 18). Максимальное значение в узле «ТЭЦ» и – 115,13 кВ, минимальное в узле «Орел» – 108,93 кВ.

Таблица 18 – Вариант 4 при минимальных нагрузках сети

| Номер | Название | Тип | Uном, кВ | P, МВт | Q, МВАр | U, кВ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 0 | Узловая | Базисный | 110 | -61,14 | -10,1 | 113 |
| 1 | Лесная | Обычный | 110 | 12,25 | 5,11 | 112,2 |
| 2 | Звезда | Обычный | 110 | 12,74 | 6,89 | 110 |
| 3 | Западная | Обычный | 110 | 9,87 | 5,46 | 109,63 |
| 4 | Центральная | Обычный | 110 | 12,11 | 5,05 | 110,12 |
| 5 | Болото-2 | Обычный | 110 | 10,57 | 6,38 | 109,48 |
| 6 | Орел | Обычный | 110 | 14,9 | 9,31 | 108,93 |
| 7 | Болото-1 | Обычный | 110 | 11,27 | 7,42 | 110,59 |
| 8 | Уральская | Обычный | 110 | 10,6 | 5,6 | 112,63 |
| 9 | Спортивная | Обычный | 110 | 8,5 | 4,65 | 113,25 |
| 10 | Светлая | Обычный | 110 | 7,4 | 3,58 | 113,13 |
| 11 | Садовая | Обычный | 110 | 3,17 | 2,24 | 114,79 |
| 12 | ТЭЦ | Обычный | 110 | -65,1 | -35,7 | 115,13 |
| 13 | Отп1 | Обычный | 110 | 0 | 0 | 113,02 |
| 14 | Отп 2 | Обычный | 110 | 0 | 0 | 114,82 |
| 15 | Опытная | Обычный | 110 | 10,36 | 4,55 | 109,52 |
| 16 | Отп 3 | Обычный | 110 | 0 | 0 | 109,76 |
| 17 | Отп4 | Обычный | 110 | 0 | 0 | 110,19 |

В режиме максимальных нагрузок (Приложение Б, рисунок Б.2) ток в линиях не превышает допустимый, но плотность тока трех линии превышает экономически допустимую 1 А/мм² (таблица 19), следовательно, в сети необходимо провести замену проводов этих линий на большее сечение.

Таблица 19 – Вариант 4 при максимальных нагрузках сети

| Линия | Узел начала | Узел конца | Марка | P, МВт | I, А | $I_{доп}$ А | j, А/мм² |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Узловая | Лесная | 2хАС-185/29 | 25,39 | 138,73 | 510 | 0,75 |
| 2 | Лесная | Звезда | 2хАС-120/19 | 16,49 | 93,01 | 390 | 0,775 |
| 3 | Звезда | Западная | 2хАС-120/19 | 7,07 | 41,55 | 390 | 0,346 |
| 4 | Центральная | Болото-2 | АС-120/19 | 4,39 | 31,52 | 390 | 0,263 |
| 5 | Болото-2 | Орел | АС-120/19 | 1,65 | 20,84 | 390 | 0,174 |
| 6 | Болото-1 | Орел | АС-120/19 | 20,03 | 115,27 | 390 | 0,961 |
| 7 | Болото-1 | Болото-2 | АС-120/19 | 10,57 | 58,29 | 390 | 0,486 |
| 8 | *Узловая* | *Болото-1* | 2хАС-120/19 | 24,2 | 134,15 | 390 | 1,118 |
| 9 | ТЭЦ | Спортивная | 2хАС-150/24 | 4,84 | 38,21 | 450 | 0,255 |
| 10 | ТЭЦ | Светлая | АС-150/24 | 24,52 | 135,84 | 450 | 0,906 |
| 11 | Светлая | Центральная | АС-120/19 | 19,57 | 110,88 | 390 | 0,924 |
| 12 | Узловая | Отп1 | 2хАС-185/29 | 8,82 | 44,28 | 510 | 0,239 |
| 13 | Отп1 | Уральская | 2хАС-120/19 | 7,58 | 42,38 | 390 | 0,353 |
| 14 | Отп1 | Спортивная | 2хАС-185/29 | 1,24 | 17,5 | 510 | 0,095 |
| 15 | *ТЭЦ* | *Отп 2* | АС-150/24 | 30,9 | 168,08 | 450 | 1,121 |
| 16 | Отп 2 | Садовая | АС-120/19 | 4,53 | 27,61 | 390 | 0,23 |
| 17 | *Отп 2* | *Светлая* | АС-120/19 | 26,3 | 142,13 | 390 | 1,184 |
| 18 | отп3 | Болото-2 | АС-120/19 | 1,97 | 20,02 | 390 | 0,167 |
| 19 | Центральная | отп3 | АС-120/19 | 7,42 | 47,4 | 390 | 0,395 |
| 20 | отп4 | Центральная | АС-120/19 | 10,03 | 62,12 | 390 | 0,518 |
| 21 | Светлая | отп4 | АС-120/19 | 19,94 | 112,84 | 390 | 0,94 |
| 22 | отп3 | Опытная | АС-70/11 | 5,44 | 31,54 | 265 | 0,451 |
| 23 | отп4 | Опытная | АС-70/11 | 9,44 | 53,65 | 265 | 0,766 |
| Суммарные потери активной мощности составляют 4,712 МВт,<br>Суммарные потери реактивной мощности – 16,673 МВАр,<br>Дефицит мощности покрывается за счет соседней энергосистемы $tg\varphi_c = 0,362$ | | | | | | | |

После замены проводов ЛЭП «Узловая – Болото-1» с 2хАС-120/19 на 2хАС-150/24, ЛЭП «ТЭЦ – Отп 2» с АС-150/24 на АС-185/29, ЛЭП «Отп 2 – Светлая» с АС-120/19 на АС-150/24 все линии стали проходить по экономической плотности тока (таблица 20), при этом, потери активной мощности снизились на 6,5%.

Таблица 20 – Вариант 4 после реконструкции сети

| Линия | УН | УК | Марка | P, МВт | I, А | Iдоп, А | j, А/мм² |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 8 | Узловая | Болото-1 | 2хАС-150/24 | 24,15 | 134,33 | 450 | 0,896 |
| 15 | ТЭЦ | Отп 2 | АС-185/29 | 31,06 | 170,54 | 510 | 0,922 |
| 17 | Отп 2 | Светлая | АС-150/24 | 26,47 | 144,57 | 450 | 0,964 |
| Суммарные потери активной мощности составляют 4,407 МВт, Суммарные потери реактивной мощности – 16,913 МВАр, Дефицит мощности покрывается за счет соседней энергосистемы $tg\varphi_c = 0,361$ | | | | | | | |

Таким образом, по варианту 4 для подключения новой подстанции необходимо провести следующие работы:

- ввод новой линии (1хАС-70/11, длиной 13 км, 1хАС-70/11, длиной 18 км);
- реконструкция линий:

а) Узловая – Болото-1 (2хАС-120/19 длиной 45,1 км),

б) ТЭЦ – Отп 2 (АС-150/24 длиной 4,18 км),

в) ОТП 2 – Светлая (АС-120/19 длиной 24,8 км).

Предполагаемая схема распределительного устройства 110 кВ подстанции «Опытная» – «Два блока с неавтоматической перемычкой».

## 2.3 Выбор варианта развития энергосистемы

При проектировании электрических сетей для выбора предпочтительного варианта в качестве основного критерия используются условия минимума приведенных затрат (формула 19) при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый (требуемый) энергетический эффект. При этом предполагается, что все новые электросетевые объекты сооружаются единовременно в течение одного года, что позволяет не учитывать распределение затрат во времени. Экономические показатели сравниваемых вариантов определяются в ценах одного временного уровня и по источникам равной достоверности. При выполнении проектных работ применяются укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 110 кВ [5].

$$З = Е_н \cdot К_{\square} + И_{\square} + З_{\Delta Э}, \quad (19)$$

где $Е_н$- нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений равный 0,12 для электроэнергетики;

$К_{\square} = К_{ВЛ\square} + К_{ПС\square}$ – суммарные капиталовложения на сооружение воздушных линий и подстанций соответственно;

$И_{\square} = И_{ВЛ\square} + И_{ПС\square}$ – суммарные издержки на обслуживание, ремонт воздушных линии и подстанций;

$З_{\Delta Э}$ – затраты на возмещение потерь электроэнергии.

К сравнению примем вариант 1, вариант 2 и вариант 4, т.к вариант 3 включает в себя мероприятия по реконструкции сети согласно первым двум вариантам, а следовательно, он является заведомо дорогим вариантом. В расчетах при реконструкции подстанции «Западная» будем учитывать, что там установлены масляные выключатели и их необходимо заменить на элегазовые в связи с полной заменой схемы распределительного устройства 110 кВ.

Стоимость воздушных линий зависит от их номинального напряжения, сечения проводов, конструкции и материала опор, а также от внешних нагрузок (гололеда и ветра). Район по гололеду II. Зная, стоимость 1 км линии и её длину, находим затраты на сооружение линии (формула 20). Тип опор – стальные, решетчатые:

$$K_{Л} = \sum K_{0i} \cdot L_i \qquad (20)$$

где $K_{0i}$ – удельная стоимость одного километра линии i-го типа;

$L_i$ – длина линии i-го типа.

Результаты расчета для разных вариантов сведены в таблицу 21.

Таблица 21 – Расчет капиталовложения на сооружение ЛЭП

| Вид работы | Строительство новой ЛЭП | Реконструкция ЛЭП | |
|---|---|---|---|
| | | Демонтаж провода | Монтаж провода |
| Вариант 1 | | | |
| $K_{0i}$, тыс.руб/км | 1282,4 | 6,4 | 12,8 |
| L, км | 20 | 119,18 | 119,18 |
| $K_{Л}$, тыс.руб | 25648 | 762,75 | 1525,5 |
| $K_{ВЛ}$ | | | 27936,25 |
| Вариант 2 | | | |
| $K_{0i}$, тыс.руб/км | 1282,4 | 6,4 | 12,8 |
| L, км | 15 | 99,8 | 99,8 |
| $K_{Л}$, тыс.руб | 19236 | 638,72 | 1277,44 |
| $K_{ВЛ}$ | | | 21152,16 |
| Вариант 4 | | | |
| $K_{0i}$, тыс.руб/км | 811,6 | 6,4 | 12,8 |
| L, км | 31 | 119,18 | 119,18 |
| $K_{Л}$, тыс.руб | 25159,6 | 762,75 | 1525,5 |
| $K_{ВЛ}$ | | | 27447,85 |

Капитальные вложения в подстанции разделены на четыре составляющие (формула 21):

$$K_{ПС} = K_{РУ} + K_{Т} + K_{КУ} + K_{П} \qquad (21)$$

где $K_{РУ}$ – затраты в распределительные устройства;

$K_Т$ – затраты по силовым трансформаторам (не учитываем, все трансформаторы одинаковые в обоих вариантах);

$K_{КУ}$ - затраты по компенсирующим устройствам (не учитываем);

$K_П$ - постоянная часть затрат, учитывает подготовку и благоустройство территории, общеподстанционный пункт управления, устройство собственных нужд подстанции, систему оперативного постоянного тока, внутриплощадочные водоснабжение, канализацию и подъездные дороги, средства связи и телемеханики, наружное освещение, ограду и прочие элементы. Расчеты по капитальным вложениям в подстанции седеем в таблицу 22.

Таблица 22 – Расчет капиталовложения на сооружение подстанций

| Вид работы | Реконструкция подстанции | | Новая подстанция |
|---|---|---|---|
| | Монтаж ячейки выключателя 110 кВ | Демонтаж ячейки выключателя 110 кВ | Монтаж ячейки выключателя 110 кВ |
| Вариант 1 | | | |
| $K_{0i}$, тыс.руб | 7703 | – | 7703 |
| n, шт | 2 | – | 2 |
| $K_{РУ}$, тыс руб | 15406 | 0 | 15406 |
| $K_П$, тыс.руб | $118440 \cdot 0,4 = 47376$ | | 62040 |
| $K_{ПС}$, тыс.руб | | | 140228 |
| Вариант 2 | | | |
| $K_{0i}$, тыс.руб | 7703 | 3,1 | 7703 |
| n, шт | 7 | 2 | 2 |
| $K_{РУ}$, тыс руб | 53921 | 6,2 | 15406 |
| $K_П$, тыс.руб | $118440 \cdot 0,6 = 71064$ | | 62040 |
| $K_{ПС}$, тыс.руб | | | 202437,2 |
| Вариант 4 | | | |
| $K_{0i}$, тыс.руб | – | – | 7703 |
| n, шт | – | – | 2 |
| $K_{РУ}$, тыс руб | 0 | 0 | 15406 |
| $K_П$, тыс.руб | | | 62040 |
| $K_{ПС}$, тыс.руб | | | 77446 |

Ежегодные издержки складываются из отчислений на амортизацию, расходов на текущий ремонт и обслуживание. Амортизационные отчисления используются для выполнения капитальных ремонтов и полной замены оборудования. Расходы на текущий ремонт и обслуживание включают в себя зарплату ремонтного персонала, расходы на приобретение необходимых для эксплуатации материалов, приборов и прочие общесетевые расходы. Величина годовых эксплуатационных издержек (И) может быть определена по формулам:

$$И_{\Sigma} = И_{ВЛ} + И_{ПС}, \quad (22)$$

$$И_{ВЛ} = \frac{А_{ВЛ} \cdot К_{ВЛ}}{100}, \quad (23)$$

$$И_{ПС} = \frac{А_{ПС} \cdot К_{ПС}}{100}, \quad (24)$$

где $И_{ВЛ}$ - эксплуатационные издержки для линий;

$И_{ПС}$ - эксплуатационные издержки для подстанций;

$А_{ВЛ}$ - отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание по линиям (принимается равным 2,8%);

$А_{ПС}$ - отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание по подстанциям (принимается равным 10,3%).

Полученные результаты сведем в таблицу 23.

Таблица 23 – Расчет эксплуатационных издержек

| № | $К_{ВЛ}$, тыс.руб. | $К_{ПС}$, тыс.р. | $К$, тыс.р. | $И_{ВЛ}$, тыс.р./год. | $И_{ПС}$, тыс.р./год | $И_{\Sigma}$, тыс.р./год |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 27936,25 | 140228 | 168164,3 | 782,2 | 14443,5 | 15225,7 |
| 2 | 21152,16 | 202437,2 | 223589,4 | 592,2 | 20851 | 21443,2 |
| 4 | 27447,85 | 77446 | 104893,9 | 768,5 | 7976,9 | 8745,4 |

Определим потери электроэнергии по формуле (25):

$$\sum \Delta Э = \sum \Delta P \cdot \tau \quad (25)$$

где $\sum \Delta P$ – суммарные нагрузочные потери мощности по ВЛ 110кВ ($\sum \Delta P_1$=4,405МВт, $\sum \Delta P_2$=4,562 МВт, $\sum \Delta P_4$=4,712МВт).

$$\tau = (0{,}124 + T_{MAX} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0{,}124 + 6000 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 4591{,}8, \text{ ч}$$

Затраты на возмещение потерь определим по формуле (26):

$$З_{\Delta Э} = Ц_{Э} \cdot \sum \Delta Э_1, \quad (26)$$

где $Ц_{Э}$=2,92 руб/ кВт·ч – стоимость потерь электроэнергии для сети 110кВ.

Результаты расчетов по формулам (19), (25), (26) сведем в таблицу 24.

Таблица 24 – Расчет приведенных затрат

| | □ ΔЭ , МВт·ч/год | $З_{ΔЭ}$ , тыс.руб/год | З , тыс.руб/год |
|---|---|---|---|
| Вариант 1 | 20226,9 | 59062,5 | 94467,916 |
| Вариант 2 | 20947,8 | 61167,6 | 109441,5 |
| Вариант 4 | 21636,6 | 63178,9 | 84511,6 |

Выводы по разделу два: на основании технико-экономического сравнения четырех вариантов подключения новой подстанции «Опытная» в существующую энергосистему по режимным параметрам, потерям электрической энергии и укрупненным стоимостным показателям для дальнейшего проектирования принят вариант 4, как вариант с наименьшими приведенными затратами. Карты минимального, максимального и послеаварийного режимов для выбранного варианта представлены в Приложении Б на рисунках Б.1, Б.2 и Б.3 соответственно. В качестве утяжеленного режима выбрано отключение наиболее загруженной ЛЭП «Болото-1 – Орел» (Приложение Б, таблица Б.1). По результатам расчета сеть с вводом новой подстанции «Опытная» и после замены проводов трех ЛЭП на большее сечение работает в допустимых пределах как по уровню напряжения в узлах, так и по значениям тока.

## 3 ПРОЕКТ ПОДСТАНЦИИ «ОПЫТНАЯ»

### 3.1 Разработка схем распределительных устройств подстанции «Опытная»

Исходя из того, что подстанция «Опытная» является тупиковой, двухтрансформаторной, примем к проектированию схему РУ 110 кВ «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии».

На напряжение 10 кВ принимаем к установке схему «Одиночная секционированная система сборных шин».

### 3.2 Расчет токов короткого замыкания на подстанции «Опытная»

Токи короткого замыкания (КЗ) рассчитывают для выбора и проверки аппаратов и токоведущих частей на термическую и динамическую стойкость, для выбора, при необходимости, устройств по ограничению этих токов, а также для выбора и оценки устройств релейной защиты. Расчётным является трёхфазное короткое замыкание, т.к. токи КЗ в этом случае имеют максимальные значения [6].

Расчетная схема подстанции приведена на рисунке 10.

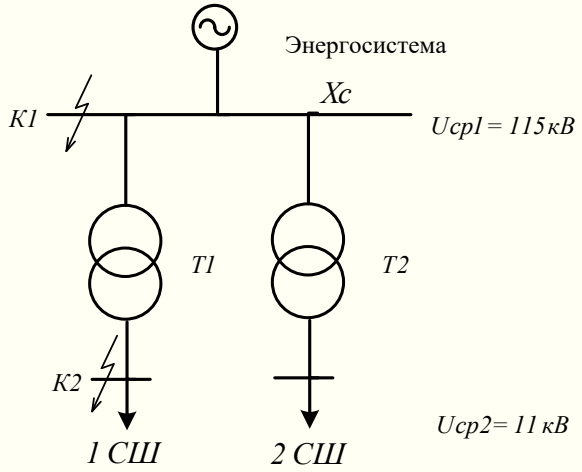


Рисунок 10 – Расчетная схема проектируемой подстанции

Схема замещения приведена на рисунке 11. Расчетные параметры сведем в таблицу 25.

Таблица 25 – Параметры элементов схемы замещения

| Элемент | Количество | Марка | Длина, км | $r_0$, Ом/км | $x_0$, Ом/км | r , Ом | x , Ом |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Линия 1 | 1 | АС-70/11 | 20 | 0,422 | 0,444 | 8,44 | 8,88 |
| Линия2 | 1 | АС-70/11 | 20 | 0,422 | 0,4442 | 8,44 | 8,88 |
| Трансформатор1 | 1 | ТДН-16 | - | - | | 4,38 | 86,7 |
| Трансформатор2 | 1 | ТДН-16 | - | - | | 4,38 | 86,7 |

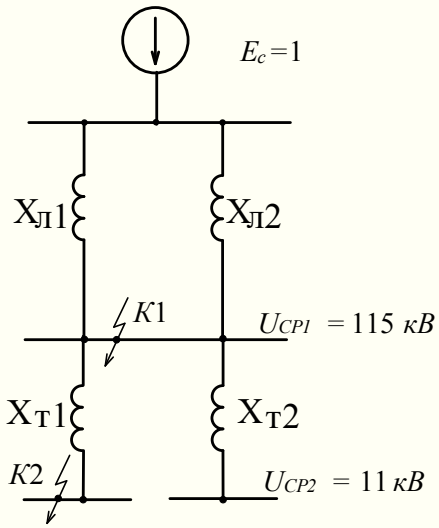


Рисунок 11 – Схема замещения подстанции для расчета токов КЗ

Расчет параметров схемы замещения будем производить к относительных единицах, приведенных к базисным величинам. В базисную систему величин должны входить базисная мощность $S_б$, базисное напряжение $U_б$, базисный ток $I_б$, связанные выражением мощности для трехфазной системы [6].

$$I_{Б1}=\frac{S_б}{\sqrt{3}U_{ср.ст}}. \quad (27)$$

Примем значение базисной мощности $S_б$ = 1000 МВА.

В качестве базисного напряжения на каждой ступени трансформации принимаем среднее номинальное значение этой ступени:

- для ступени высшего напряжения: $U_{ср}$=115 кВ,
- для ступени низшего напряжения: $U_{ср}$=11 кВ.

Сопротивление элементов схемы замещения определим по формулам (28) и (29):

$$x^*_{Л1} = x^*_{Л2} = x_{Л1}\frac{S_б}{U^2_{СР115}} = 8,88 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,68, \text{ о.е.} \quad (28)$$

$$x^*_{т1} = x^*_{т2} = x_{т1}\frac{S_б}{U^2_{СР115}} = 86,7 \cdot \frac{1000}{115^2} = 6,55, \text{ о.е.} \quad (29)$$

Для расчета трехфазное короткое замыкание на шинах 110 кВ (точка К1) определим базисный ток в точке К1:

$$I_{б.К1} = \frac{S_б}{\sqrt{3}U_{СР1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02, \text{ кА.}$$

Сопротивление системы:

$$x^*_{К1} = \frac{x^*_{Л1} \cdot x^*_{Л2}}{x^*_{Л1} + x^*_{Л2}} = \frac{0,68 \cdot 0,68}{0,68 + 0,68} = 0,34, \text{ о.е.}$$

Периодическая составляющая начального тока трехфазного КЗ в любой точке может быть найдена по формуле (30):

$$I_{П.0К1} = \frac{E_c}{x_{К1}} I_{б.К1} = \frac{1}{0,34} \cdot 5,02 = 14,94, \text{кА.} \quad (30)$$

$$I_{П.\tau К1} = I_{П.0} = 14,94, \text{ кА.}$$

Ударный ток трехфазного КЗ в точке К может быть найден по формуле (31):

$$i_{уК} = \sqrt{2} к_у \cdot I_{П.0К}, \quad (31)$$

где $к_у = 1,608$ – ударный коэффициент для системы, связанной с шинами, где рассматривается КЗ, воздушными линиями напряжением 110 кВ [7].

$$i_{уК1} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 14,94 = 33,97, \text{ кА.}$$

Рассчитаем трехфазное короткое замыкание на шинах 10 кВ (точка К2):

$$I_{б.К2} = \frac{S_б}{\sqrt{3} U_{СР2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99, \text{ кА.}$$

$$x^*_{К2} = x^*_{К1} + x^*_т = 0,34 + 6,55 = 6,89, \text{ о.е.}$$

$$I_{П.0К2} = \frac{E_c}{x_{К2}} I_{б.К2} = \frac{1}{6,89} \cdot 54,99 = 7,98, \text{кА.}$$

$$I_{П.\tau К2} = I_{П.0} = 7,98, \text{ кА.}$$

$$i_{уК2} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 7,98 = 19,2, \text{ кА.}$$

где $к_у = 1,7$ – ударный коэффициент для системы, связанной со сборными шинами 6 – 10 кВ, через трансформаторы мощностью 16 МВА [7].

3.3 Расчет токов нормального и утяжеленного режимов

Значения токов нагрузки в нормальном и максимальном режимах необходимы для выбора коммутационных аппаратов. На стороне высшего напряжения (ВН) ток питающих линий в нормальном режиме определим по формуле (18), учитывая потери в трансформаторе, рассчитанные по формулам (13) и (14).

$$\Delta P_т = \frac{1}{2} \cdot \frac{14,8^2 + 6,5^2}{115^2} \cdot 4,38 + 2 \cdot 0,021 = 0,08 \text{, МВт.}$$

$$\Delta Q_т = \frac{1}{2} \cdot \frac{14,8^2 + 6,5^2}{115^2} \cdot 86,7 + 2 \cdot \frac{0,85}{100} \cdot 16 = 1,13 \text{, МВт.}$$

$$\underline{S}_{пр} = 14,8 + j6,5 + 0,08 + j1,13 = 14,88 + j7,63 \text{, МВА.}$$

$$I_{норм.пит.л} = \frac{\sqrt{14,88^2 + 7,63^2}}{2\sqrt{3} \cdot 110} = 44 \text{ , А.}$$

Определим ток в утяжеленном режиме при обрыве одной из питающих линий:

$$I_{ут.пит.л} = \frac{\sqrt{14,88^2 + 7,63^2}}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 88 \text{ , А.}$$

Ток обмоток ВН трансформатора в нормальном режиме может быть найден по формуле (32):

$$I_{норм.Т} = 0,7 \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}}, \tag{32}$$

$$I_{норм.Т} = 0,7 \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 56,2 \text{ , А}$$

Ток обмоток ВН трансформатора в утяжеленном режиме может быть найден по формуле (33):

$$I_{max.Т} = 1,4 \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}}, \tag{33}$$

$$I_{max.T} = 1,4\frac{16000}{\sqrt{3}\cdot 115} = 112,4\ , A$$

Расчетные токи обмоток ВН трансформаторов в нормальном и утяжеленном режимах больше токов питающих линий в нормальном и утяжеленном режимах соответственно. Поэтому далее коммутационные аппараты и измерительные трансформаторы тока будут выбираться по расчетным токам обмоток ВН трансформаторов в нормальном и утяжеленном режимах.

Ток отходящих линий на стороне низшего напряжения (НН) в нормальном режиме находится по формуле (18):

$$I_{норм.отх.л} = \frac{\sqrt{14,8^2 + 6,5^2}\cdot 10^6}{8\cdot\sqrt{3}\cdot 11\cdot 10^3} = 106\ , A$$

Ток отходящих линий в утяжеленном режиме находится по формуле (34):

$$I_{max.отх.л} = 2\cdot I_{норм.отх.л}\ , \qquad (34)$$

$$I_{max.отх.л} = 2\cdot 106 = 212\ , A$$

Ток обмоток НН трансформатора в нормальном режиме может быть найден по формуле (35):

$$I_{норм.T} = 0,7\frac{S_{ном.T}}{\sqrt{3}U_{ном.НН}}\ , \qquad (35)$$

$$I_{норм.T} = \frac{16000}{\sqrt{3}\cdot 11}\cdot 0,7 = 588\ , A.$$

Ток обмоток НН трансформатора в утяжеленном режиме может быть найден по формуле (36):

$$I_{max.T} = 1,4\frac{S_{ном.T}}{\sqrt{3}\cdot U_{ном.НН}}\ , \qquad (36)$$

$$I_{max.T} = \frac{2\cdot 16000}{\sqrt{3}\cdot 11} = 1176\ , A.$$

Все расчетные данные сведены в таблицу 26.

Таблица 26 – Расчетные данные по токам

| Название | | Ток нормального режима, А | Ток утяжелённого режима, А |
|---|---|---|---|
| Питающая линия 110 кВ | | 44 | 88 |
| Трансформатор | ВН | 56,2 | 112,4 |
| | НН | 588 | 1176 |
| Отходящая линия 10 кВ | | 106 | 212 |
| Место короткого замыкания | | $I_{П.0}$, кА | $i_у$, кА |
| К1 | | 14,94 | 33,97 |
| К2 | | 7,98 | 19,2 |

3.4 Выбор оборудования на подстанции «Опытная»

3.4.1 Выбор выключателей разъединителей на стороне 110 кВ

Силовые выключатели предназначены для коммутации электрических цепей в нормальных и аварийных режимах, а также в послеаварийных режимах. При проектировании новых подстанций, как правило, для одного напряжения применяют выключатели одного типа. Согласно рекомендациям [8] на напряжение 110 кВ на ОРУ принимаем к установке элегазовые выключатели, на напряжением 10 кВ в ЗРУ – вакуумные выключатели.

Выбор выключателей производят по следующим условиям:

- по напряжению установки $U_{УСТ} \le U_{НОМ}$;
- по длительному току $I_{МАХ} \le I_{НОМ}$, $I_{НОРМ} \le I_{НОМ}$;
- по отключающей способности на симметричный ток отключения $I_{П,\tau} \le I_{ОТК.НОМ}$;
- по возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ $i_{а,\tau} \le i_{а,ном}$;
- на электродинамическую стойкость по наибольшему пику предельного сквозного тока $i_{УД} \le i_{пр.с.}$, $I_{П.О} \le I_{пр.с.}$;
- на термическую стойкость по тепловому импульсу тока КЗ $B_К \le I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР}$.

К установке принимаем выключатель ВГТ-110-40/2000.

Расчетное время с момента возникновения КЗ и до момента начала размыкания дугогасительных контактов выключателя определяется по формуле (37):

$$\tau = t_{з,min} + t_{С.В}, \quad (37)$$

где $t_{з,min}$ = 0,01 с – минимальное время действия релейной защиты [7];

$t_{С.В}$ =0,03 с – собственное время отключения выключателя [9].

$\tau$ = 0,01 + 0,03 = 0,04, с.

Скорость затухания апериодической составляющей тока КЗ описывается постоянной времени затухания апериодической составляющей $T_а = 0,02$ ,с [7].

Апериодическая составляющая тока КЗ определяется по формуле (38):

$$i_{а,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о.} \cdot e^{-\tau/T_а}. \quad (38)$$

$$i_{а,\tau} = \sqrt{2} \cdot 14,94 \cdot e^{-0,04/0,02} = 2,85, \text{ кА}.$$

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени $\tau$ определяется по формуле (39):

$$i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{НОМ} \cdot I_{ОТК.НОМ}, \quad (39)$$

где $\beta_{НОМ} = 40\%$ – определяется по кривой [9];

$I_{ОТК.НОМ}$ – номинальный ток отключения выключателя [9].

$$i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40 = 22,63, \text{ кА}$$

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле (32):

$$B_К = I_{П.0}^2 \cdot (t_{ОТК} + T_а), \quad (40)$$

где $t_{ОТК} = t_{Р.З.} + t_{О.В} = 0,1 + 0,05 = 0,15$,с.

$t_{Р.З.} = 0,1$ с – время действия основной релейной защиты [7];

$t_{О.В} = 0,05$ с – полное время отключения выключателя[9].

$$B_к = 14,94^2 \cdot (0,15 + 0,02) = 38, кА^2 \cdot с$$

К установке принимаем разъединитель типа РДЗ.2-110/1000 УХЛ1.

Все расчетные и каталожные данные сведены в таблицу 27.

Таблица 27 – Данные по выключателю и разъединителю 110 кВ

| Расчётные данные | Каталожные данные | |
|---|---|---|
| | ВГТ-110-40/2000 | РДЗ.2-110/1000 УХЛ1 |
| $U_{УСТ}$=110 кВ | $U_{НОМ}$=110 кВ | $U_{НОМ}$=110 кВ |
| $I_{max}$=112,4 А | $I_{НОМ}$=2000 А | $I_{НОМ}$=1000 А |
| $I_{П.\tau}$=14,94 кА | $I_{ОТК.НОМ}$ =40 кА | - |
| $i_{а,\tau}$ =2,85 кА | $i_{а,ном}$=22,63 кА | - |
| $I_{П.0}$=14,94 кА | $I_{ПР.СКВ}$=40 кА | - |
| $i_у$=33,97 кА | $I_{НАИБ.ПИК}$=102 кА | $I_{ПР.СКВ}$=63 кА |
| $B_к$=38 кА$^2$·с | $I^2_{тер}$·$t_{тер}$=4800 кА$^2$·с | $I^2_{тер}$·$t_{тер}$=1875 кА$^2$·с |

Из анализа таблицы 27 следует, что намеченные к установке на РУ ВН 110 кВ выключатели и разъединители удовлетворяют всем требуемым условиям.

3.4.2 Выбор выключателей разъединителей на стороне 10 кВ

Принимаем к установке выключатели типа ВВЭ-10-31,5/2000.
Расчетное время определим по формуле (37):

$$\tau = 0,01 + 0,055 = 0,065, \text{ с}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{а,\tau} = \sqrt{2} \cdot 7,98 \cdot e^{-0,065/0,03} = 1,24, \text{ кА}$$

где $T_а = 0,03$,с.

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле (40):

$$B_к = 7,98^2 \cdot (0,58 + 0,03) = 38,8, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

где $t_{О.В} = 0,075$, с.

Все расчетные и каталожные данные сведены в таблицу 28.
Из таблицы 28 следует, что намеченные к установке на РУ НН выключатели удовлетворяют всем условиям. Так как на НН требуется установка комплектного распределительного устройства (КРУ), то произведем выбор ячеек КРУ для устанавливаемых выключателей.

Таблица 28 – Данные по выключателям 10 кВ

| Вводные ячейки и секционный выключатель | | Отходящие линии | |
|---|---|---|---|
| Расчётные данные | ВВЭ-10-31,5/2000 | Расчётные данные | ВВЭ-10-20/630 |
| $U_{УСТ}$=10 кВ | $U_{НОМ}$=10 кВ | $U_{УСТ}$=10 кВ | $U_{НОМ}$=10 кВ |
| $I_{max}$=1176 А | $I_{НОМ}$=2000 А | $I_{max}$=212 А | $I_{НОМ}$=630 А |
| $I_{П.\tau}$=7,98 кА | $I_{ОТК.НОМ}$=31,5 кА | $I_{П.\tau}$=7,98 кА | $I_{ОТК.НОМ}$=20 кА |
| $i_{а,\tau}$ =1,24 кА | $i_{а,ном}$=17,82 кА | $i_{а,\tau}$ =1,24 кА | $i_{а,ном}$=17,82 кА |
| $I_{П.0}$=7,98 кА | $I_{ПР.СКВ}$=31,5 кА | $I_{П.0}$=7,98 кА | $I_{ПР.СКВ}$=20 кА |
| $i_у$=19,2 кА | $I_{НАИБ.ПИК}$=80, кА | $i_у$=19,2 кА | $I_{НАИБ.ПИК}$=52, кА |
| $B_к$=38,8 кА$^2$ □с | $I^2_{тер}$ □$t_{тер}$=2976,8 кА$^2$ □с | $B_к$=38,8 кА$^2$ □с | $I^2_{тер}$ □$t_{тер}$=1200 кА$^2$ □с |

Для данной понижающей подстанции принимаем к установке на стороне 10 кВ КРУ типа К – 105, параметры которого сведены в таблицу 29.

Таблица 29 - Параметры комплектного распределительного устройства К – 105

| Тип КРУ | К – 105 |
|---|---|
| Номинальное напряжение | 10 кВ |
| Номинальный ток главных цепей | 3150 А |
| Номинальный ток сборных шин | 3150 А |
| Ток электродинамической стойкости | 81 кА |
| Ток термической стойкости | 40 кА |
| Тип применяемых выключателей | ВВЭ – 10 |

Ячейка КРУ – металлическая конструкция каркасно-панельного типа со встроенной аппаратурой высокого напряжения, а также приборами измерения, сигнализации и защиты, управления. Каракас разделен на релейный отсек, отсек выкатного элемента, отсек сборных шин и кабельный отсек.

Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа. Завод - изготовитель гарантирует необходимые параметры разъединителей для нормальной работы совместно с выключателем, поэтому проверка разъединителей не производится.

3.5 Выбор средств измерения на подстанции

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на подстанции осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов (КИП). В зависимости от особенностей режима работы количество КИП может быть различным. В таблице 30 приведен рекомендуемый перечень измерительных приборов, которые необходимо установить на подстанции.

Таблица 30 – КИП на подстанции

| Цепь | Место установки приборов | Перечень приборов |
|---|---|---|
| Сборные шин 110 кВ | – | Вольтметр с переключателем на три междуфазных напряжения и регистрирующий вольтметр |
| Линии 110 кВ | – | Амперметр в каждой фазе, ваттметр, варметр, фиксирующий прибор для определения места КЗ, расчетные счетчики активной и реактивной мощности |
| Трансформатор | ВН | - |
| | НН | Амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной мощности |
| Сборные шин 10 кВ | На каждой секции или системе шин | Вольтметр с переключением для измерения трех фазных напряжения и вольтметр для измерения междуфазного напряжения |
| Секционный выключатель 10 кВ | – | Амперметр |
| Линии 10 кВ | – | Амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной мощности |

На рисунке 12 приведена схема РУ с установкой измерительных приборов, рекомендуемых для подстанций 110/10 кВ, согласно таблице 30.

3.6 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока (ТТ) предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбирают:

- по напряжению установки: $U_{УСТ} \le U_{НОМ}$;
- по номинальному току: $I_{МАХ} \le I_{1НОМ}$,

где $I_{1НОМ}$ – номинальный первичный ток ТТ;

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости: $i_{У} \le i_{ДИН}$;
- по термической стойкости: $B_К \le I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР}$;
- по вторичной нагрузке: $z_2 \le z_{2НОМ}$;

где $z_2$ – вторичная нагрузка ТТ;

$z_{2НОМ}$ – номинальная нагрузка ТТ в выбранном классе точности.

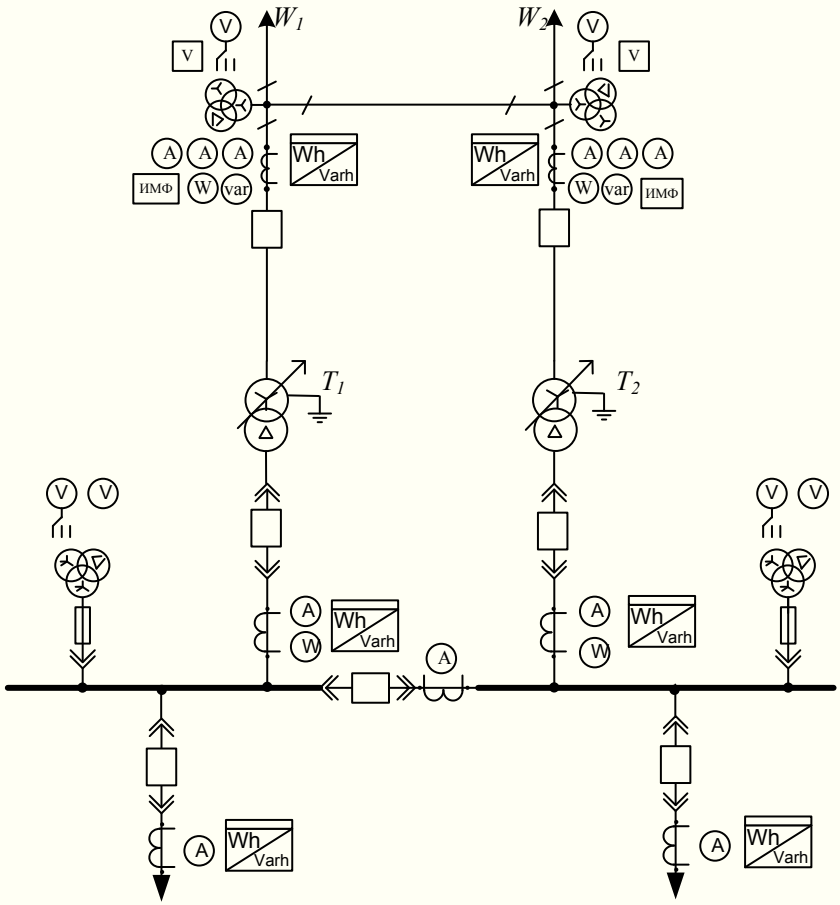


Рисунок 12 – Места установки измерительных приборов на подстанции «Опытная»

3.6.1 Выбор трансформатора тока 110 кВ

На линиях 110 кВ для установки намечаем трансформаторы тока TG 145. Схема подключения измерительных приборов представлена на рисунке 13, сравнение каталожных и расчетных данных трансформатора приведено в таблице 31.

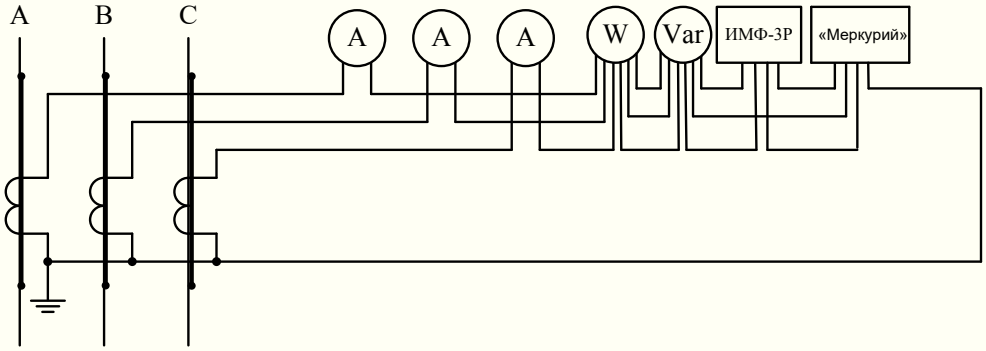


Рисунок 13 – Схема подключения приборов к трансформатору тока

Таблица 31 – Данные трансформатора тока на линии 110 кВ

| Расчетные данные | TG 145 |
|---|---|
| $U_{УСТ}$ = 110 кВ | $U_{НОМ}$ = 110 кВ |
| $I_{max}$ = 88 А | $I_{НОМ}$ = 150 А |
| $i_у$ = 33,97 кА | $i_{ДИН}$ = 88 кА |
| $B_к$ = 38 кА2·с | $I^2_{тер} \cdot t_{тер}$ =992 $кА^2 \cdot с$ |

Выбранные трансформаторы тока удовлетворяют вышеперечисленным требованиям. Выбранные трансформаторы имеют 3 вторичные обмотки с номинальным током 5 А. Одна из обмоток имеет класс точности 0,5 и предназначена для подключения измерительных приборов. Проверим вторичную загрузку выбранного трансформатора тока. Список и параметры приборов, подключенных к трансформатору, приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока в линиях 110 кВ

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы, В·А | | |
|---|---|---|---|---|
| | | А | В | С |
| Амперметр | Э-350 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Счетчик «Меркурий» | 230 PRIDN | 2 | 2 | 2 |
| Индикатор микропроцессорный фиксирующий | ИМФ-3Р | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Ваттметр | Д-365 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Варметр | Д-365 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Итого: | | 4 | 4 | 4 |

Проведем выбор ТТ по вторичной нагрузке:

– индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $z_2 \approx r_2$;

– вторичная нагрузка $r_2$ состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов $r_к = 0,05$ [7]:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_к \tag{41}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле (42):

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I^2_{2.ном}} = \frac{4}{5^2} = 0,16\text{, Ом} \tag{42}$$

где $S_{приб}$ – мощность, потребляемая приборами;

$I_{2.ном}$ – вторичный номинальный ток прибора.

Чтобы ТТ работал в заданном классе точности, необходимо выдержать условие:

$$r_{приб} + r_{пр} + r_к \le z_{2НОМ} \quad (43)$$

Определим сопротивление провода:

$r_{пр} = z_{2НОМ} - r_{приб} - r_к = 1,2 - 0,16 - 0,1 = 0,94$, Ом.

Определим сечение проводов по формуле (44):

$$q = \frac{\rho L_{расч}}{r_{пр}}, \quad (44)$$

где $\rho_{CU} = 0,0173$, Ом·мм$^2$ / м - удельное сопротивление материала провод;

$L_{расч} = 85$, м – расчётная длина соединительных проводов.

$$q = \frac{\rho L_{расч}}{r_{провод}} = \frac{0,0173 \cdot 85}{0,94} = 1,56, \text{ мм}^2.$$

В качестве соединительного провода применяем контрольный кабель КВВГ с медными жилами и округляем до ближайшего стандартного сечения, но при этом сечение не должно быть менее 2,5мм², поэтому устанавливаем КВВГ сечением 2,5мм2. Намеченный к установке ТТ подходит по всем условиям, поэтому устанавливаем его на питающие линии 110 кВ.

3.6.2 Выбор трансформатора тока 10 кВ

К установке в шкафах вводных ячеек намечаем трансформатор тока типа ТШЛ – 10 – У3. Эти трансформаторы имеют 2 вторичные обмотки с номинальным током 5 А 0,5/10Р. Одна из обмоток имеет класс точности 0,5 и предназначена для подключения измерительных приборов. Схема подключения измерительных приборов представлена на рисунке 16, сравнение каталожных и расчетных данных трансформатора приведено в таблице 32.

Таблица 32 – Трансформаторы тока на вводных ячейках

| Расчётные данные | ТШЛ – 10 – У3 |
|---|---|
| $U_{УСТ}$ = 10 кВ | $I_{НОМ}$ = 10 кВ |
| $I_{max}$ = 1176 А | $I_{НОМ}$ = 1500 А |
| $i_у$ = 19,2 кА | $i_{ДИН}$ = 81 кА |
| $B_к$ = 38,8 кА2·с | $I^2_{тер} \cdot t_{тер}$ = 3675 кА$^2$·с |

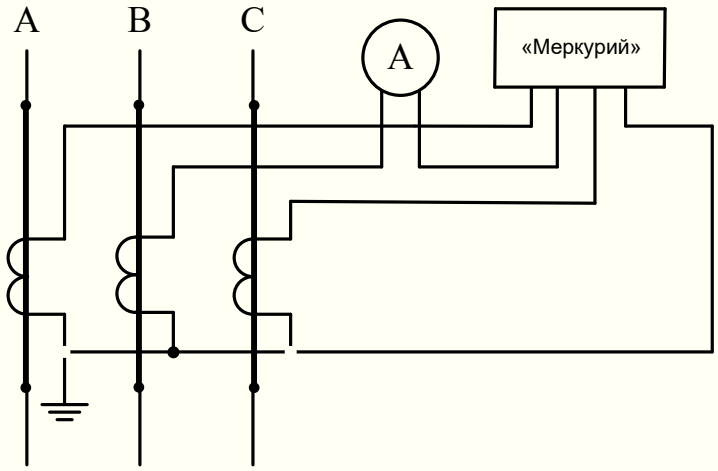


Рисунок 16 – Схема подключения приборов к трансформатору тока

Вторичная нагрузка трансформаторов тока приведена в таблице 33.

Таблица 33– Вторичная нагрузка трансформаторов тока со стороны НН

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы, В·А | | |
|---|---|---|---|---|
| | | А | В | С |
| Амперметр | Э-350 | - | 0,5 | - |
| Счетчик «Меркурий» | 230 PRIDN | 2 | 2 | 2 |
| Ваттметр | Ц301 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Итого: | | 2,5 | 3 | 2,5 |

Общее сопротивление приборов самой загруженной фазы «В» и допустимое значение сопротивления проводов определим:

$$r_{провод} = z_{2ном} - r_{приб} - r_к = 0,8 - 0,12 - 0,05 = 0,67 \text{, Ом.}$$

Сечение кабеля:

$$q = \frac{\rho L_{расч}}{r_{провод}} = \frac{0,0173 \cdot 26}{0,67} = 0,67, мм^2$$

В качестве соединительного провода применяем контрольный кабель КВВГ с медными жилами. Принимаем стандартное сечение = 2,5 мм2.

Намеченный к установке ТТ подходит по всем условиям, поэтому устанавливаем его на вводные ячейки 10 кВ и в ячейку секционного выключателя

В ячейки фидеров КРУ намечаем к установке трансформаторы тока типа ТЛК – 10 – У1. Эти трансформаторы имеют 2 вторичные обмотки с номинальным током 5 А, одна из обмоток имеет класс точности 0,5 и предназначена для подключения измерительных приборов.

Схема подключения приборов к трансформатору тока на рисунке 15. Вторичная нагрузка трансформаторов тока приведена в таблице 34.

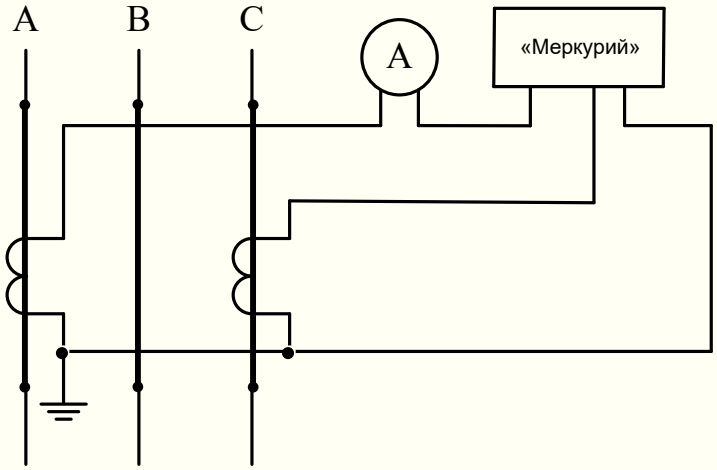


Рисунок 17 – Схема подключения приборов к трансформатору тока

Таблица 34– Вторичная нагрузка трансформаторов тока на линии 10 кВ

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы, В·А | | |
|---|---|---|---|---|
| | | A | B | C |
| Амперметр | Э-350 | 0,5 | - | - |
| Счетчик «Меркурий» | 230 PRIDN | 2 | - | 2 |
| Итого: | | 2,5 | - | 2 |

Сравнение каталожных и расчетных данных трансформатора в таблице 35.

Таблица 35 – Трансформаторы тока на линии 10 кВ

| Расчётные данные | ТЛК – 10 |
|---|---|
| $U_{УСТ}$ = 10 кВ | $U_{НОМ}$ = 10 кВ |
| $I_{max}$ = 212 А | $I_{НОМ}$ = 300 А |
| $i_у$ = 19,2 кА | $i_{ДИН}$ = 81 кА |
| $B_к$ = 38,8 кА2/с | $I^2_{тер} \cdot t_{тер}$ = 2997 $кА^2 \cdot с$ |

Проведем проверку по вторичной нагрузке:

$$r_{приб} = \frac{2,5}{5^2} = 0,1 \text{ , Ом,}$$

$r_{пр} = 0,4 - 0,1 - 0,05 = 0,29$, Ом,

$$q = \frac{\rho L_{расч}}{r_{провод}} = \frac{0,0173 \cdot 17,3}{0,29} = 1,11, \text{ мм}^2.$$

В качестве соединительного провода применяем контрольный кабель КВВГ с медными жилами стандартного сечения = 2,5 мм2.

3.7 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) применяются для питания измерительных приборов и выбираются:

- по напряжению установки: $U_{УСТ} \le U_{НОМ}$;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке: $S_{2\Sigma} \le S_{ном}$,

где $S_{ном}$ – номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе точности.

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к ТН.

Для упрощения расчётов нагрузку можно не разделять по фазам, тогда нагрузка всех измерительных приборов и реле будет определяться по формуле (45):

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma S_{приб} \cdot \cos\varphi_{приб})^2 + (\Sigma S_{приб} \cdot \sin\varphi_{приб})^2}. \qquad (45)$$

Сечение проводов в цепях трансформаторов напряжения определяется по допустимой потере напряжения. Для упрощения расчётов при учебном проектировании можно принимать сечение проводов по условию механической прочности 2,5 мм 2 для медных жил и 4 мм 2 для алюминиевых жил.

3.7.1 Выбор трансформатора напряжения 110 кВ

Примем к установке трансформатор напряжения измерительный однофазный емкостной фирмы «ABB» – CPA – 123 [10].

Трансформатор имеет три обмотки:

- первичная обмотка $110000/\sqrt{3}$ В;
- основная вторичная обмотка – для измерений или защиты на $100/\sqrt{3}$ В;
- дополнительная вторичная обмотка – для защиты при включении в разомкнутый треугольник на 100 В.

Номинальная мощность измерительной обмотки 200 ВА (класс точности 0,5), номинальная мощность обмотки релейной защиты − 100 ВА (класс точности 3Р).

Трансформатор напряжения устанавливается на каждую секцию сборных шин. Проведем проверку этого трансформатора по вторичной нагрузке.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения приведена в таблице 36.

Таблица 36 – Нагрузка трансформатора напряжения

| Прибор | Тип | S обмотки, ВА | Число обмоток | $\cos\varphi$ | $\sin\varphi$ | Число приборов | Потребляемая мощность | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | P, Вт | Q,вар |
| Вольтметр | Э-335 | 2 | 1 | 1 | 0 | 1 | 2 | - |
| Регистрирующий вольтметр | Н-344 | 10 | 1 | 1 | 0 | 1 | 10 | - |
| Счетчик «Меркурий» | 230 PRIDN | 2 | 3 | - | - | 1 | 6 | - |
| Индикатор микропроцессорный фиксирующий | ИМФ – 3Р | 1,5 | 3 | 1 | 0 | 1 | 4,5 | - |
| Итог | | | | | | | 22,5 | |

Три ТН, соединённые в звезду, имеют мощность $S_{ном} = 3 \cdot 200 = 600$, ВА. Сравним мощность вторичной нагрузки и суммарную потребляемую мощность:

$S_{2\Sigma} = 22,5 \le S_{ном} = 600$. Таким образом, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности 0,5.

Для соединения ТН с приборами принимаем контрольный кабель КВВГ с сечением жил 2,5 мм2 по условию механической прочности.

3.7.2 Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Поскольку трансформатор напряжения предназначен для питания параллельных катушек измерительных приборов и для контроля изоляции в сетях с малыми токами замыкания на землю, то целесообразно использовать трёхфазный пятистержневой трансформатор напряжения типа НТМИ−10−УЗ. Трансформаторы имеют две вторичных обмотки: основную на 100 В и дополнительную на $100/\sqrt{3}$ В.

Для класса точности 0,5 трансформатор имеет номинальную мощность вторичной цепи 120 ВА.

Трансформатор напряжения устанавливается на каждую секцию сборных шин.

Проверим трансформатор по вторичной нагрузке.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения приведена в таблице 37.

Таблица 37 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

| Прибор | Тип | S обмотки, ВА | Число обмоток | $\cos\varphi$ | $\sin\varphi$ | Число приборов | Потребляемая мощность, ВА | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | P, Вт | Q, вар |
| Вольтметр | Э-335 | 2 | 1 | 1 | 0 | 1 | 2 | – |
| Регистрирующий вольтметр | Н-344 | 10 | 1 | 1 | 0 | 1 | 10 | - |
| Счетчик «Меркурий» | 230 PRIDN | 2 | 3 | - | - | 5 | 30 | |
| ваттметр | Ц 301 | 2 | 3 | 1 | 0 | 1 | 6 | |
| Итог | | | | | | | 48 ВА | |

Три ТН, соединённые в звезду, имеют мощность $S_{ном} = 3 \cdot 120 = 360$, ВА, что больше мощности вторичной нагрузки: $S_{2\Sigma} = 48 \le S_{ном} = 360$. Таким образом, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности 0,5. Таким образом, трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе точности 0,5.

Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимаем контрольный кабель КВВГ с сечением жил 2,5 мм2.

Для подключения трансформаторов напряжения к секциям сборных шин выбираем предохранители типа ПКТ 101−10−8−31,5 УЗ.

## 3.8 Выбор токоведущих частей

Сборные шины и ошиновка выбирается по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах.

### 3.8.1 Выбор токоведущих частей 110 кВ

Токоведущие части в распределительных устройствах 110 кВ обычно выполняются гибкими сталеалюминевыми проводами АС. При напряжении 110 кВ по условию возникновения короны необходимо правильно подобрать сечение провода (минимально допустимое сечение для напряжения 110 кВ − АС 70/11). Так как сборные шины и ошиновка по экономической плотности тока не выбираются, то выбираем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току наиболее мощного присоединения, т.е. по максимальному току на стороне высшего напряжения трансформатора: $I_{max}$ = 112,4 А.

Выберем сечение провода для:
- сборных шин;
- токоведущих частей от выводов трансформатора связи до сборных шин;
- ошиновки линий.

Таблица 38 − Токоведущие части 110 кВ

| Напряжение, кВ | Провод | Максимальный длительный ток, А | Допустимый длительный ток, А |
|---|---|---|---|
| 110 | АС – 70/11 | 112,4 | 265 |

Проведем проверку шин на схлёстывание (электродинамическую стойкость) не производим, так как выполняется условие Iп,0 = 14,94 кА < 20 кА.

Проверка на термическое действие тока КЗ не производится, так как шины выполнены неизолированными проводами на воздухе.

3.8.2 Выбор токоведущих частей от выводов трансформатора до КРУ

Для закрытых распределительных устройств ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. При токах до 3000 А применяются одно - и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Соединение трансформатора с КРУ выполняется шинным мостом из прямоугольных алюминиевых шин. Согласно ПУЭ шинный мост и ошиновка в пределах ЗРУ по экономической плотности тока не проверяются. Выбор шинного моста проводим по допустимому току (т.е. по нагреву). Причем шины выполняются на ток наиболее мощного присоединения. В данном случае это ток утяжеленного режима трансформатора $I_{max.T}$ = 1176 А.

Принимаем однополосные шины сечением (80 х 8) см2; $I_{доп}$ = 1320 А.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

1176 А < 1320 А.

Проверяем шины на термическую стойкость по формуле (46):

$$S_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \qquad (46)$$

где С – функция, для алюминия С = 91 А·с½/мм$^2$.

$$S_{min} = \frac{\sqrt{141,5 \cdot 10^6}}{91} = 130,7, \text{мм}^2 < 640\ (\text{мм}^2).$$

Шины термически стойки, т.к. условие выполняется.

Для проверки шин на механическую стойкость определим пролёт l по формуле (47) при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l^2 \le \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \qquad (47)$$

где $J$ – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, $см^4$.

Так как шины на изоляторах расположены горизонтально, то:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,8 \cdot 8^3}{12} = 34,1, \ см^4 \qquad (48)$$

Значит, длина пролета следующая:

$$l^2 \le \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{34,1}{6,4}} \approx 2, м^2;$$

$$l \le \sqrt{2} = 1,42, \ м.$$

Принимаем пролёт 1,2 м; расстояние между фазами а = 0,8 м.

Определяем напряжение в материале шин от взаимодействия фаз по формуле (49):

$$\sigma_{расч.ф} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{l^2 \cdot i_y^{(3)2}}{a \cdot W}, \qquad (49)$$

где W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, $см^3$

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,8 \cdot 8^2}{6} = 8,5, \ см^3. \qquad (50)$$

$$\sigma_{расч.ф} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{1,2^2 \cdot 19200^2}{0,8 \cdot 8,5} = 1,1, \ МПА,$$

что меньше $\sigma_{доп}$ =90 МПа. Таким образом, шины механически прочны.

3.8.3 Выбор сборных шин КРУ

Ячейки КРУ К-105 [11], которыми комплектуется РУ НН имеют сборную шину на номинальный ток 1600 А. Необходимости в их проверке по условиям выбора токоведущих частей нет, поскольку завод-изготовитель гарантирует соответствие параметров сборных шин требованиям, предъявляемым при их выборе.

3.8.4 Выбор кабельных линий 10 кВ

На стороне 10 кВ у проектируемой подстанции планируется установка 8 вводов для кабельных линий. Т. к. от подстанции запитаны потребители второй категорий надежности электроснабжения, каждый из них должен получать питание по двум кабелям. В нормальном режиме оба кабеля работают параллельно, в послеаварийном всю нагрузку потребителя берет на себя оставшийся в работе кабель. Таким образом, в нормальном режиме по формуле (18):

$$I_{норм.пот} = \frac{S_{пот}}{\sqrt{3}U_{Н.ПОТ} \cdot n_{КЛЭП}} = \frac{16{,}16 \cdot 10^6}{8 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 117, \text{ А.}$$

В послеаварийном режиме:

$$I_{ут.пот} = 2I_{норм.пот} = 234, \text{ А.}$$

Значение экономической плотности тока для кабельных линий примем равным $j_{эк} = 1{,}2, \text{ А / мм}^2$. Тогда:

$$q_{р.пот} = \frac{I_{норм.пот}}{j_{эк}} = \frac{234}{1{,}2} = 194, \text{ мм}^2$$

Согласно [4] для данного расчетного сечения жил кабельных линий произведем выбор наиболее подходящего по сечению кабеля с бумажной пропитанной изоляцией, с тремя алюминиевыми жилами сечением 185 мм2 каждая. Кабели данного типа должны выдерживать длительный ток до 310 А, что ниже расчетного значения.

3.9 Выбор изоляторов

В РУ ВН гибкие шины закреплены на опорах при помощи подвесных изоляторов. Для установки примем полимерный изолятор типа ЛК 70/110-А2 [12]. Данные на изолятор приведены в таблице 39.

Таблица 39 − Технические данные изолятора ЛК 70/110-А2

| Показатель | ЛК 70/110-А2 |
|---|---|
| Номинальное напряжение, кВ | 110 |
| Механическая разрушающая сила при растяжении, не менее, кН | 70 |
| Строительная высота Н, мм | 1280 |
| Длина изоляционной части L, мм | 1080 |
| Длина пути утечки, см | 265 |
| Масса, не более, кг | 2,8 |
| Выдерживаемое напряжение: − в сухом состоянии, кВ<br>− под дождем, кВ | 200<br>200 |
| Значение напряжения полного грозового импульса, кВ | 450 |

В РУ 110 кВ для сохранения изоляционных расстояний, при протяжке проводов под шинами, используют опорные изоляторы. Примем к установке полимерный изолятор ИОСК 10-110/450-I УХЛ1. Параметры приведены в таблице 40.

Таблица 40 − Технические данные изолятора ИОСК 10-110/450-I УХЛ1

| Показатель | ИОСК 10-110/450-I УХЛ 1 |
|---|---|
| Строительная высота, мм Н | 1020 |
| Длина изоляционной части, мм L | 882 |
| Длина пути утечки, См | 200 |
| Номинальное напряжение, кВ | 110 |
| Минимальная механическая разрушающая крутящая сила на изгиб, не менее, кН | 10 |
| Минимальный механический крутящий момент, не менее, кН·м | 1,0 |
| Испытательное напряжение грозовых импульсов, не менее, кВ | 450 |

В РУ 10 кВ жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

− по номинальному напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;

− по допустимой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$,

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора.

Определим допустимую нагрузку на изолятор по формуле (51):

$$F_{доп} = 0{,}6 \cdot F_{разр}, \quad (51)$$

где $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб, определяется по формуле (52):

$$F_{расч} = \sqrt{3}\frac{i_y^{\ 2} \cdot l}{a} \cdot k_n \cdot 10^{-7}, \qquad (52)$$

где $k_n$ – поправочный коэффициент на высоту шины.

Выберем полимерные опорные изоляторы ИОСК 6-10/80-I УХЛ1:

$$H = H_{из} + b + \frac{h}{2} = 190 + 8 + \frac{80}{2} = 278, \text{ мм.}$$

$$k_n = \frac{H}{H_{из}} = \frac{278}{190} = 1,46$$

$$F_{расч} = \sqrt{3}\frac{19,2^2 \cdot 10^6 \cdot 1,2}{0,8} \cdot 1,46 \cdot 10^{-7} = 140, \text{ Н.}$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 6000 = 3600 > F_{расч}.$$

Технические данные устанавливаемого изолятора представлены в таблице 41.

Таблица 41− Технические данные изолятора ИОСК 6-10/80-I УХЛ1

| Показатель | ИОСК 6-10/80-I УХЛ1 |
|---|---|
| Строительная высота, мм H | 190 |
| Длина изоляционной части, мм L | 92 |
| Длина пути утечки, См | 22 |
| Номинальное напряжение, кВ | 10 |
| Минимальная механическая разрушающая крутящая сила на изгиб, не менее, кН | 6 |
| Минимальный механический крутящий момент, не менее, кН·м | 0,245 |
| Испытательное напряжение грозовых импульсов, не менее, кВ | 80 |

3.10 Ограничители перенапряжения

Ограничители перенапряжения (ОПН) выбираются по напряжению установки. Примем к установке ограничители перенапряжения в полимерном корпусе ОПН−110 В УХЛ1. Параметры приведены в таблице 42.

Таблица 42 − Технические данные ОПН − 110 В УХЛ1

| | |
|---|---|
| Номинальное напряжение, кВ | 110 |
| Наибольшее рабочее напряжение, кВ | 173 |
| Остающееся напряжение при импульсном токе 1,2/2,5 мс с амплитудой: 400 А, не более, кВ | 180 |
| Остающееся напряжение при импульсном токе 8/20 мкс с амплитудой: 5000 А, не более, кВ | 222 |
| Пропускная способность (20 воздействий импульсов тока):<br>− 8/20 мкс с амплитудой, А<br>− 1,2/2,5 мс с амплитудой, А | <br>10 000<br>420 |
| Высота, мм | 1000 |

В РУНН примем к установке полимерные ограничители перенапряжения в полимерном корпусе ОПН − 10УХЛ1. Параметры приведены в таблице 43.

Таблица 43 − Технические характеристики ОПН II − 10ХЛ1

| | |
|---|---|
| Номинальное напряжение, кВ | 10 |
| Наибольшее рабочее напряжение, кВ | 12 |
| Остающееся напряжение при импульсном токе 1,2/2,5 мс с амплитудой: 300 А, не более, кВ | 28 |
| Остающееся напряжение при импульсном токе 8/20 мкс с амплитудой:<br>− 1000 А, не более, кВ<br>− 5000 А, не более, кВ | <br>33<br>35 |
| Пропускная способность (20 воздействий импульсов тока):<br>− 8/20 мкс с амплитудой, А<br>− 1,2/2,5 мс с амплитудой, А | <br>10 000<br>300 |
| Высота, мм | 235 |

3.11 Выбор высокочастотных заградителей и конденсаторов связи

Высокочастотные заградители выбираются по:

- напряжению установки: $U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$;
- току: $I_{MAX} \leq I_{НОМ}$.

Для ВЛ 110 кВ принимаем к установке высокочастотный заградитель ВЗ-100-0,5 У1 с параметрами $U_{НОМ} = 110$ кВ, $I_{НОМ} = 100$ А и конденсатор связи СМК-110/√3-0,0064.

## 3.12 Выбор схемы питания собственных нужд

### 3.12.1 Определение мощности потребителей собственных нужд

Приемниками энергии системы собственных нужд подстанции являются электродвигатели системы охлаждения трансформаторов; устройства обогрева выключателей, шкафов; электродвигатели приводов выключателей и разъединителей, освещение и отопление; система подзарядки аккумуляторных батарей; система пожаротушения. Наиболее ответственные потребители - оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения. Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая питается от понижающих трансформаторов. Основные нагрузки собственных нужд, приведены в таблице 44.

Таблица 44 - Мощность потребителей собственных нужд

| Вид потребителя | Установленная мощность | | Cosφ | tgφ | Нагрузки | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Ед., кВт□кол-во | Всего, кВт | | | Руст кВт | Q, квар |
| Охлаждение ТДН-16000/110/10 | 2×2 | 4 | 0,85 | 0,62 | 2 | 1,24 |
| Подогрев привода ВГТ – 110 – 40/2500 | 2×2 | 4 | 1 | 0 | 4 | |
| Подогрев приводов разъединителей | 0,6×6 | 3,6 | 1 | 0 | 3,6 | - |
| Отопление, освещение ЗРУ 10кВ | - | 5 | 1 | 0 | 5 | - |
| Освещение ОРУ 110 кВ | - | 20 | 1 | 0 | 20 | - |
| Освещение, отопление ОПУ | - | 60 | 1 | 0 | 60 | - |
| Зарядно-подзарядное устройств ВАЗП | 23×2 | 46 | 1 | 0 | 46 | 0 |
| Итого: | | | | | 140,6 | 1,24 |

Номинальная мощность потребителей собственных нужд:

$$S_{ном} = \sqrt{P_н^2 + Q_н^2} = \sqrt{140,6^2 + 1,24^2} = 140,6 \text{, кВА.}$$

Расчетная мощность потребителей собственных нужд:

$$S_{расч} = k_C \cdot 140,6 = 0,8 \cdot 140,6 = 112,5 \text{, кВА,}$$

где $k_C$ – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки.

При расчете мощности собственных нужд не учитывалась кратковременная нагрузка (электродвигатели приводов выключателей, разъединителей и т.п.). Остальная часть потребителей (система аварийного освещения, системы управления, сигнализации и т.п.) питаются на постоянном оперативном токе от аккумуляторных батарей.

3.12.2 Выбор схемы собственных нужд

На подстанциях с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд присоединяются к шинам 6-35 кВ (в данном случае 10 кВ).

Шины 0,4 кВ секционируются для увеличения надежности электроснабжения собственных нужд; секционный разъединитель нормально разомкнут. Цепи и аппараты собственных нужд защищаются плавкими предохранителями.

Схема собственных нужд подстанции представлена на рисунке 16.

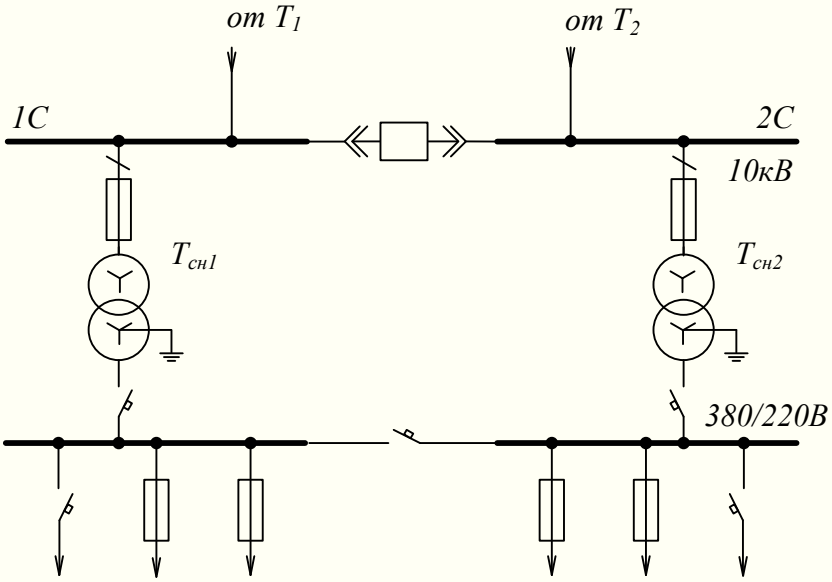


Рисунок 16 – Схема собственных нужд подстанции

3.12.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

Прежде всего, учтем тот факт, что предельная мощность каждого трансформатора собственных нужд должна быть не более 630 кВА. Также на двухтрансформаторных подстанциях устанавливают два трансформатора собственных нужд. Принимаем к установке два трансформатора единичной мощности согласно формуле (53):

$$S_T \geq \frac{S_{расч}}{k_п}, \qquad (53)$$

где $k_п = 1,4$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки.

$$S_T \geq \frac{112,5}{1,4} = 80,35, \text{ кВА}$$

Принимаем к установке два трансформатора типа ТМ-100/10 с вторичным напряжением 0,4 кВ.

3.13 Выбор аккумуляторной батареи

В качестве источника оперативного тока для питания устройств управления, автоматики, сигнализации и релейной защиты элементов главной схемы электрических соединений и основного напряжения собственных нужд станции, а также в качестве аварийного источника для питания электродвигателей резервных особо ответственных механизмов собственных нужд, преобразователей устройств связи и аварийного освещения на электростанциях предусматривается установка аккумуляторных батарей напряжением 110 В.

На подстанциях 110 кВ и выше, как правило, применяется оперативный постоянный ток (ОПТ) напряжением 220 В. Источником напряжения ОПТ служит аккумуляторная батарея (АБ), работающая с зарядно-подзарядным агрегатом (ЗПА) в режиме постоянного подзаряда. На подстанциях 110…220 кВ устанавливается одна АБ и два зарядно-подзарядных агрегата.

Рассчитаем аккумуляторную батарею. Число основных элементов $n_о$, присоединяемых к шинам аккумуляторной батареи в режиме постоянного подзаряда определяется по формуле (54):

$$n_о = \frac{U_ш^{max}}{U_{пз}} = \frac{230}{2,23} = 103, \quad (54)$$

где $U_ш^{max}$ – максимальное напряжение на шинах батареи (230 В);

$U_{пз}$ – напряжение на элементе в режиме подзаряда (2,23 В).

В режиме полного заряда при максимальном напряжении на элементе $U_э^{max}$=2,35 В к шинам присоединяется минимальное число элементов $n_{min}$, определяемое по формуле (55):

$$n_{min} = \frac{U_ш}{U_з} = \frac{230}{2,35} = 98. \quad (55)$$

В режиме аварийного разряда при напряжении на элементе $U_э^{min}$ = 1,75 В, а на шинах батареи не ниже номинального ($U_ш^{min}$= 220 В) к шинам подключается общее число элементов n, определяемое по формуле (56):

$$n = \frac{220}{1,75} = 125 \qquad (56)$$

К тиристорному зарядно-подзарядному агрегату присоединяется:

$n_{зп} = n_{min} = 98$ элементов.

При определении типа элемента аккумуляторной батареи необходимо знать нагрузку батареи в аварийном режиме Iав. Она складывается из нагрузки постоянно подключенных потребителей Iп и временной нагрузки Iвр потребителей, подключаемых в аварийном режиме.

Для аккумуляторов типа Varta типовой номер определяют по допустимому току разряда Iразр при получасовом режиме разряда:

$$I_{разр} \geq 1,05 \cdot I_{ав}, \qquad (57)$$

где $I_{ав} = I_{п} + I_{вр}$ Iав = Iп + Iвр – нагрузка установившегося получасового (часового) аварийного разряда, А;

Значения постоянно включенных нагрузок для подстанций 110..500 кВ – 15…25А, а временную нагрузку для подстанций 110..500 кВ можно принять равной 65…75А.

Iав = 20 + 70 = 90, А
Iразр ≥ 1.05·90 = 94,5, А

По таблице характеристики элементов VARTA bloc выбираем тип аккумуляторной батареи: Vb 2305 ( Iразр = 222,5 А).

Выбранный аккумулятор проверяется по наибольшему толчковому току по формуле (58):

$$I_{разр(30'')} \geq I_{т.max}, \qquad (58)$$

где $I_{разр(30'')}$ – разрядный ток в режиме тридцатисекундного разряа;

Iт.max = Iав + Iпр – максимальный толчковый ток;

Iпр – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима. Учитывается одновременное включение двух выключателей.

По таблице технической характеристики элегазового выключателя ВГТ –110 – 40/2000 ток потребления электромагнита включения и отключения – Iпр = 2,4 А.

Iт.max = Iав + Iпр = 90 + 2·2,4 = 94,8 А.

Для батареи типа Vb 2305 : Iразр(30″) = 650 А.

Т.е. условие $I_{разр(30'')} \geq I_{т.max}$ выполняется, значит батарея данного типа подходит для установки на подстанции.

Выполним проверку батареи по допускаемому отклонению напряжения на шинах в условиях наибольшего толчкового тока. Ток разряда, отнесенный к одной пластине аккумулятора:

$$I_{p(k=1)} = \frac{I_{т.max}}{k}. \quad (59)$$

Для батареи типа Vb 2305 количество пластин k= 5, следовательно:

$$I_{p(k=1)} = \frac{I_{т.max}}{k} = \frac{94,8}{5} = 18,96, \text{ А.}$$

Для батареи типа Vb 2305 с емкостью пластины = 50 А·ч, Up составляет 1,8 В.

По известной величине Up ,определяют остаточное напряжение на шинах:

$$U_{ост} = 1,7 \cdot 125 = 212,5, \text{ В.}$$

Зная общее число последовательных элементов n, определяют отклонение напряжения, %, на аккумуляторах:

$$\frac{U_{ном} - U_{ш}}{U_{ном}} = \frac{220 - (1,7 \cdot 125)}{220} \cdot 100 = 3,41.$$

Определим мощность подзарядного устройства. Ток подзарядного устройства для аккумуляторов типа Varta с пластинами емкостью 50 А·ч определим по формуле (60):

$$I_{пз} = 0,025 \cdot k + I_{п}. \quad (60)$$

$$I_{пз} = 0,025 \cdot 5 + 20 = 20,13, \text{ А.}$$

Напряжение подзарядного устройства для аккумуляторов типа Varta:

$$U_{пз} = 2,23 \cdot n_0. \quad (61)$$

$$U_{пз} = 2,23 \cdot 103 = 229,69, \text{ В.}$$

Мощность подзарядного устройства:

$$P_{пз} = U_{пз} \cdot I_{пз}. \quad (62)$$

$P_{пз} = 229,69 \cdot 20,13 = 4,62$, кВт.

Зарядное устройство рассчитывается на ток заряда для аккумуляторов типа Varta с пластинами емкостью 50 А·ч:

$$I_з = 5 \cdot k + I_п. \quad (63)$$

$I_з = 5 \cdot 5 + 20 = 45$, А

Напряжение аккумуляторной батареи в конце заряда:

$$U_з = 2,75 \cdot n. \quad (64)$$

$U_з = 2,75 \cdot 125 = 343,75$, В.

Мощность зарядного устройства:

$P_з = 45 \cdot 375,45 = 15,49$, кВт.

Выбираем подзарядное устройство ВАЗП-380/260-40/80 на ток 40-80 А.

## 3.14 Специальный вопрос: Регулирование напряжения на подстанции

Эффективность работы потребителей зависит от качества электроэнергии. Несоответствие параметров электрической сети пагубно влияет на работу электрооборудования (Приложение В). Согласно ГОСТ 32144-2013 нормально и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения на зажимах электроприёмников должны быть в пределах соответственно ± 5 % и ± 10 % номинального напряжения сети. Регулирование напряжения может быть как централизованным, так и местным и может осуществляться:

а) изменением напряжения генераторов электростанций либо изменением коэффициента трансформации блочных трансформаторов с РПН, либо изменением возбуждения генераторов, с одновременным (автоматическим) изменением их реактивной мощности. Регулирование – встречное и осуществляется по суточному графику напряжения, задаваемому диспетчером электрических сетей.

б) изменением коэффициента трансформации трансформаторов и автотрансформаторов:

– переключением ответвлений обмотки ВН при отключенном от сети трансформаторе, т. е. без возбуждения трансформатора (ПБВ), либо при изменении схемы электроснабжения, либо при осуществлении сезонного регулирования.

– переключением ответвлений обмотки ВН под нагрузкой (РПН) для обеспечения суточного регулирования напряжения на подстанциях.

в) изменением параметров питающей сети:

– в режиме минимальных нагрузок отключение одной из параллельных линий ведет к снижению напряжения у потребителя за счет увеличения потери напряжения в питающей сети,

– в режиме максимальных нагрузок применение продольной компенсации (УПК) индуктивности линии ведет к увеличению напряжения у потребителя.

г) изменением величины реактивной мощности, протекающей по сети, за счет:

– применения синхронного компенсатора (СК) на шинах НН подстанции для плавного регулирования напряжения. Компенсатор представляет собой синхронный электродвигатель, который в режиме перевозбуждения является емкостной нагрузкой для сети, а в режиме недовозбуждения становится потребителем реактивной мощности.

– в тех случаях, когда расчетная мощность компенсирующей установки меньше минимальной мощности синхронного компенсатора или когда не требуется ее работа в режиме потребления реактивной мощности, устанавливают управляемые батареи конденсаторов (УБК), которые регулируют напряжение ступенчато.

В связи с тем, что на проектируемой подстанции установлен трансформатор с РПН, то рассмотрим более подробно метод регулирования напряжения с помощью выбора отпаек.

На подстанции «Опытная» установлены два трансформатора ТДН – 16000/115/10,5 (Н – регулирование под нагрузкой), РПН: ±9×1,78%, $r_T$ = 4,38 Ом, $x_T$ = 86,7 Ом.

Найдем потери напряжения для трех режимов работы сети по формуле (65):

$$\Delta U_{Т} = \frac{P_{пр} \cdot r_{Т} + Q_{пр} \cdot x_{Т}}{U_{вн} \cdot n}, \qquad (65)$$

где $P_{пр} + jQ_{пр}$ – приведенная мощность подстанции «Опытная» в рассматриваемом режиме;

$U_{вн}$ – напряжение на шинах подстанции, полученное в результате соответствующего режима сети;

$r_{Т}$, $x_{Т}$ – эквивалентное сопротивление трансформаторов, приведенное к $U_{вн}$;

n – количество трансформаторов установленных на подстанции.

$$\Delta U_{Tmax} = \frac{14,8 \cdot 4,38 + 6,5 \cdot 86,7}{108,66 \cdot 2} = 2,89, \text{ кВ.}$$

$$\Delta U_{Tmin} = \frac{10,36 \cdot 4,38 + 4,55 \cdot 86,7}{109,72 \cdot 2} = 2, \text{ кВ.}$$

$$\Delta U_{Tпав} = \frac{14,8 \cdot 4,38 + 6,5 \cdot 86,7}{106,13 \cdot 2} = 2,96, \text{ кВ.}$$

Определим для всех режимов приведенные напряжения на шинах НН подстанции по формуле (66):

$$U'_{НН} = U_{ВН} - \Delta U_{Т}, \qquad (66)$$

$$U'_{ННmax} = 108,66 - 2,89 = 105,77, \text{ кВ.}$$

$$U'_{ННmin} = 109,72 - 2 = 107,72, \text{ кВ.}$$

$$U'_{ННпав} = 106,13 - 2,96 = 103,17, \text{ кВ.}$$

Рассчитаем для всех режимов значения ответвлений со стороны обмотки ВН, обеспечивающие желаемые напряжения у потребителя по формуле (67):

$$U_{отв.В} = \frac{U'_{НН} \cdot U_{хх}}{U_{жел.н}}, \quad (67)$$

где $U_{хх}$ – напряжение холостого хода трансформатора;

$U_{жел.н}$ – напряжение, которое желательно получить на шинах НН подстанции.

$$U_{отв.Вmax} = \frac{105,77 \cdot 11}{10,5} = 110,81, \text{ кВ},$$

$$U_{отв.Вmin} = \frac{107,72 \cdot 11}{10,5} = 112,85, \text{ кВ},$$

$$U_{отв.Впав} = \frac{103,17 \cdot 11}{10,5} = 108,08, \text{ кВ},$$

Учитывая способ регулирования для данного трансформатора – РПН, выберем стандартную отпайку для каждого режима работы $U_{отв,ст.В}$:

max: $U_{отв,ст.В}$ = 115 – 2·0,0178·115 = 110,9 (кВ);

min: $U_{отв,ст.В}$ = 115 – 1·0,0178·115 = 112,9 (кВ);

пав: $U_{отв,ст.В}$ = 115 – 3·0,0178·115 = 108,8 (кВ).

Определим действительное напряжение на шинах НН подстанции при выбранной стандартной отпайке на обмотке ВН в трех режимах по формуле (68):

$$U_{НН} = \frac{U'_{НН} \cdot U_{хх}}{U_{отв,ст.В}}, \quad (68)$$

$$U_{НН.max} = \frac{105,77 \cdot 11}{110,9} = 10,49, \text{ кВ}.$$

$$U_{НН.min} = \frac{107,72 \cdot 11}{112,9} = 10,49, \text{ кВ.}$$

$$U_{НН.пав} = \frac{103,17 \cdot 11}{108,8} = 10,43, \text{ кВ.}$$

Проверим отклонение действительных напряжений от номинальных значений и сравним с допустимым отклонением $V_{доп} = \pm 5\%$ по формуле (69):

$$V = \frac{U_{НН} - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% \le V_{доп}, \quad (69)$$

$$V_{max} = \frac{10,49 - 10,5}{10,5} \cdot 100\% = 0,09\% \le 5\%,$$

$$V_{min} = \frac{10,49 - 10,5}{10,5} \cdot 100\% = 0,09\% \le 5\%,$$

$$V_{пав} = \frac{10,43 - 10,5}{10,5} \cdot 100\% = 0,67\% \le 5\%.$$

Отклонения напряжений не превышают допустимых, выбранные ответвления обеспечивают нормальную работу потребителей в любом режиме. Результаты расчета сведем в таблицу 45.

Таблица 45 – Выбор отпаек для трансформаторов подстанции «Опытная»

| Тип трансформатора | Пределы регулирования | Реж. | $U_{ВН}$, кВ | $\Delta U_Т$, кВ | $U'_{НН}$, кВ | $U_{отв.В}$, кВ | Отп. | $U_{НН}$, кВ | V, % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2×ТДН-16/115/11 | РПН ±9×1,78% | max | 108,66 | 2,89 | 105,77 | 110,81 | -2 | 10,49 | 0,09 |
| | | min | 109,72 | 2 | 107,72 | 112,85 | -1 | 10,49 | 0,09 |
| | | пав | 106,13 | 2,96 | 103,17 | 108,08 | -3 | 10,43 | 0,67 |

# ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте бы рассмотрен вариант развития сетевого района энергосистемы, расположенной в Уральском регионе в связи со строительством нового микрорайона. На основании технико-экономического анализа четырех вариантов подключения новой подстанции «Опытная» к сети 110 кВ по минимальным затратам был выбран вариант подключения подстанции отпайками от линий «Центральная – Болото-2» и «Центральная – Светлая» и реконструированы три линии электропередачи («Узловая – Болото-1», «ТЭЦ – Отп 2», «ОТП 2 – Светлая»). Все режимы сети были рассчитаны с помощью программы NetWORKS.

В соответствии с требованиями к проектированию новых сетевых объектов на новой подстанции к установке на 110 кВ были приняты элегазовые выключатели, элегазовые трансформаторы тока и емкостные трансформаторы напряжения, а на 10 кВ в закрытом распределительном устройстве – вакуумные выключатели. Выбраны и проверены все токоведущие части. Для запитывания механизмов собственных нужд подстанции выбраны трансформаторы собственных нужд и аккумуляторная батарея.

В качестве специального вопроса было рассмотрено влияние отклонения напряжения от номинального значения как на отдельное оборудование, так и на работу электрической сети в целом, а также освещены методы регулирования напряжения в энергосистеме. Для проектируемой подстанции для достижения желаемого напряжения у потребителей выбраны отпайки силового трансформатора в максимальном, минимальном и утяжеленном режимах работы сети.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК


1. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2014.
2. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. – М.: Стандартинформ, 1985.
3. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с..
4. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ–6 и ПУЭ–7. 7-ой выпуск. – Новосибирск: Изд-во Сиб. унив., 2007. – 854 с.
5. Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35–750 кВ. – ПАО "ФСК ЕЭС", 2013. – 33 с.
6. Куликов, Ю.А. Переходные процессы в электрических системах: учебное пособие / Ю.А. Куликов, - 2-е изд., испр. и доп. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006. – 284 с.
7. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для сред. проф.образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Корнеева, Т.В. Чирикова – 2-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2005. – 448 с.
8. Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе. – http://www.fsk-ees.ru.
9. Выключатель элегазовый колонковый ВГТ-110. - http://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/elegazovye-kolonkovye-vyklyuchateli-tipa-vgt-110.
10. Измерительные трансформаторы тока и напряжения . - http://www.uralenergo.ru/izmeritelniye-transformatori-toka-i-napryzheniya.
11. Комплектные распределительные устройства серии К-105 6(10)кВ. - http://www.aozemi.ru/sku11100.html
12. Полимерные изоляторы типа ЛК. - http://www.aston-e.ru/products/izolator/?id=3&B=3/2/1&K=4&Kat=2&idpos=39.