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 /
«_____» _____2018 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор
_____/ И.М. Кирпичникова/
«_____» _____2018 г.

РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 110 КВ С РАЗРАБОТКОЙ СХЕМЫ ПРИСОЕДИНЕНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯРАБОТА
ЮУрГУ – 13.03.02.2018. 13-219-1899. ВКР

Руководитель, должность
/В.В.Тарасенко /
«_____» _____2018 г.

Автор
студент группыЗФ – 590с / И.С.Осипов /
«_____» _____2018 г.

Нормоконтролер, должность
/ В.В.Тарасенко /
«_____» _____2018 г.

Челябинск 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

Аннотация 4
Введение 5
Глава 1. Анализ режима работы сети 7
Баланс активных мощностей и реактивных мощностей 7
Баланс активных мощностей 9
Баланс реактивных мощностей 10
Анализ работы трансформаторов, установленных в системе 12
Выбор варианта развития схемы электрической сети
промышленного района 15
Выбор номинального напряжения для проектирования сети 15
Выбор количества и мощности трансформаторов 17
Выбор конфигурации схемы сети 19
Расчет потокораспределения мощностей 20
Расчет параметров схем замещения сетей 20
Анализ работы электрической сети 110кВ и
выбор сечений линий передач 22
Выбор электрических схем подстанций 32
Глава 2. Технико-экономическое сравнение вариантов 31
Расчет и анализ основных режимов спроектированной сети 34
Расчетные параметры схемы замещения сети 34
Расчет режима максимальных нагрузок 37
Расчет режима минимальных нагрузок 40
Расчет послеаварийного режима 43
Регулирование напряжение у потребителя 45
Расчет технико-экономических показателей спроектированной
электрической сети 50
Расчет капиталовложений на сооружение электрической сети 50
Расчет капиталовложений на строительство ПС и станций 51
Расчет издержек на ремонт и обслуживание электрической сети 52

Определение потерь мощности и электроэнергии в электрической сети 52
Расчет себестоимости передачи электроэнергии в сети 53
Глава 3. Разработка подстанции 54
Выбор числа и типа силовых трансформаторов 54
Станции ТЭЦ-1 54
Разработка упрощенной принципиальной электрической схемы станции 57
Выбор и описание схемы электрических соединений на стороне ВН 57
Выбор рабочих трансформаторов СН 57
Расчет токов КЗ 59
Рассчитаем КЗ в точке К-1 и К-2 60
Расчет основных параметров КЗ 65
Расчет периодической составляющей тока короткого замыкания на шинах подстанции 65
Расчёт ударного тока короткого замыкания на шинах подстанции 65
Расчёт величины апериодической составляющей тока трехфазного КЗ для всех РУ 65
Расчёт тепловых импульсов токов КЗ 67
Выбор основного оборудования распределительного устройства высшего напряжения подстанции 69
Выбор коммутационной аппаратуры 69
Выбор и проверка выключателей 69
Выбор и проверка разъединителей 76
Выбор трансформаторов тока 78
Выбор трансформаторов напряжения 85
Выбор высокочастотных заградителей 110 кВ 88
Выбор токоведущих частей и изоляторов 89
Оборудование в цепи генератора 91
Глава 4. Сравнение провода АС и АССС Helsinki 93
Заключение 101
Библиографический список 102

АННОТАЦИЯ

Осипов И.С. Дипломный проект на тему Развитие электрической сети 110 кВ с разработкой схемы присоединения генерирующего оборудования. – Челябинск: ЮУрГУ, ЗФ-590с; 2018, 103 с., библиогр. список – 13наим., 5 листов чертежа ф. А1.

В дипломном проекте произведено проектирование электрических сетей 110кВ

В процессе проектирования рассмотрены следующие задачи:

-анализ существующей сети энергосистемы и составление баланса активных и реактивных мощностей с учетом перспективного развития рассматриваемого района;

-выбор рациональных вариантов схем электрической сети с обоснованием конфигурации сети, номинальных напряжений, числа и мощности трансформаторов на подстанциях, электрической схемы сооружаемой электростанции, материала и сечений проводов ЛЭП;

-сопоставление предложенных схем по техническим показателям и выбор оптимального варианта по результатам технико-экономических расчетов;

-выбор расчетных режимов работы сети, расчет параметров режима и обоснование мероприятий по их оптимизации;

-обеспечение необходимого качества электроэнергии в сети и выбор средств для регулирования напряжения,расчет токов короткого замыкания

-определение технико-экономических показателей принятой схемы электрической сети,выбор оборудование на станции

- Сравнение провода АС и АССС

ВВЕДЕНИЕ

Проектирование электрической сети, включая разработку конфигурации сети и схемы подстанции, является одной из основных задач развития энергетических систем, обеспечивающих надёжное и качественное электроснабжение потребителей. Качественное проектирование является основой надёжного и экономичного функционирования электроэнергетической системы.

Задача проектирования электрической сети относится к классу оптимизационных задач, однако не может быть строго решена оптимизационными методами в связи с большой сложностью задачи, обусловленной многокритериальностью, многопараметричностью и динамическим характером задачи, дискретностью и частичной неопределенностью исходных параметров.

В этих условиях проектирование электрической сети сводится к разработке конечного числа рациональных вариантов развития электрической сети, обеспечивающих надёжное и качественное электроснабжение потребителей электроэнергией в нормальных и послеаварийных режимах. Выбор наиболее рационального варианта производится по экономическому критерию. При этом все варианты предварительно доводятся до одного уровня качества и надёжности электроснабжения. Экологический, социальный и другие критерии при проектировании сети учитываются в виде ограничений.

Проектирование электрической сети.

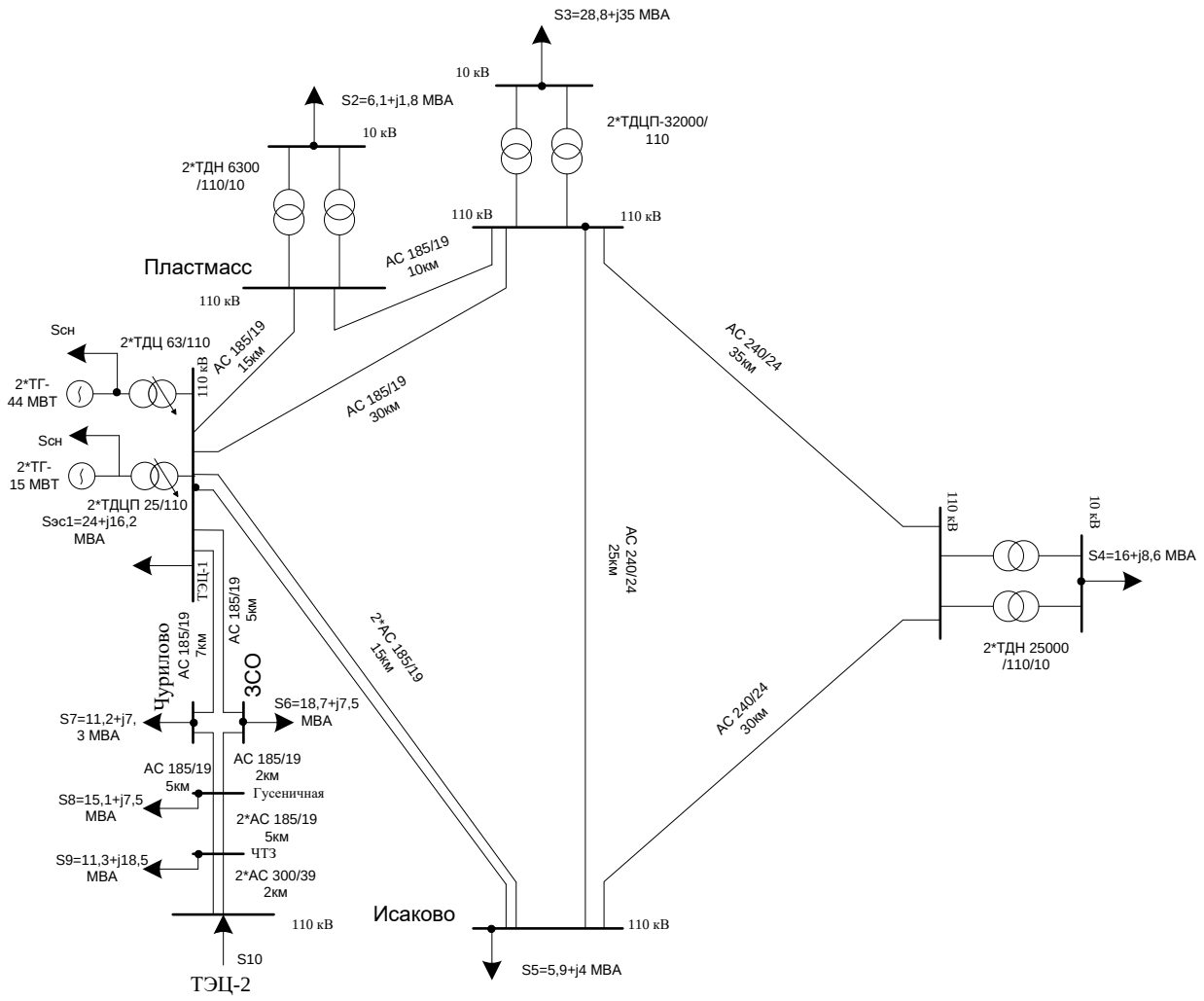


Рисунок 1- Электрическая сеть 110/10.

ГЛАВА 1.АНАЛИЗ РЕЖИМА РАБОТЫ СЕТИ

БАЛАНС АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В каждый момент времени в систему должно поступать от генераторов всем потребителям с учетом потерь при передаче, то есть баланс по активным мощностям при неизменной частоте записывается как

$$\sum P_{г} = \sum P_{п} ,$$

где $\sum P_{г}$ – суммарная генерируемая активная мощность электростанций;

$\sum P_{п}$ – суммарное потребление мощности.

Для режима минимальных нагрузок следует уменьшить табличные значения мощности до 0,7; все потребители относятся в основном ко 2-й категории надежности электроснабжения; число часов использования наибольшей нагрузки $T_{нб}$ = 6000 ч;

Для вновь проектируемой электростанции I мощность в МВт и количество установленных генераторов 2·(44)+2·(15)=118 МВт.

Точка примыкания проектируемого района к электрической сети системы (станция ТЭЦ-2) является балансирующим и базисным узлом (БУ), для нее в табл. 1.1 задаются значения напряжения $U_{БУ}$ в режиме максимальных, минимальных нагрузок и послеаварийном;

Таблица 1.1 Режимы напряжения

№ вар.	U ст(ТЭЦ-2)		
	$U_{макс}$, кВ	$U_{мин}$, кВ	$U_{пав}$, кВ
1	115	114	112

Баланс активной мощности рассматривается для режима максимальных нагрузок ($P_{н} = P_{н(макс)}$).

Исходными данными для расчета потокораспределения при курсовом проектировании являются активные нагрузки пунктов потребления P_iи их коэффициенты мощности ($tg\varphi_i$)

По заданным значениям активных нагрузок P_iи коэффициентам мощности потребителей $tg\varphi_i$ определяются , заданные реактивные нагрузки - $Q_{зi}$и полные нагрузки $S_{зi}$:

$$Q_{зi}=tg\varphi_i \cdot P_i; \quad (1.1)$$

$$S_{зi}=\sqrt{P_i^2+Q_{зi}^2} \quad (1.2)$$

Таблица 1.2Нагрузки подстанций при следующих исходных данных:

№ п/с	P_i, МВт	tg φ_i	$Q_{зi}$, Мвар	$S_{зi}$, МВА
2	6,1	0,29	1,8	6,3
3	28,8	1,21	35	45,3
4	16	0,53	8,6	18,1
5	5,9	0,67	4	7,1
6	18,7	0,4	7,5	20,1
7	11,2	0,62	7	13,2
8	15,1	0,49	7,5	16,8
9	11,3	1,63	18,5	21,6
ЭС-1	24	0,67	16,2	28,9
Итого	137,1		106,1	177,4

Для второй нагрузки по $tg\varphi_2$ =0,7 определяем

Реактивная и полная нагрузка второго потребителя

$$Q_{з2}=tg\varphi_2 \cdot P_2 \quad (1.3)$$

$$Q_{з2}=0,29 \cdot 6,1=1,8 \text{Мвар};$$

$$S_{з2}=\sqrt{P_2^2+Q_{з2}^2} \quad (1.4)$$

$$S_{з2}=\sqrt{6,1^2+1,8^2}=55 \text{ МВА};$$

БАЛАНС АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Баланс активной мощности.

Суммарная мощность нагрузок потребителей МВт

$$\sum P_{нагр}=\sum P_i = P_2+P_3+P_4+P_{41}+P_{42}+P_5+P_6+P_7+P_{ЭС-1} \quad (1.5)$$

$$\sum P_{нагр} = 6,1+28,8+16+5,9+18,7+11,2+15,1+11,3+24=137,1 \text{ МВт},$$

где, расход мощности на собственные нужды станции. Принимаем $P_{СН}=0,05\sum P_{нагр}$

расход активной мощности на с.н. приводится, приближенно оценивается в 4…8 %

$$P_{СН}=0,05\cdot(P_{СН(ЭС-1)})=0,05\cdot(2\cdot44)+(2\cdot15)=5,9 \text{ МВт} \quad (1.6)$$

Потери мощности на линии принимаем равным

Суммарные потери активной мощности в линиях можно принять 2…3 %,

$$P_л=0,02 \text{ от } \sum P_{нагр}.=0,02\cdot137,1=2,7 \text{ МВт} \quad (1.7)$$

Потери активной мощности принимаем равными $\Delta P_{тр}=0,012$ от P_2, P_4, $P_{эс-1}$ %, в трансформаторах – 1,2…1,5 % от мощности всех нагрузок

$$\Delta P_{тр}=0,012\cdot(6,1+16+28,8+24)=0,9 \text{ МВт}$$

Потребление активной мощности в системе слагается из нагрузок потребителей $\sum P_н$, собственных нужд (с.н.) электрических станций $\sum P_{сн}$, потерь мощности в линиях $\sum \Delta P_л$ и трансформаторах $\sum \Delta P_т$:

$$P_п=\sum P_{нагр}+P_{сн}+P_л+\Delta P_{тр},=137,1+5,9+2,7+0,9=146,6 \text{МВт} \quad (1.8)$$

$$\sum P_г= P_{ЭС-1}=2\cdot44+2\cdot15=118 \text{ МВт}$$

Итогом расчета баланса активной мощности является определение необходимой обменной мощности, генерируемой ($-P_с$) либо потребляемой ($+P_с$) балансирующим узлом

$$P_с=\sum P_г-\sum Pп=118-146,6=-28,6 \text{МВт} \quad (1.9)$$

Станция ТЭЦ-2генерирует28,6МВт активной мощности при ее дефиците в сетевом районе

БАЛАНС РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Баланс реактивной мощности в системе

$$\sum Q_{г} + \sum Q_{з} \pm Q_{ку} \pm Q_{с} = \sum Q_{п} \qquad (1.10)$$

где $\sum Q_{г}$ – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанции при коэффициенте мощности не ниже номинального; $\sum Q_{з}$ – мощность, генерируемая линиями (зарядная); $Q_{ку}$ – реактивная мощность компенсирующих устройств; $Q_{с}$ – величина обменной реактивной мощности, определяется заданным договорным коэффициентом мощности соседней энергосистемы $\mathrm{tg}\varphi_{с}$.

Баланс по реактивной мощности проверяется для режима максимальных нагрузок ($Q_{н} = Q_{н(макс)}$). Потребление реактивной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей $\sum Q_{п}$, собственных нужд электрических станций $\sum Q_{сн}$, потерь мощности в линиях $\sum \Delta Q_{л}$, и трансформаторах $\sum \Delta Q_{т}$:

$$\sum Q_{п} = \sum Q_{н} + \sum Q_{сн} + \sum \Delta Q_{л} + \sum \Delta Q_{т} \qquad (1.11)$$

Суммарная мощность реактивных нагрузок

$$\sum Q_{нагр} = \sum Q_{зi} = Q_{з2} + Q_{з3} + Q_{з4} + Q_{з5} + Q_{з6} + Q_{з7} + Q_{з8} + Q_{з9} + Q_{зЭС\text{-}1} \qquad (1.12)$$

$$\sum Q_{нагр} = 1{,}8+35+8{,}6+4+7{,}5+7+7{,}5+18{,}5+16{,}2=106{,}1\text{Мвар},$$

где, расход реактивной мощности на с.н. оценивается коэффициентом мощности механизмов с.н. $\mathrm{tg}\varphi_{сн} = 0{,}62\ldots0{,}75$.

$$\sum Q_{с.н} = 0{,}62 \cdot \sum P_{с.н} = 0{,}62 \cdot 5{,}9 = 3{,}6\text{Мвар}, \qquad (1.13)$$

где,потери реактивной мощности для воздушных линий ориентировочно можно брать, 4...6 % при 110 кВ, от модуля полной передаваемой по линии мощности.

$$\sum Q_{л110} = 0{,}05 \cdot (S_{эс\text{-}1} + S_{з2} + S_{з3} + S_{з4} + S_{5} + S_{з6} + S_{з7} + S_{з8} + S_{з9}) \qquad (1.14)$$

$$\sum Q_{л110} = 0{,}05(16{,}2+1{,}8+35+8{,}6+4+7{,}5+7+7{,}5+18{,}5)=5{,}3\text{Мвар}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах составляют, примерно, 5...9 % от полной мощности, проходящей через трансформатор.

$$\sum Q_{тр} = 0{,}08 \cdot (S_{эс\text{-}1} + S_{2} + S_{з4}) \qquad (1.15)$$

$$\sum Q_{тр}=0{,}08\cdot(16{,}2+1{,}8+28{,}8+8{,}6)=4{,}4 Мвар$$

Потребление реактивной мощности в системе

$$\sum Q_{п}=106{,}1+3{,}6+5{,}3+4{,}4=119{,}4 Мвар,$$

где, величину реактивной мощности $Q_г$, поступающую от электростанции, определяют по коэффициенту мощности генераторов $cos\varphi = 0{,}9 (tg\varphi = 0{,}48)$, который принимается не ниже номинального [6].

$$Q_г=0{,}48\cdot\sum Рг=0{,}48\cdot 118=56{,}64 Мвар, \quad (1.16)$$

где, реактивную мощность, генерируемую воздушными линиями $Q_з$, приблизительно можно брать: для одноцепных линий 110 кВ – 30 кВАр/км

$$Q_з =30\cdot(15+10+25+35+30+2\cdot(15)+5+7+2+5+2\cdot(5)+2\cdot(2))\cdot 10^{-3}=5{,}34 Мвар$$

Заметим, что некоторый резерв реактивной мощности для выполнения условий баланса в проектируемом сетевом районе может быть обеспечен за счет обменной реактивной мощности соседней энергосистемы (станция ТЭЦ-2). Величина этой мощности определяется заданным коэффициентом мощности системы $Q_с = P_с \mathrm{tg}\varphi_с$, который равен $\mathrm{tg}\varphi_с = 0...0{,}35$.

$$Q_с=28{,}6\cdot 0{,}2=5{,}72 Мвар$$

$$\sum Q_{нагр} =106{,}1 Мвар$$

Если реактивной мощности, выдаваемой генераторами электрических станций и балансирующим узлом, недостаточно для покрытия потребности в ней нагрузок, необходимо

Составим баланс мощностей

$$\sum Q г + \sum Q з \mp \sum Q ку \mp \sum Q с = \sum Q п=56{,}64+5{,}34-5{,}72=56{,}26 МВар \quad (1.17)$$

Т.к$\sum Q_г$ =56,26Мвар $<$ $\sum Q_п$=119,4Мвар, Исходя из результата баланса реактивной мощности делаем вывод, что генерируемой мощности станциями не достаточно для обеспечения всех потребителей. Компенсируем ее из балансирующей станции ТЭЦ-2

АНАЛИЗ РАБОТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ, УСТАНОВЛЕННЫХ В СИСТЕМЕ

Необходимость в реконструкции подстанций возникает при перспективном росте трансформируемых мощностей, когда коэффициенты нагрузки и аварийной перегрузки трансформаторов превысят допустимые значения, установленные по ГОСТ 14209-85.

Так как в рассматриваемом сетевом районе потребители в основном II-й категории надежности, то следует обеспечить их электроснабжение во всех возможных послеаварийных ситуациях на подстанциях. Для понижающих подстанций (п/ст 2,3,4,) это условие выполняется, если

$$\frac{S_{\text{ав}}}{(n_{\text{т}} - n_{\text{отк}})S_{\text{т}}} \le k_{\text{ав}}, \qquad (2.1)$$

Здесь $n_{\text{т}}$, $S_{\text{т}}$ – количество и единичная мощность трансформаторов, установленных на подстанции; $n_{\text{отк}}$ – количество отключенных трансформаторов.

$S_{\text{ав}}$ определяется по наибольшей нагрузке с учётом возможного резервирования по сети низкого напряжения $\underline{S}_{\text{ав}} = \underline{S}_{\text{нб}} - \underline{S}_{\text{н рез}}$.

Наибольшая нагрузка в нормальном режиме $\underline{S}_{\text{нб}} = k_{\text{м}} \underline{S}_{\text{н(макс)}}$,где $k_{\text{м}}$ - коэффициент совмещения максимума. При проектировании можно принять $k_{\text{м}} = 1,\ \underline{S}_{\text{н рез}} = 0$.

Проверка трансформатора на ПС-2 в аварийном режиме:

$$\frac{6{,}3}{(2-1)6{,}3} = 1 < 1{,}4$$

Условие выполняется, оставляем трансформаторы.

На электростанциях, имеющих шины генераторного напряжения (ЭС-1), трансформаторы связи должны обеспечить выдачу избыточной мощности в энергосистему в нормальном режиме, когда работают все генераторы, и резервировать электроснабжение нагрузок на напряжении 6-10 кВ при плановом или аварийном отключении одного из генераторов. Это можно проверить следующим образом:

1. Рассчитать мощность, передаваемую через трансформатор, в трех режимах:

Режим минимальных нагрузок потребителей на шинах генераторного напряжения:

$$S_1 = \sqrt{(\sum P_г - P_{н(мин)} - P_{сн})^2 + (\sum Q_г - Q_{н(мин)} - Q_{сн})^2}, \qquad (2.2)$$

где $\sum P_г$, $\sum Q_г$ – активная и реактивная мощности генераторов, работающих на сборные шины; $P_{н(мин)}$, $Q_{н(мин)}$ – активная и реактивная нагрузка в минимальном режиме; $P_{сн}$, – активная и реактивная мощность собственных нужд;

Режим максимальных нагрузок:

$$S_1 = \sqrt{(118 - 16{,}8 - 5{,}9)^2 + (56{,}64 - 11{,}34 - 3{,}6)^2} = 104 \text{ МВА}$$

$$S_2 = \sqrt{(\sum P_г - P_{н(макс)} - P_{сн})^2 + (\sum Q_г - Q_{н(макс)} - Q_{сн})^2} \qquad (2.3)$$

где $P_{н(макс)}$, $Q_{н(макс)}$ – активная и реактивная мощности в режиме максимальных нагрузок;

Послеаварийный режим при отключении одного из генераторов и максимальной нагрузке потребителей:

$$S_2 = \sqrt{(118 - 24 - 5{,}9)^2 + (56{,}64 - 16{,}2 - 3{,}6)^2} = 95{,}5\text{МВА}$$

$$S_3 = \sqrt{(\sum P_г - P_{г(макс)} - P_{н(макс)} - P_{сн})^2 + (\sum Q_г - Q_{г(макс)} - Q_{н(макс)} - Q_{сн})^2} \qquad (2.4)$$

где $P_{г(макс)}$, $Q_{г(макс)}$ – составляющие мощности наиболее мощного отключившегося генератора.

$$S_3 = \sqrt{(118 - 44 - 24 - 5{,}9)^2 + (56{,}64 - 21{,}12 - 16{,}2 - 3{,}6)^2} = 46{,}8\text{МВА}$$

2. Выбрать из мощностей S_1, S_2, S_3 наибольшую $S_{тнб}$ и проверить выполнение условия

$$\frac{S_{\text{тнб}}}{(n_{\text{т}} - n_{\text{отк}})S_{\text{т}}} \le k_{\text{ав}}. \qquad (2.5)$$

$$\frac{104}{(2-1)63+(2-1)25} = 1{,}18 < 1{,}4$$

Если на электростанции (ЭС-1) используется схема блока генератор-трансформатор, то последний должен пропустить всю выработанную генератором энергию, что возможно при $S_{\text{т}} \ge S_{\text{г}}$.

Таблица 2.2. Сведения по выбору трансформаторов.

№ под-стан-ции	Мощность подстанции в рабочем режиме, МВА	Мощность подстанции в послеаварий-ном режиме, МВА	Число транс-форма-торов на подстан-ции	Номиналь-ная мощность трансфор-матора, МВА	Нагрузка трансфор-матора в нормаль-ном режиме, %	Нагрузка трансфор-матора в аварийном режиме, %	Примечание (указать, подлежит ли реконструк-ции)
2	6,3 НН-11	6,3 НН-11	2	6,3	0,5	1	-
ЭС-1	118	59	2 2	63 10	1,18	1,18	подлежит реконструкц ии

ВЫБОР ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПРОМЫШЛЕННОГО РАЙОНА

ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

СЕТИ

В данном курсовом выбор номинального напряжения ориентируется:

-проектирование ведется в районе Урала, поэтому следует выбирать номинальное напряжение из ряда: 110, 220,500кВ;

-существующая сеть работает на напряжение 110/10кВ, целесообразно будет придерживаться этого критерия;

-анализ мощностей нагрузок потребителей (от5,9 до 28,8 МВт) и расстояние между подстанциями (от 2 до 35 км) показывает, что они соответствует экономически целесообразному классу напряжения 110кВ.

С учетом перечисленных обстоятельств, для всех рассматриваемых вариантов распределительной сети используется класс номинального напряжения 110 кВ.

Рассмотрим основное сходство во всех конфигурациях сети - это подключению на ЭС-1 новых генераторов. Т.к ЭС-1 является мощным источником генерации электроэнергии, то целесообразно подключить ее двухцепными ВЛ 110кВ. Далее представлено обоснование данного подключения ЭС-1 к сети.

Определяем суммарную установленную мощность ЭС-1:

$$P_{\text{ЭС}-1\text{уст}} = \sum iP_{\text{ном}i}, \qquad (3.1)$$

$$P_{\text{ЭС}-1\text{уст}} = 118\text{МВт}$$

$$P_{\text{СН}} = 0{,}06 \cdot 118 = 7{,}08 \text{ МВт}$$

Определяем мощность, выдаваемую станцией в систему:

$$P_{\text{ЭС}-1\text{сист}} = P_{\text{ЭС}-1\text{уст}} - P_{\text{СН}}, \qquad (3.2)$$

$$P_{\text{ЭС}-1\text{сист}} = 118 - 7{,}08 = 110{,}92\text{МВт}$$

Предварительный выбор напряжения можно провести, ориентируясь на экономически целесообразные области применения различных напряжений или по формуле Иллариона:

$$U_{\text{ЭК}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \qquad (3.3)$$

где $U_{ЭК}$-наивыгоднейшее напряжение в кВ, L- длина подключения в км, P-передаваемая мощность на одна цепь в МВт.

Первоначально произведем расчет для схемы подключения ЭС-1 через двухцепную ВЛ длиной 15км к ПС 5.

Мощность, передаваемая по ВЛ $P_{ЭС-1сист} = 110{,}92МВт$

Расчетное напряжение в нормальном режиме:

$$U_{Эс-1-5} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{ЭС2-5}} + \frac{2500}{P_{ЭС2-5}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{15} + \frac{2500}{110{,}92}}} = 133{,}8кВ$$

Получаем номинальное напряжение ВЛ ЭС2-ПС5 220кВ. Данное напряжение не является выгодным напряжением для данной системы, т.к существующая сеть имеет класс напряжения 110кВ. Т.е лучшим вариантом подключения ЭС-1 к сети – это две двухцепные ВЛ 110кВ.

ВЫБОР КОЛИЧЕСТВА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Необходимо произвести выбор трансформаторов на ПС 3 и 4, на станции ЭС-1, а также произвести реконструкцию на объектах ЭС-1

В практике проектирования на подстанциях всех категорий, как правило, предусматривается установка двух трансформаторов. При этом мощность $S_т$ определяется из условия

$$S_т > \frac{S_{макс}}{n_т}, \tag{3.3}$$

где $S_{макс} = S_{нб}$ для понижающих трансформаторов и $S_{макс} = S_{тнб}$ – наибольшая возможная мощность наиболее загруженной обмотки для повышающих трансформаторов и трансформаторов связи; $n_т = 2$.

Выбранный трансформатор должен иметь коэффициент нагрузки в нормальном режиме

Выбор трансформаторов на ПС:

Выбираем трансформаторы на подстанции №3 110/10 кВ

Расчетная мощность на шинах ВН подстанции №3 равна

$$S_4 = 45{,}3\text{МВА}$$

Выбираем два трансформатора с $S_{м4} = 40\text{МВА}$

На понижающих ПС к установке принимаются только трансформаторы с РПН. По справочным данным трансформатор ТД-40000/110/10 самый подходящий к установке.

нормальный режим- $\frac{S_{макс}}{n \cdot S_{mном}} = \frac{45.3}{2 \cdot 40} = 0{,}56 < 1$ (3.4)

аварийный режим- $k_{ав} = \frac{S_{расч}}{(n-1) \cdot S_{mном}} = \frac{45{,}3}{(2-1) \cdot 40} = 1{,}13 < 1{,}4$ (3.5)

ТД-40000/110/10 подходит к установке на ПС 3.

Выбираем трансформаторы на подстанции №4 110/ 10кВ

Расчетная мощность на шинах ВН подстанции №4 равна

$$S_6 = 18{,}1 \text{ МВА}$$

Выбираем два трансформатора с $S_{м6} = 16 \text{ МВА}$

На понижающих ПС к установке принимаются только трансформаторы с РПН. По справочным данным трансформатор ТДН-16000/110/10 самый подходящий к установке.

нормальный режим- $\frac{S_{\text{макс}}}{n \cdot S_{m\text{ном}}} = \frac{18,1}{2 \cdot 16} = 0,56 < 1$

аварийный режим- $k_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{расч}}}{(n-1) \cdot S_{m\text{ном}}} = \frac{18,1}{(2-1) \cdot 16} = 1,13 < 1,4$

ТДН-16000/110/10 подходит к установке на ПС 4.

Таблица 3.1.Сведения по выбору трансформаторов.

ПС/ЭС	n,шт	Тип	$S_{\text{ном}}$, МВА	$S_{\text{макс}}$, МВА	$k_{\text{норм}}$	$k_{\text{авар}}$
ПС 3	2	ТД-40000/110/10	40	45,3	0,56	1,13
ПС 4	2	ТДН-16000/110/10	16	18,1	0,56	1,13

Выбор трансформаторов на станциях:

Для блочных схем генератор-трансформатор мощность трансформатора $S_{\text{т}}$ должна соответствовать номинальной мощности генератора.

Реконструкция ЭС-1:

На станции ЭС-1 будет произведена замена действующего трансформатора на более мощный (выбираем номинальную мощность трансформатора исходя из установленной мощности генераторов):

$$P_{\text{ном}} = 30 \text{ МВт} => S_{\text{ном } m \text{ ЭС1}} = 25 \text{ МВА}$$

на ЭС-1 будет установлен трансформатор типа ТДЦП-25000/110.

Выбор трансформаторов на ЭС-1 новых генераторов:

Проектируемая ЭС-1 представляет собой станцию с двумя мощными новыми генераторами по 44 МВт и двумя генераторами по 15 МВт,

Новые генераторы по 44 МВт

$$P_{\text{ном}} = 88 \text{ МВт} => S_{\text{ном } m \text{ ЭС1}} = 63 \text{ МВА}$$

На ЭС-1 будут установлены два трансформатора типа ТДЦ-63000/110 (подробный выбор трансформаторов на странице 54)

ВЫБОР КОНФИГУРАЦИИ СХЕМЫ СЕТИ

При реконструкции электрической сети можно наметить много вариантов конфигурации схемы сети, которые должны отвечать следующим требованиям.

Рассмотрим 4 варианта сети. Каждый вариант будет иметь ведущую идею построения сети (радиальная сеть, кольцевая, смешанная).

На рисунке 3.1 представлена исходная схема сети 110кВ. Рассмотрим возможные пути подключения новых объектов к существующей сети источники мощности для всех потребителей, планируя осуществить их питание по кратчайшему пути.

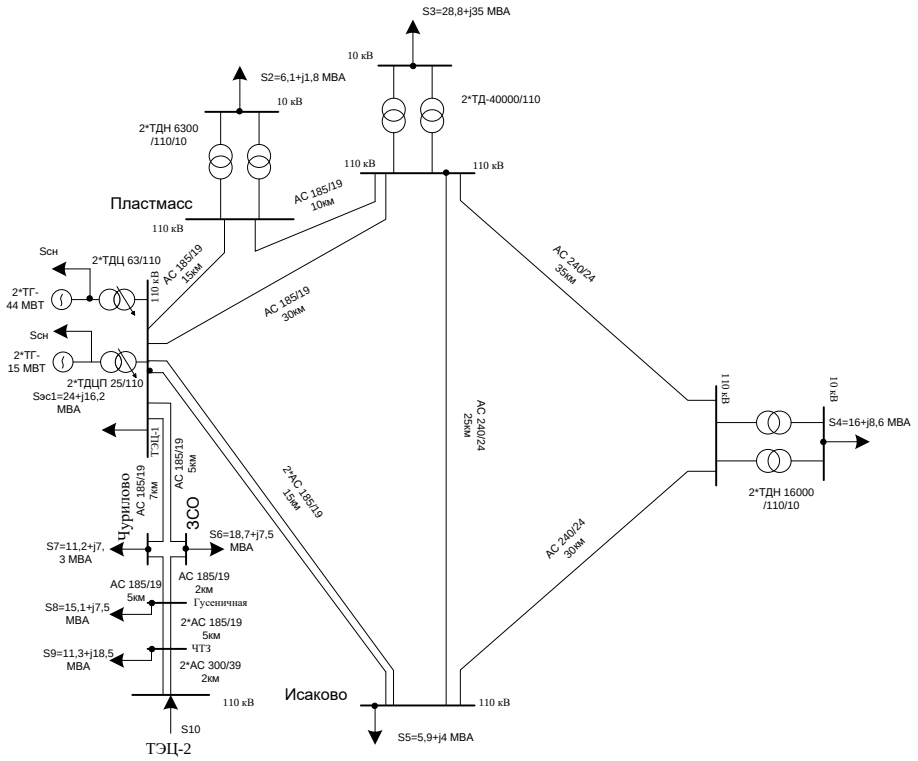
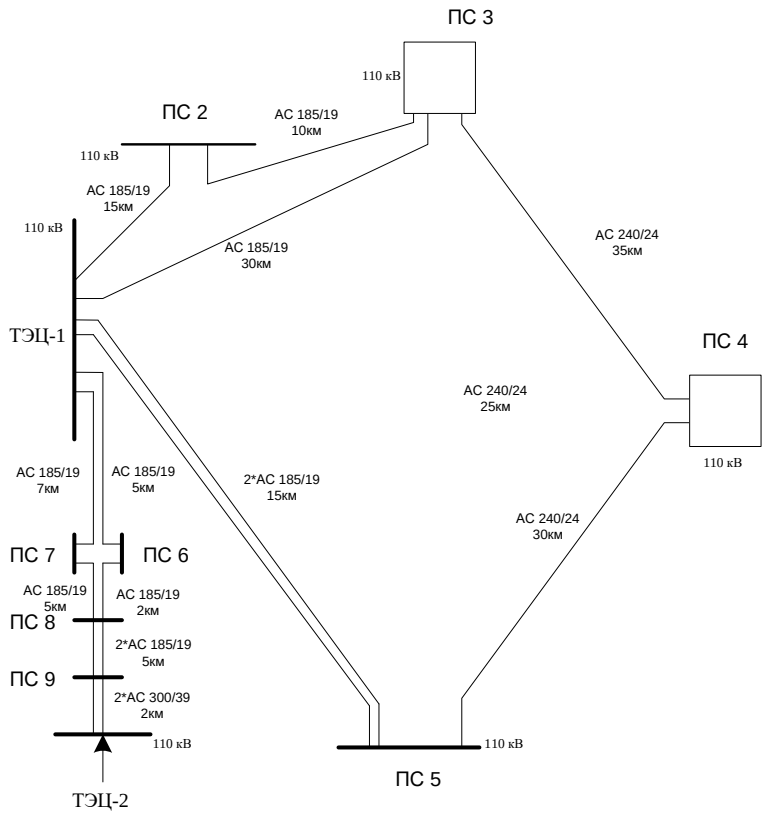


Рисунок 3.1- Существующая сеть и новые вводимые объекты.

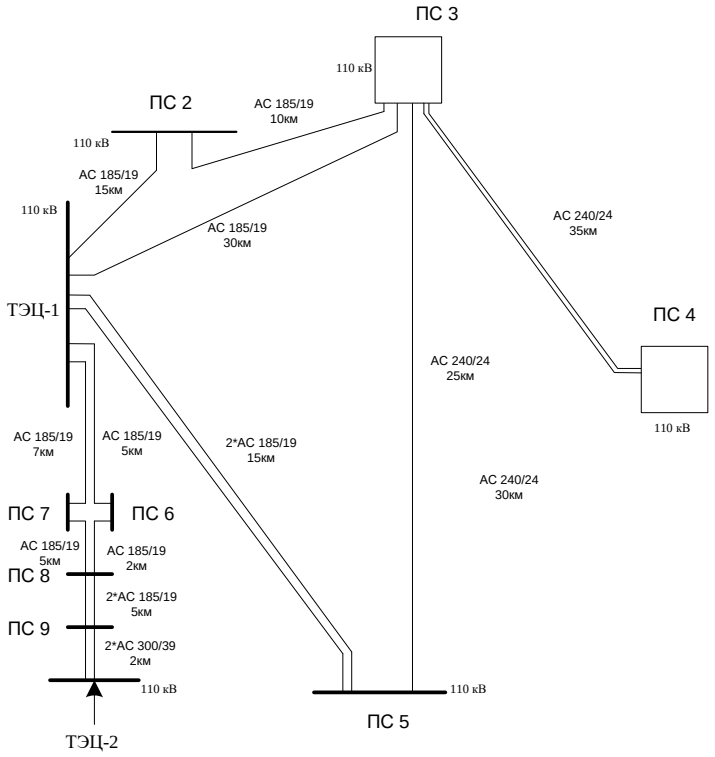
Все вводимые объекты требуют 100%резерва по сети, т.к. имеют потребителей первой и второй категории.

Рассмотрим четыре варианта сети, представим их графически на рисунке 3.2 далее произведем анализ каждого из них и выберем к дальнейшему рассмотрению два.

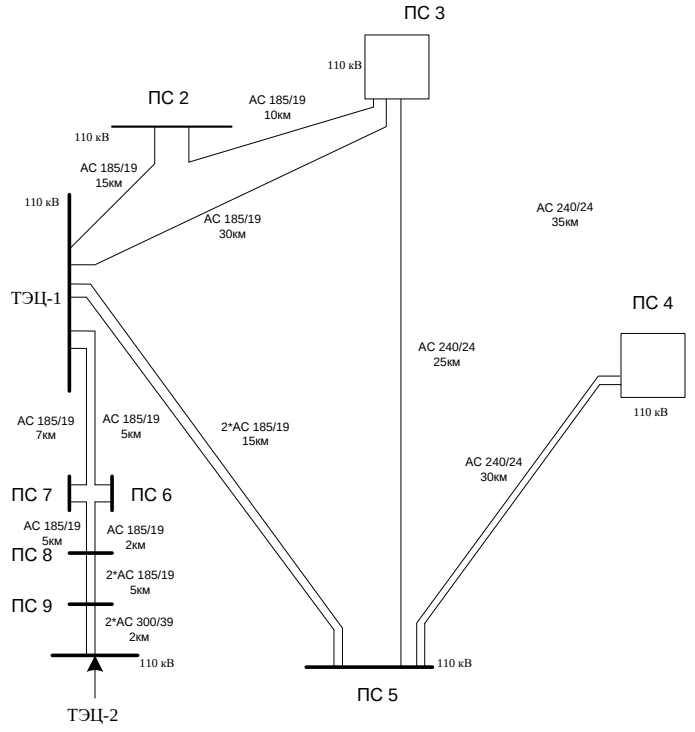
ВАРИАНТ СЕТИ № 1



ВАРИАНТ СЕТИ № 2



ВАРИАНТ СЕТИ № 3



ВАРИАНТ СЕТИ № 4

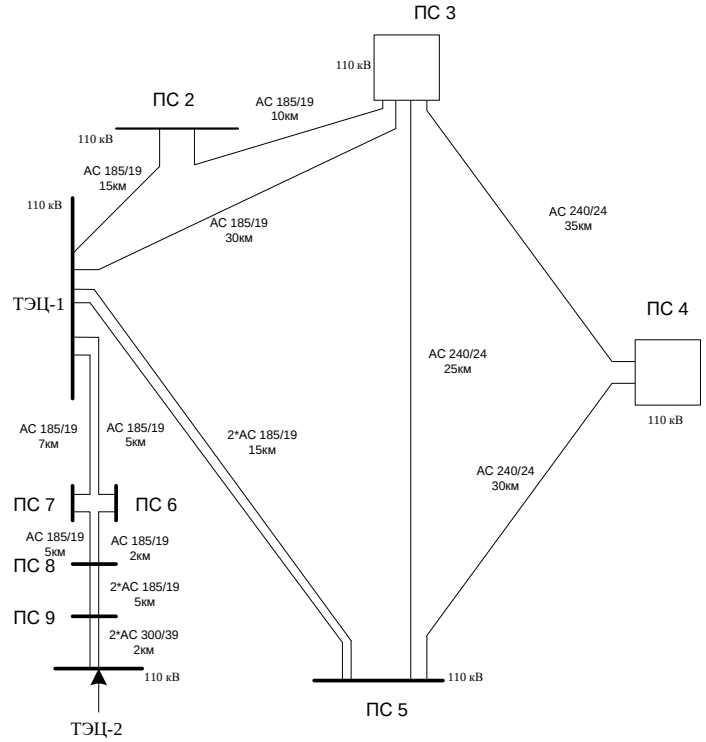


Рисунок 3.2- Варианты развития электрической сети.

РАСЧЕТ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ МОЩНОСТЕЙ

Рассматриваем 1 и 2 вариант схем электрической сети по соображениям надежности.

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ СЕТЕЙ

Рассчитаем параметры схем замещения рассматриваемых вариантов сети. Среднее удельный параметры проводов для новых ВЛ($r_0 = \frac{0{,}2\text{Ом}}{\text{км}}; x_0 = 0{,}4\frac{\text{Ом}}{\text{км}}; b_0 = -2\text{мкСМ/км}$). Результаты расчета параметров для обоих вариантов сведены в таблицу 3.2

Сопротивления и проводимости схемы замещения ВЛЭП определяются по общепринятой методике

$$R_{\text{у}} = \frac{R_0 \cdot L}{n}; X_{\text{у}} = \frac{X_0 \cdot L}{n}; B_{\text{л}} = B_0 \cdot L \cdot n \quad (3.6)$$

где, $R_{\text{у}}$ – удельное активное сопртивление участка

$X_{\text{у}}$ – удельное реактивное сопротивление уастка

$B_{\text{л}}$ – удельная емкостная проводимость

L-длина участка

Параметры схемы замещения сети

Таблица 3.2 .Сведения проводов сети замещения

Линия	Сечения провода	L, км	R_0 Ом/км	X_0 Ом/км	B_0 мкСм/км	кол-во цепей	$R_у$ Ом	$X_у$ Ом	$B_л$ мкСм
ВАРИАНТ СЕТИ 1									
ЭС1-2	-	15	0,2	0,4	2	1	3	6	30
ЭС1-3	-	30	0,2	0,4	2	1	6	12	60
3-4	-	35	0,2	0,4	2	1	7	14	70
2-3	-	10	0,2	0,4	2	1	2	4	20
4-5	-	30	0,2	0,4	2	1	6	12	60
ВАРИАНТ СЕТИ 2									
ЭС1-2	-	15	0,2	0,4	2	1	3	6	30
ЭС1-3	-	30	0,2	0,4	2	1	6	12	60
3-4	-	35	0,2	0,4	2	2	3,5	7	70
2-3	-	10	0,2	0,4	2	1	2	4	20
3-5	-	25	0,2	0,4	2	1	5	10	100
СУЩЕСТВУЮЩАЯ СЕТЬ									
ЭС1-7	185	7	0,159	0,429	2,645	1	1,11	3	18,5
ЭС1-6	185	5	0,159	0,429	2,645	1	0,8	0,79	13,2
7-8	185	5	0,159	0,429	2,645	1	0,8	0,79	13,2
ЭС1-5	185	15	0,159	0,429	2,645	2	1,2	3,2	79,3
6-8	185	2	0,159	0,429	2,645	1	0,318	0,85	5,3
8-9	185	5	0,159	0,429	2,645	2	0,39	1,07	26,45
9- ТЭЦ2	300	2	0,096	0,429	2,645	2	0.096	0,43	10,6

АНАЛИЗ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 110 КВ И ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ЛИНИЙ ПЕРЕДАЧ

Для каждого из двух ранее намеченных вариантов сети необходимо провести ряд расчетов.

Рассмотреть все возможные послеаварийные режимы сети. Для этого необходимо провести многократный расчет приближенного потокораспределения в сети, постоянно изменяя её схему, путем последовательного отключения одного из участков сети. Порядок проведения расчетов такой же, как и для нормального режима

Результаты расчета нормального режима сетей представлены в приложение 1 рис 1 и 2. Результаты расчетов целесообразно представить в виде таблицы 3.3-3.4, результаты расчетов представлены максимальными токами в различных послеаварийных режимах. На основание полученных данных будет произведен выбор сечений, проектируемых ВЛ 110кВ, а также произведена проверка по нагреву всех ВЛ существующей сети

Покажем на примере выбор сечения новой двухцепной ВЛ ТЭЦ-1-5, №1 сети,

остальной выбор сведен в таблицы 3.3-3.4. Выбор сечения ведем по экономической плотности тока

для 5000> $\text{Т}_{\text{мах}} = 6000\text{ч} => j_{max} = 1{,}4/\text{мм}^2$

Ток нормального режима, полученный в ПК «NetWorks».

$$I_{\text{нр}} = 120{,}4\ \text{А}$$

Расчетное сечение

$$F_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{нр}}}{j_{max}} = \frac{120{,}4}{1{,}4} = 85{,}8\text{мм}^2 \qquad (3.7)$$

Выбираем АС-70/11

Проверяем сечение по короне и на нагрев длительным током аварийного режима

1. Проверка по короне согласно ПУЭ минимальное сечение для сетей 110кВ 70мм^2.

$$F_{max} = 85{,}8 \geq F_{max.\text{нр}} = 70\text{мм}^2\text{-условие выполняется}$$

2. Проверка по нагреву, наибольший ток рассчитанный ПК «NetWorks»

$$I_{max.\text{р}} = 125{,}27\ \text{А}$$

1,2- коррекционный коэффициент допустимого тока для территории Урала

$$I_{max.\text{р}} = 125{,}27 < 1{,}2I_{\text{доп}} = 265\text{А- условие выполняется.}$$

Таблица3.3-Выбор сечения проводов сети №1

№ВЛ	ЭС1-2	2-3	3-4	ЭС1-3	4-5	ЭС1-5	ЭС1-7	ЭС1-6	8-9	7-8	6-8
Значение тока каждой ВЛ,А											
норм режим	146,3	118,6	16,2	112,5	87,8	120,14	63,9	98,3	173,2	52,6	68,5
Послеаварийный режим (отключение одной ВЛ или одной цепи в случае двуцепной линии											
ЭС1-2	-	33,6	47,3	221,1	133,2	165,4	63,8	98,4	182,8	56,3	73,8
2-3	32	-	41,3	200	124	156	63,8	98,3	179,5	55	72
3-4	146,2	119,8	-	112,8	93,7	126,6	64,4	99,2	177,6	54,5	71,2
ЭС1-3	234	206	35	-	118,2	150,4	64,2	98,9	73,3	56	73,3
4-5	196,9	168,6	95,4	155	-	34,6	64,1	98,8	182	56	73,4
ЭС1-5	151,7	123,9	21,6	117	78,3	111,6	64,2	98,9	176,5	54	70,5
ЭС1-7	146,3	118,6	16,2	112,5	87,8	120,14	63,9	98,3	173,2	52,6	68,5
ЭС1-6	146,3	118,6	16,2	112,5	87,8	120,14	63,9	98,3	173,2	52,6	68,5
8-9	146,3	118,6	16,2	112,5	87,8	120,14	63,9	98,3	173,2	52,6	68,5
7-8	146,3	118,6	16,2	112,5	87,8	120,14	63,9	98,3	173,2	52,6	68,5
6-8	146,3	118,6	16,2	112,5	87,8	120,14	63,9	98,3	173,2	52,6	68,5
$I_{нб.макс,А}$	234	206	95,4	221,1	133,2	165,4	64,4	99,2	182,8	56,3	73,8
$n_c * F_c$	-	-	-	-	-	2•185	185	185	2•185	185	185
$I_{доп,А}{}^{c}$	-	-	-	-	-	612	612	612	612	612	612
$n_0 * F_0$	95	95	70	95	70	2•185	185	185	2•185	185	185
$I_{доп,А}{}^{0}$	396	396	318	396	318	612	612	612	612	612	612

Из всех случаев$I_{\text{доп}}$ меньше $I_{\text{ПА}}$, следовательно, все выбранные марки провода проходят по нагреву

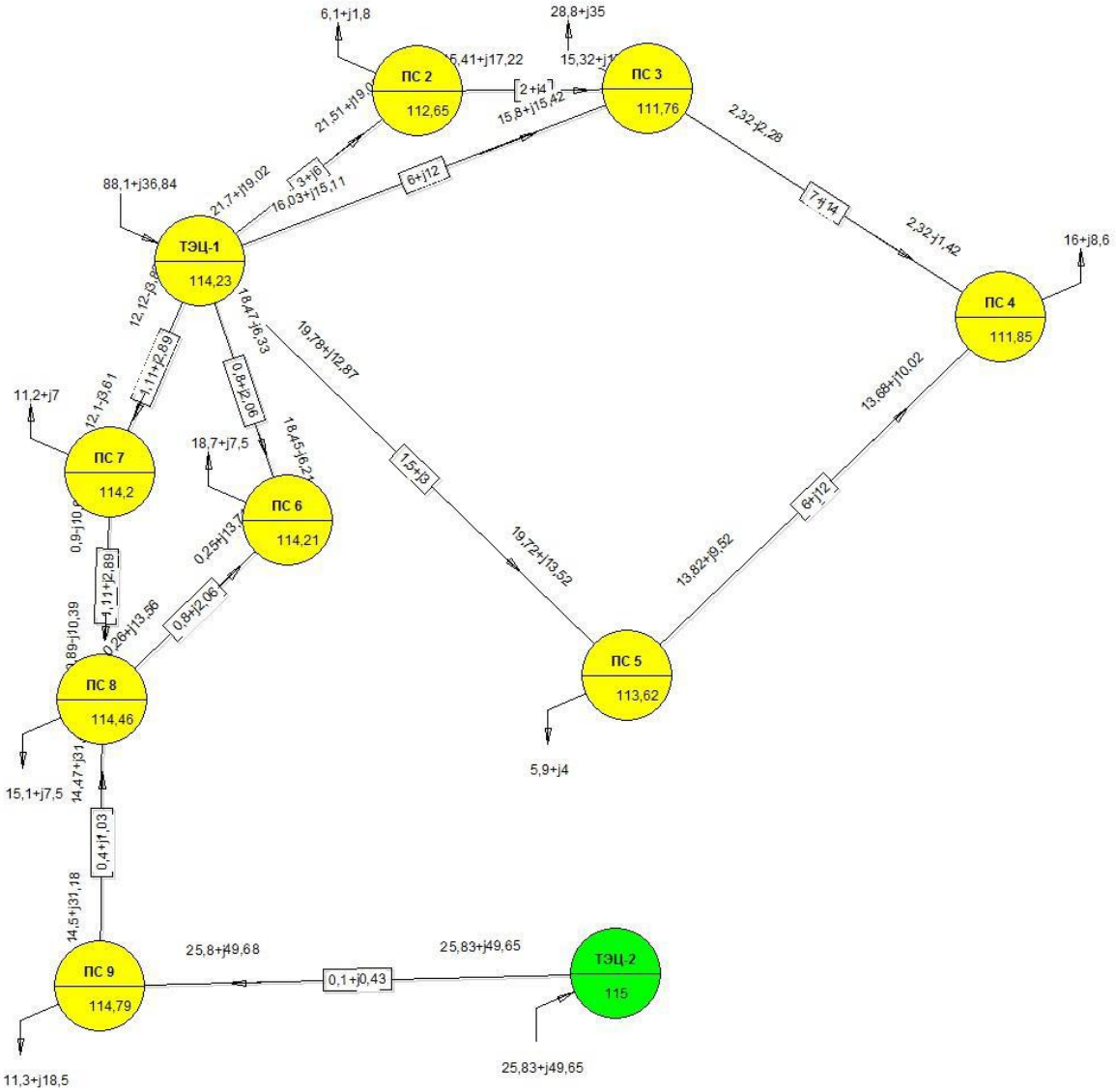


Рисунок А.1. Расчет потокораспределения по сети (Вариант №1)

Таблица А 1-Расчет потокораспределения по сети ветви + узлы (Вариант №1)

Номер Номер	Номер Название	Номер U2, кВ	Номер ddelta, °	Номер P, МВт	Номер Q, МВАр	Номер dP, МВт	Номер dQ, МВАр	Номер I, А	Номер dPш, МВт	Номер dQш, МВА
0	ТЭЦ-2	115	0	0	0					
6	ПС 9	114,79	-0,03	-25,83	-49,65	0,02	0,1	281,27	0	-0,14
1	ПС 5	113,62	0,02	5,9	4					
4	ТЭЦ-1	114,23	0,17	19,72	13,52	0,07	0,13	121,5	0	-0,78
5	ПС 4	111,85	-0,48	-13,82	-9,52	0,13	0,27	86,41	0	-0,76
2	ПС 3	111,76	-0,25	28,8	35					
4	ТЭЦ-1	114,23	0,45	15,8	15,42	0,23	0,46	114,03	0	-0,77
3	ПС 2	112,65	0,12	15,32	17,3	0,08	0,17	119,39	0	-0,25
5	ПС 4	111,85	-0,21	-2,32	2,28	0	0,01	15,31	0	-0,88
3	ПС 2	112,65	-0,13	6,1	1,8					
4	ТЭЦ-1	114,23	0,32	21,51	19,02	0,19	0,39	147,15	0	-0,39
2	ПС 3	111,76	-0,12	-15,41	-17,22	0,08	0,17	118,91	0	-0,25
4	ТЭЦ-1	114,23	0,2	-88,1	-36,84					
2	ПС 3	111,76	-0,45	-16,03	-15,11	0,23	0,46	112,69	0	-0,77
3	ПС 2	112,65	-0,32	-21,7	-19,02	0,19	0,39	146,5	0	-0,39
1	ПС 5	113,62	-0,17	-19,78	-12,87	0,07	0,13	120,4	0	-0,78
8	ПС 6	114,21	-0,19	-18,47	6,33	0,02	0,06	98,56	0	-0,18
7	ПС 7	114,2	-0,17	-12,12	3,83	0,01	0,04	64,03	0	-0,25
5	ПС 4	111,85	-0,46	16	8,6					
1	ПС 5	113,62	0,48	13,68	10,02	0,13	0,27	87,54	0	-0,76
2	ПС 3	111,76	0,21	2,32	-1,42	0	0,01	14,01	0	-0,88
6	ПС 9	114,79	-0,03	11,3	18,5					
0	ТЭЦ-2	115	0,03	25,8	49,68	0,02	0,1	281,58	0	-0,14
9	ПС 8	114,46	-0,01	-14,5	-31,18	0,04	0,09	173,8	0	-0,36
7	ПС 7	114,2	0,02	11,2	7					
4	ТЭЦ-1	114,23	0,17	12,1	-3,61	0,01	0,04	63,85	0	-0,25
9	ПС 8	114,46	-0,06	-0,9	10,61	0,01	0,02	53,22	0	-0,25
8	ПС 6	114,21	0,01	18,7	7,5					
4	ТЭЦ-1	114,23	0,19	18,45	-6,21	0,02	0,06	98,41	0	-0,18
9	ПС 8	114,46	-0,05	0,25	13,71	0,01	0,03	69,33	0	-0,18
9	ПС 8	114,46	-0,04	15,1	7,5					
6	ПС 9	114,79	0,01	14,47	31,45	0,04	0,09	174,62	0	-0,36
7	ПС 7	114,2	0,06	0,89	-10,39	0,01	0,02	52,59	0	-0,25
8	ПС 6	114,21	0,05	-0,26	-13,56	0,01	0,03	68,88	0	-0,18

Результаты расчета нормального режима сетей:

Суммарные потери мощностей по сети №1

Суммарные потери активной мощности (P): 0,832 МВт
Потери в ЛЭП: 0,832 МВт
- нагрузочные в ЛЭП: 0,828 МВт
- условно-постоянные в ЛЭП (корона): 0,005 МВт
Потери в трансформаторах: 0 МВт
- нагрузочные в трансформаторах: 0 МВт
- условно-постоянные в трансформаторах (холостого хода): 0 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): -3,415 МВАр
Потери в ЛЭП: -3,415 МВАр
- индуктивные: 1,767 МВАр
- зарядная мощность ЛЭП: -5,182 МВАр
Потери в трансформаторах: 0 МВАр
- потери рассеяния: 0 МВАр
- намагничения (холостого хода): 0 МВАр

Таблица3.4-Выбор сечения проводов сети №2

№ВЛ	ЭС1-2	2-3	3-4	ЭС1-3	3-5	ЭС1-5	ЭС1-7	ЭС1-6	8-9	7-8	6-8
Значение тока каждой ВЛ,А											
норм режим	142,8	114,5	94,1	109,4	96,5	126,2	63.8	98,2	173,7	52,7	68,6
Послеаварийный режим (отключение одной ВЛ или одной цепи в случае двуцепной линии											
ЭС1-2	-	33,4	95,6	187	168,1	165,4	63,8	98,4	182,8	56,3	73,8
2-3	32	-	41,3	200	124	156	63,8	98,3	179,5	55	72
3-4	146,2	119,8	-	112,8	93,7	126,6	64,4	99,2	177,6	54,5	71,2
ЭС1-3	234	206	35	-	118,2	150,4	64,2	98,9	73,3	56	73,3
3-5	196,9	168,6	95,4	155	-	34,6	64,1	98,8	182	56	73,4
ЭС1-5	151,7	123,9	21,6	117	78,3	111,6	64,2	98,9	176,5	54	70,5
ЭС1-7	142,8	114,5	94,1	109,4	96,5	126,2	63.8	98,2	173,7	52,7	68,6
ЭС1-6	142,8	114,5	94,1	109,4	96,5	126,2	63.8	98,2	173,7	52,7	68,6
8-9	142,8	114,5	94,1	109,4	96,5	126,2	63.8	98,2	173,7	52,7	68,6
7-8	142,8	114,5	94,1	109,4	96,5	126,2	63.8	98,2	173,7	52,7	68,6
6-8	142,8	114,5	94,1	109,4	96,5	126,2	63.8	98,2	173,7	52,7	68,6
$I_{нб.макс,А}$	234	206	95,4	221,1	133,2	165,4	64,4	99,2	182,8	56,3	73,8
$n_c * F_c$	-	-	-	-	-	2•185	185	185	2•185	185	185
$I_{доп,А}{}^{c}$	-	-	-	-	-	612	612	612	612	612	612
$n_0 * F_0$	95	396	70	95	70	2•185	185	185	2•185	185	185
$I_{доп,А}{}^{0}$	396	330	318	396	318	612	612	612	612	612	612

Итог: во всех случаев $I_{доп}$ меньше $I_{ПА}$, следовательно, все выбранные марки провода проходят по нагреву.

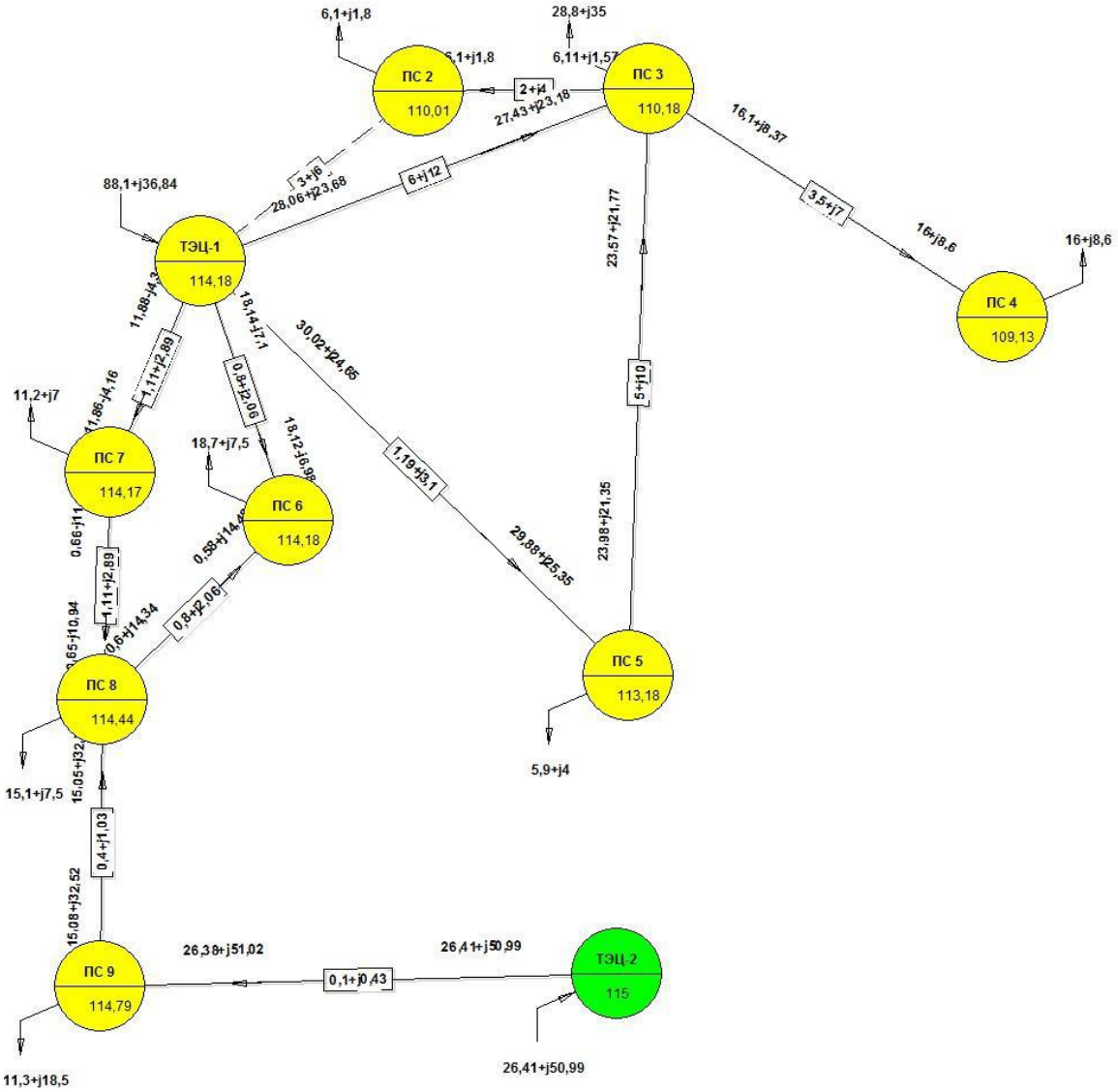


Рисунок А.2. Расчет потокораспределения по сети (Вариант №2)

Таблица А 2-Расчет потокораспределения по сети ветви + узлы (Вариант №2)

Номер Номер	Номер Название	Номер U2, кВ	Номер ddelta, °	Номер P, МВт	Номер Q, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, А	dPш, МВт	dQш, МВАр
0	ТЭЦ-2	115	0	0	0					
6	ПС 9	114,79	-0,03	-26,41	-50,99	0,02	0,11	288,59	0	-0,14
1	ПС 5	113,18	-0,08	5,9	4					
4	ТЭЦ-1	114,18	0,28	29,88	25,35	0,14	0,36	199,88	0	-1,06
2	ПС 3	110,18	-0,6	-23,98	-21,35	0,41	0,83	165,97	0	-1,25
2	ПС 3	110,18	-0,68	28,8	35					
4	ТЭЦ-1	114,18	0,88	27,43	23,18	0,63	1,26	188,17	0	-0,76
3	ПС 2	110,01	-0,1	-6,11	-1,57	0,01	0,01	33,2	0	-0,24
5	ПС 4	109,13	-0,39	-16,1	-8,37	0,1	0,19	95,58	0	-0,42
1	ПС 5	113,18	0,6	23,57	21,77	0,41	0,83	168,11	0	-1,25
3	ПС 2	110,01	-0,78	6,1	1,8	0,19	0,39	147,15	0	-0,39
4	ТЭЦ-1	114,18	0,98	-	-	-	-	-	-	
2	ПС 3	110,18	0,1	6,1	1,8	0,01	0,01	33,38	0	-0,24
4	ТЭЦ-1	114,18	0,19	-88,1	-36,84	0,23	0,46	112,69	0	-0,77
2	ПС 3	110,18	-0,88	-28,06	-23,68	0,63	1,26	186,95	0	-0,76
3	ПС 2	110,01	-0,98	-	-	-	-	-	-	
1	ПС 5	113,18	-0,28	-30,02	-24,65	0,14	0,36	198,15	0	-1,06
8	ПС 6	114,18	-0,19	-18,14	7,1	0,02	0,06	98,34	0	-0,18
7	ПС 7	114,17	-0,17	-11,88	4,38	0,01	0,04	63,79	0	-0,25
5	ПС 4	109,13	-1,07	16	8,6	0,13	0,27	87,54	0	-0,76
2	ПС 3	110,18	0,39	16	8,6	0,1	0,19	96,1	0	-0,42
6	ПС 9	114,79	-0,03	11,3	18,5					
0	ТЭЦ-2	115	0,03	26,38	51,02	0,02	0,11	288,89	0	-0,14
9	ПС 8	114,44	-0,01	-15,08	-32,52	0,04	0,1	181,13	0	-0,36
7	ПС 7	114,17	0,02	11,2	7					
4	ТЭЦ-1	114,18	0,17	11,86	-4,16	0,01	0,04	63,58	0	-0,25
9	ПС 8	114,44	-0,06	-0,66	11,16	0,01	0,03	55,93	0	-0,25
8	ПС 6	114,18	0,01	18,7	7,5					
4	ТЭЦ-1	114,18	0,19	18,12	-6,98	0,02	0,06	98,17	0	-0,18
9	ПС 8	114,44	-0,04	0,58	14,48	0,01	0,03	73,3	0	-0,18
9	ПС 8	114,44	-0,04	15,1	7,5					
6	ПС 9	114,79	0,01	15,05	32,78	0,04	0,1	181,95	0	-0,36
7	ПС 7	114,17	0,06	0,65	-10,94	0,01	0,03	55,29	0	-0,25
8	ПС 6	114,18	0,04	-0,6	-14,34	0,01	0,03	72,85	0	-0,18

Результаты расчета нормального режима сетей:

Суммарные потери мощностей по сети №2

Суммарные потери активной мощности (P): 1,413 МВт
- Потери в ЛЭП: 1,413 МВт
  - нагрузочные в ЛЭП: 1,408 МВт
  - условно-постоянные в ЛЭП (корона): 0,005 МВт
- Потери в трансформаторах: 0 МВт
  - нагрузочные в трансформаторах: 0 МВт
  - условно-постоянные в трансформаторах (холостого хода): 0 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): -2,074 МВАр
- Потери в ЛЭП: -2,074 МВАр
  - индуктивные: 3,019 МВАр
  - зарядная мощность ЛЭП: -5,092 МВАр
- Потери в трансформаторах: 0 МВАр
  - потери рассеяния: 0 МВАр
  - намагничения (холостого хода): 0 МВАр

ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМ ПОДСТАНЦИЙ

Выбор схем электрических соединений распределительных устройств ПС выполняется на стороне ВН и на стороне НН ПС, но схемы на стороне НН ПС не зависят от варианта развития электрической сети.

Таблица 3.6-Схемы распределительных устройств ПС- вариант №1 и 2.

№ сети	№ ПС	Наименование схемы	Q 110 кВ
1	3	9- Одна секционированная система шин	6
	4	4Н- Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	2
	ЭС-1	13- Две несекционированные системы шин	2
2	3	9- Одна секционированная система шин	8
	4	4Н- Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	2
	ЭС-1	13- Две несекционированные системы шин	2

ГЛАВА 2. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ

Экономические показатели сравниваемых вариантов определяются в ценах одного временного уровня и по источникам равной достоверности. При выполнении проектных работ применяются укрупненные стоимостные показатели.

Приведенные затраты определяются по следующей формуле,тыс.руб:

$$З = Е_н \cdot К_\Sigma + И_\Sigma + З_{ДЭ}, \quad (4.1)$$

где, $E_{нп}$ -нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений равный 0,12 для электроэнергетики.

$Е_н \cdot К_\Sigma$ -суммарные капиталовложения на сооружение сети;

$И_\Sigma + З_{ДЭ}$-сумма издержек на обслуживание, ремонт линии и ПС

$З_{ДЭ}$-затраты на возмещение потерь электроэнергии.

1. Рассчитаем капиталовложения в линии для всех вариантов стоимость ВЛ зависит от их номинального напряжения, сечения проводов, конструкции и материала опор, а также от внешних нагрузок (гололеда и ветра). Район по гололеду 2. Укрупненные стоимостные показатели возьмем из стандарта [13].

Экономические сравнение будем производить только по отличным элементам в конфигурациях сетей. Так предложенные варианты имеют одинаковые конфигурации за исключением 2 ВЛ.

Для варианта №1 ВЛ 3-4,L=35км, марка провода АС 70/11,зная стоимость 1 км и ее длину , находим затраты на сооружение линии. Тип опор- стальные решетчатые. И ВЛ 4-5,L=30км, марка провода АС 70/11

$$К_л = \sum К_i \cdot L_i , \quad (4.2)$$

где, $К_i$-удельная стоимость одного километра линии,

L_i-длина линии i-го типа

Удельная стоимость одного километра линии сечением

АС 95/16 K_0 =811,6тыс.руб

Стоимость сооружения ВЛ 3-4

$$K_л = K_0 \cdot L = 811{,}6 \cdot 35 = 28406 \text{ тыс. руб} \quad (4.3)$$

для варианта №2

ВЛ 3-4 ,L=35 км, марка провода 2· АС 70/11

ВЛ 3-5,L=25 км, марка провода АС 70/11

Удельная стоимость одного километра линии сечением

АС 70/11K_0 =811,6тыс.руб

2·АС 70/11 K_0 =1282,4 тыс.руб

Стоимость сооружения ВЛ 3-5 и 3-4

$$K_л = K_0 \cdot L = 811{,}6 \cdot 35 + 1282{,}4 \cdot 25 = 60466 \text{ тыс. руб} \quad (4.4)$$

2. Капитальные вложения в ПС разделены на представляющие

$$K_{П/СТ} = K_{ру} + K_{тр} + K_{ку} + K_п, \quad (4.5)$$

где, $K_{ру}$-затраты в распределительные устройства

$K_{тр}$- затраты по силовым трансформаторам(не учитывать, все трансформаторы одинокавы в обоих вариантов)

$K_{ку}$-затраты по компенсирующим устройствам (не учитывать)

$K_{п}$-постоянная часть затрат.

2.1 Затраты в РУ

Все выключатели воздушные. Стандарт[13]

Таблица 4.1-Стоимость РУ

Узел	Кол-во Q	Uном, кВ	Электрическая схема ПС на стороне ВН	Расчетная стоимость ячейки в выкл, Тыс.руб	Цена ОРУ узла
ПС 3 сеть №1	6	110	9–Одна секцсис шин	4616	27696
ПС 3 сеть №2	8	110	9–Одна секцсис шин	4616	36928

2.2 Постоянная часть затрат. Укрупненные стоимости Стандарт [13]

Таблица 4.2-Постоянная часть затрат сети

Узел	Uном, кВ	Электрическая схема ПС на стороне ВН	Постоянная часть
ПС 3 сеть №1	110/10	9–Одна секцсис шин	21000
ПС 3 сеть №2	110/10	9–Одна секцсис шин	21000

Итого капитальные вложения всей сети сравниванием:

для первой сети 28406 тыс. руб

для второй сети 60466 тыс. руб

3. Ежегодные издержки складываются из отчислений на амортизацию, расходов на текущий ремонт и обслуживание.

Амортизационные отчисления используются для выполнения капитальных ремонтов и полной замены оборудования

Величина годовых эксплуатационных издержек (И) может быть определена по формулам:

$$И = И_л + И_{\frac{п}{ст}} + С_з \quad (4.6)$$

$$И_л = \frac{А_{от.лин} \cdot К_л}{100} \quad (4.7)$$

$$И_{\frac{п}{ст}} = \frac{А_{от.ПС} \cdot К_{п/ст}}{100}, \text{ где} \quad (4.8)$$

$И_л$- эксплуатационные издержки для линий

$И_{\frac{п}{ст}}$- эксплуатационные издержки для ПС

$А_{от.лин}$-отчисления на амортизацию для линии(2,8%)

$А_{от.ПС}$-отчисления на амортизацию для ПС(10.3%)

$К_л, К_{п/ст}$-капитальные вложения по линиям и ПС

Таблица 4.3-Технико-экономические показатели сети

№	$К_л$, тыс. руб	$К_{п/ст}$, тыс. руб	$К_{сум}$, тыс. руб	$И_л$,тыс.р/год	$И_{\frac{п}{ст}}$тыс.р /год	$И_{сум}$тыс. р /год
1	28406	27696	56102	795,36	2852,7	3648
2	60466	36928	97394	1693	6228	7921

4. Определим потери электроэнергии

$$\sum \Delta Э = \sum \Delta P \cdot \tau \quad (4.9)$$

$\sum \Delta P$ – суммарные потери мощности по ВЛ 110кВ, расчитанные ранее

сеть №1 $\sum \Delta P = 0{,}832$ МВт, сеть №2$\sum \Delta P = 1{,}413$ МВт

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

Потери первого варианта

$$\sum \Delta Э1 = 0{,}832 \cdot 4591{,}8 = 3820{,}37 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год}$$

$$З_{\Delta Э1} = Цэ \sum \Delta Э1 = 3{,}9 \cdot 3820{,}37 = 14899{,}5 \text{ тыс. руб/год}, \quad (4.10)$$

где, Цэ-стоимость потерь электроэнергии для сети 110кВ

Потери второго варианта

$$\sum \Delta Э2 = 1{,}413 \cdot 4591{,}8 = 6488{,}21 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год}$$

$$З_{\Delta Э2} = Цэ \sum \Delta Э2 = 3{,}9 \cdot 6488{,}21 = 25304 \text{ тыс. руб/год}$$

Приведенные затраты сети для обоих вариантов

$$З_1 = Ен \cdot К_{1\sum} + И_{1\sum} + З_{\Delta Э1\sum} = 0{,}12 \cdot 56102 + 3648 + 14899{,}5 =$$

$$= 25279{,}8 \text{ тыс. руб/год} \quad (4.11)$$

$$З_2 = Ен \cdot К_{2\sum} + И_{2\sum} + З_{\Delta Э2\sum} = 0{,}12 \cdot 97394 + 7921 + 25304 =$$

$$= 44912{,}3 \text{тыс. руб/год}$$

Вывод: В результате ТЭС вариантов схем выяснили, что первый вариант экономичнее, чем второй. Наличие ВЛ 110кВ 3-5 и 3-4 в схеме №2 увеличивает стоимость данной сети на 19632,5 тыс.руб

К дальнейшему рассмотрению примем схему №1

РАСЧЕТ И АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЖИМОВ СПРОЕКТИРОВАННОЙ СЕТИ

РАСЧЕТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ СЕТИ

Таблица 5.1-Параметры схемы замещения ВЛ

Линия	Сечения провода	L, км	R_0 Ом/км	X_0 Ом/км	B_0 мкСм/км	кол-во цепей	$R_у$ Ом	$X_у$ Ом	$B_л$ мкСм
ВАРИАНТ СЕТИ 1									
ЭС1-2	-	15	0,2	0,4	2	1	3	6	30
ЭС1-3	-	30	0,2	0,4	2	1	6	12	60
3-4	-	35	0,2	0,4	2	1	7	14	70
2-3	-	10	0,2	0,4	2	1	2	4	20
4-5	-	30	0,2	0,4	2	1	6	12	60
ЭС1-7	185	7	0,159	0,429	2,645	1	1,11	3	18,5
ЭС1-6	185	5	0,159	0,429	2,645	1	0,8	0,79	13,2
7-8	185	5	0,159	0,429	2,645	1	0,8	0,79	13,2
ЭС1-5	185	15	0,159	0,429	2,645	2	1,2	3,2	79,3
6-8	185	2	0,159	0,429	2,645	1	0,318	0,85	5,3
8-9	185	5	0,159	0,429	2,645	2	0,39	1,07	26,45
9- ТЭЦ2	300	2	0,096	0,429	2,645	2	0.096	0,43	10,6

Учтем потери ХХ в Г-образной схеме замещения трансформаторов за счет активных Gт и реактивных Вт проводимостей

Для расчета параметров трансформаторов воспользуемся формулами, параметры трансформаторов одинаковы для обоих вариантов схем:

$R_{тр}$-активное сопротивление трансформатора

$X_{тр}$-реактивное сопротивление трансформатора

$$G_т = \frac{N \cdot \Delta P_{xx}}{U_{ном}^2}, \quad (5.1)$$

где $G_т$ −активная проводимость трансформатора

N-число трансформаторов

где, ΔP_{xx} −активные потери ХХ трансформатора

$U_{\text{ном}}^2$ −номинальное напряжение трансформатора

$$B_{\text{т}} = \frac{N \cdot \Delta Q_{xx}}{U_{\text{ном}}^2}, \quad (5.2)$$

где $B_{\text{т}}$-реактивная проводимость трансформатора

ΔQ_{xx}-активные потери ХХ

Таблица5.2-Данные силовых трансформаторов

№	Тип	$R_{\text{тр}}$			$X_{\text{тр}}$			$G_{\text{т}}$	$B_{\text{т}}$
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	мкСм	мкСм
3	2•ТД 40000/110/10	1,29	-	-	31,76	-	-	2,48	18,18
4	2•ТДН16000/110/10	4,39	-	-	86,79	-	-	1,36	6,05

РАСЧЕТ РЕЖИМА МАКСИМАЛЬНЫХ НАГРУЗОК

Согласно исходным данным напряжение на шинах 115кВ. Суммарная нагрузка всех потребителей на пониженных ПС сети 113,1 МВт.

Карта режима максимальных нагрузок представлена на рисунке 3. В ходе расчета максимальногорежима сети получили мощность, выходящую из смежной системы26,63+j54,37МВА

Исходя из расчета, получим потери активной мощности 1,632МВт

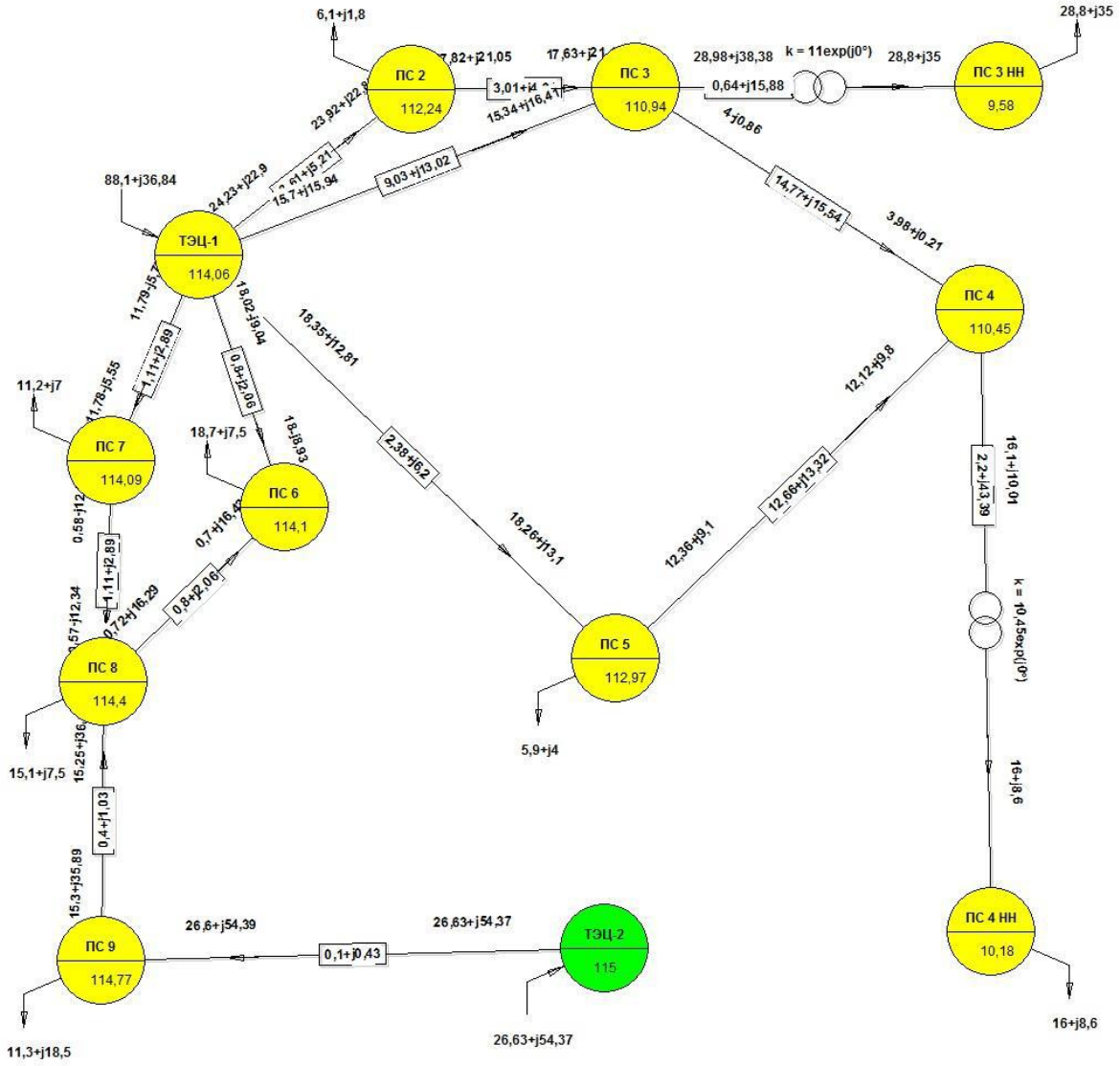


Рисунок 3. Карта режима – режим максимальных нагрузок

Таблица 5.3- Загрузка линии (в расчете на одну цепь)

№ВЛ	ЭС1-2	2-3	3-4	ЭС1-3	4-5	ЭС1-5	ЭС1-7	ЭС1-6	8-9	7-8	6-8
Значение тока каждой ВЛ,А											
норм режим	146,3	118,6	16,2	112,5	87,8	120,14	63,9	98,3	173,2	52,6	68,5
Послеаварийный режим (отключение одной ВЛ или одной цепи в случае двуцепной линии											
ЭС1-2	-	33,6	47,3	221,1	133,2	165,4	63,8	98,4	182,8	56,3	73,8
2-3	32	-	41,3	200	124	156	63,8	98,3	179,5	55	72
3-4	146,2	119,8	-	112,8	93,7	126,6	64,4	99,2	177,6	54,5	71,2
ЭС1-3	234	206	35	-	118,2	150,4	64,2	98,9	73,3	56	73,3
4-5	196,9	168,6	95,4	155	-	34,6	64,1	98,8	182	56	73,4
ЭС1-5	151,7	123,9	21,6	117	78,3	111,6	64,2	98,9	176,5	54	70,5
ЭС1-7	146,3	118,6	16,2	112,5	87,8	120,14	63,9	98,3	173,2	52,6	68,5
ЭС1-6	146,3	118,6	16,2	112,5	87,8	120,14	63,9	98,3	173,2	52,6	68,5
8-9	146,3	118,6	16,2	112,5	87,8	120,14	63,9	98,3	173,2	52,6	68,5
7-8	146,3	118,6	16,2	112,5	87,8	120,14	63,9	98,3	173,2	52,6	68,5
6-8	146,3	118,6	16,2	112,5	87,8	120,14	63,9	98,3	173,2	52,6	68,5
$I_{нб.макс,А}$	234	206	95,4	221,1	133,2	165,4	64,4	99,2	182,8	56,3	73,8
$n_c * F_c$	-	-	-	-	-	2•185	185	185	2•185	185	185
$I_{доп,А}{}^{c}$	-	-	-	-	-	612	612	612	612	612	612
$n_0 * F_0$	95	95	70	95	70	2•185	185	185	2•185	185	185
$I_{доп,А}{}^{0}$	396	396	318	396	318	612	612	612	612	612	612
$k_в$	0,59	0,52	0,3	0,55	0,41	0,27	0,1	0,16	0,29	0,09	0,12

Суммарные потери активной мощности (P): 1,632 МВт
Потери в ЛЭП: 1,355 МВт
- нагрузочные в ЛЭП: 1,351 МВт
- условно-постоянные в ЛЭП (корона): 0,005 МВт
Потери в трансформаторах: 0,277 МВт
- нагрузочные в трансформаторах: 0,183 МВт
- условно-постоянные в трансформаторах (холостого хода): 0,094 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): 1,308 МВАр
Потери в ЛЭП: -3,488 МВАр
- индуктивные: 2,167 МВАр
- зарядная мощность ЛЭП: -5,654 МВАр
Потери в трансформаторах: 4,795 МВАр
- потери рассеяния: 4,2 МВАр
- намагничения (холостого хода): 0,595 МВАр

Таблица 5.4- Напряжения в узлах максимальный режим

№	Узлы (Станции и подстанции)	Напряжения на узлах
1	ПС 2	112,24
2	ПС 3	110,94
3	ПС 3 НН	9,58
4	ПС 4	110,45
5	ПС 4 НН	10,18
6	ПС 5	112,97
7	ПС 6	114,1
8	ПС 7	114,09
9	ПС 8	114,4
10	ПС 9	114,77
11	ЭС -1	114,06
12	ТЭЦ-2(балансирующий)	115

Итог: В максимальном режиме напряжение на шинах 10кВ должны находиться в допустимых 9,5-10,5кВ. Анализируя данные результаты,напряжение на шинах 10кВ соответствуют допустимым.

РАСЧЕТ РЕЖИМА МИНИМАЛЬНЫХ НАГРУЗОК

Согласно исходным данным напряжение на шинах 114кВ. Суммарная нагрузка всех потребителей составляет 70% от режима максимальных.

Карта режима минимальных нагрузок представлена на рисунке 4. В ходе расчета нормального режима сети получили мощность, уходящую в смежную систему 15,19-j19,27МВА

Исходя из расчета, получим потери активной мощности 0,944МВт

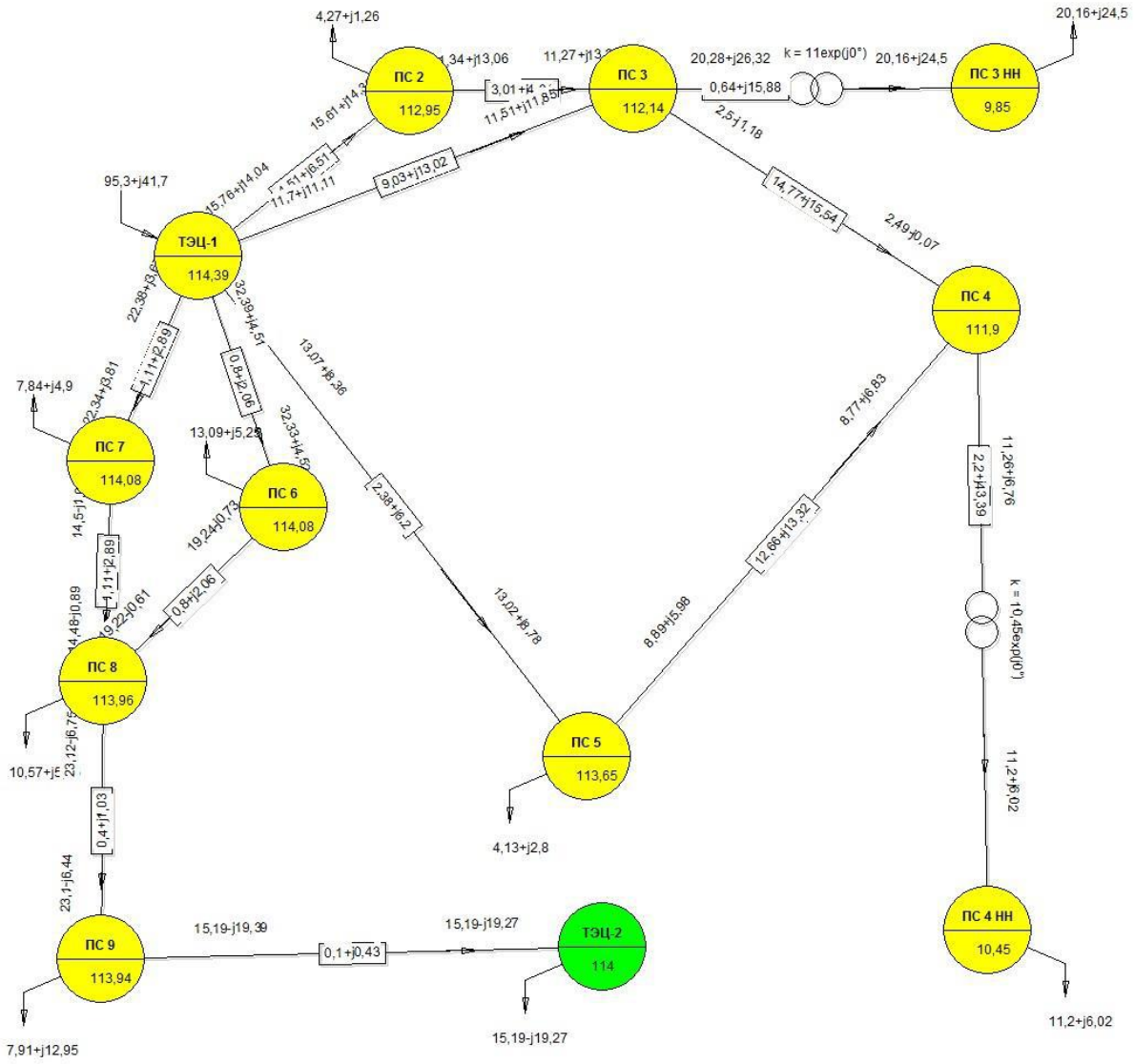


Рисунок 4. Карта режима – режим минимальных нагрузок

Суммарные потери активной мощности (P): 0,944 МВт
Потери в ЛЭП: 0,763 МВт
- нагрузочные в ЛЭП: 0,758 МВт
- условно-постоянные в ЛЭП (корона): 0,005 МВт
Потери в трансформаторах: 0,181 МВт
- нагрузочные в трансформаторах: 0,085 МВт
- условно-постоянные в трансформаторах (холостого хода): 0,096 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): -1,961 МВАр
Потери в ЛЭП: -4,518 МВАр
- индуктивные: 1,303 МВАр
- зарядная мощность ЛЭП: -5,821 МВАр
Потери в трансформаторах: 2,558 МВАр
- потери рассеяния: 1,949 МВАр
- намагничения (холостого хода): 0,609 МВАр

Таблица 5.5- Напряжения в узлах минимальный режим.

№	Узлы (Станции и подстанции)	Напряжения на узлах
1	ПС 2	112,95
2	ПС 3	112,14
3	ПС 3 НН	9,85
4	ПС 4	111,9
5	ПС 4 НН	10,45
6	ПС 5	113,65
7	ПС 6	114,08
8	ПС 7	114,08
9	ПС 8	113,96
10	ПС 9	113,94
11	ЭС -1	114,39
12	ТЭЦ-2(балансирующий)	114

Итог: В минимальном режиме напряжение на шинах 10кВ должны находиться в допустимых 9,5-10,5кВ. Анализируя данные результаты, ненужно регулировать напряжение с помощью РПН.

РАСЧЕТ ПОСЛЕАВАРИЙНОГО РЕЖИМА

Согласно исходным данным напряжение на шинах 112кВ. Нагрузка потребителей также как в нормальном режиме

Рассмотрим один из самых тяжелых режимов работы сети- отключение ВЛ ЭС1-2 110кВ.

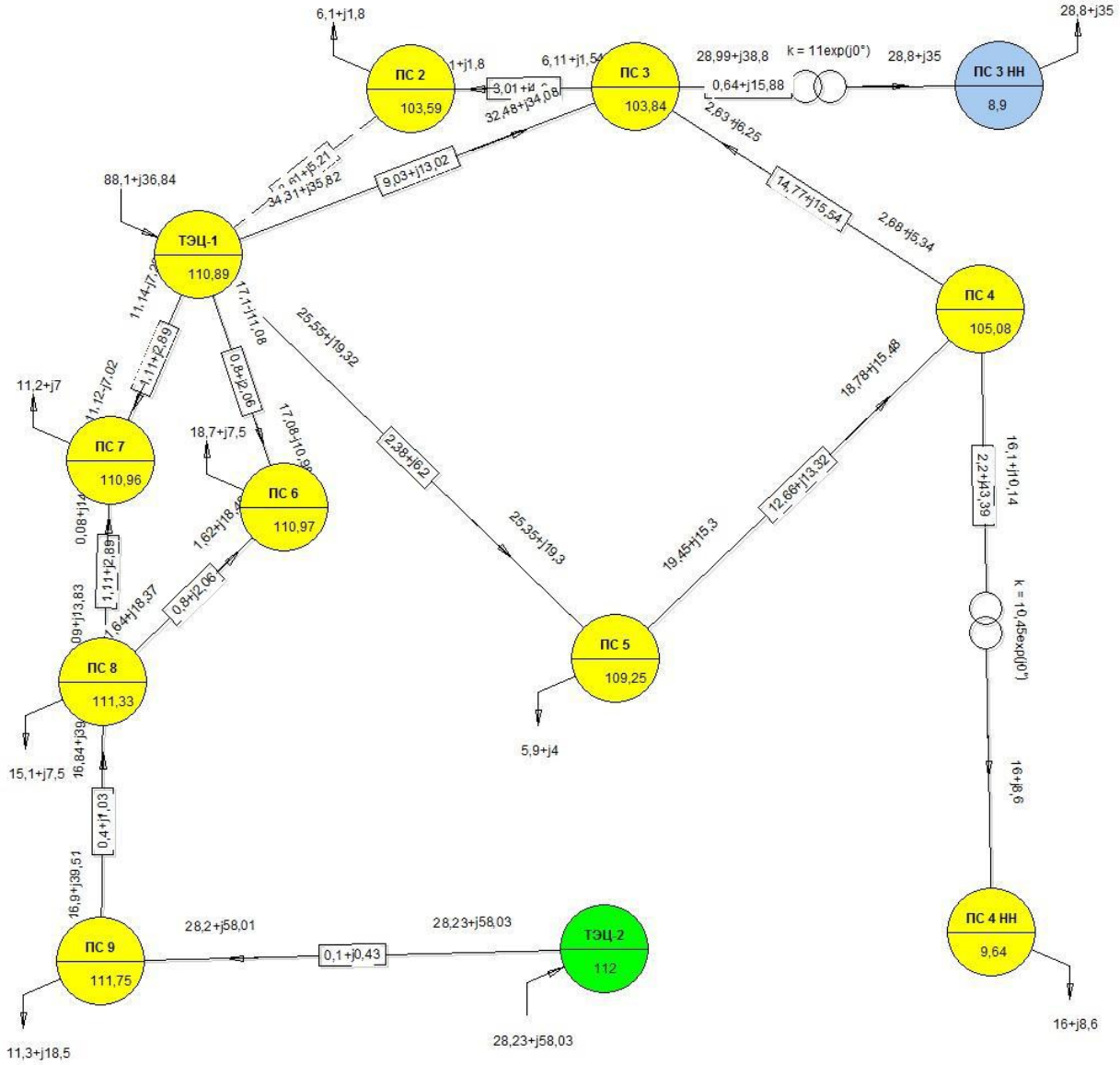


Рисунок 5. Карта режима – режим послеаварийных нагрузок

Суммарные потери активной мощности (P): 2,564 МВт
Потери в ЛЭП: 2,274 МВт
- нагрузочные в ЛЭП: 2,27 МВт
- условно-постоянные в ЛЭП (корона): 0,004 МВт
Потери в трансформаторах: 0,29 МВт
- нагрузочные в трансформаторах: 0,204 МВт
- условно-постоянные в трансформаторах (холостого хода): 0,085 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): 4,188 МВАр
Потери в ЛЭП: -1,035 МВАр
- индуктивные: 3,344 МВАр
- зарядная мощность ЛЭП: -4,379 МВАр
Потери в трансформаторах: 5,223 МВАр
- потери рассеяния: 4,681 МВАр
- намагничения (холостого хода): 0,542 МВАр

Таблица 5.7- Напряжения в узлах послеаварийный режим

№	Узлы (Станции и подстанции)	Напряжения на узлах
1	ПС 2	103,59
2	ПС 3	103,84
3	ПС 3 НН	8,9
4	ПС 4	105,08
5	ПС 4 НН	9,64
6	ПС 5	109,25
7	ПС 6	110,97
8	ПС 7	110,96
9	ПС 8	110,97
10	ПС 9	111,75
11	ЭС -1	110,89
12	ТЭЦ-2(балансирующий)	112

Итог: В послеаварийном режиме напряжение на шинах 10кВ должны находиться в допустимых 9,5-10,5кВ, а в предельных 9,0-10,0кВ. Анализируя данные результаты, некоторые значения напряжений на шинах 10кВ не соответствуют допустимым, соответственно нужно регулировать напряжение с помощью РПН. ПС 3 напряжение на стороне 10кВ =8,9кВ, регулируем напряжение с помощью РПН.

РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЕ У ПОТРЕБИТЕЛЯ

Согласно ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» на выводах электроприемников в допустимых пределах $\pm 5\%$ от номинального напряжения (380/220В; 6и 10 кВ), а предельно установившиеся отклонения $\pm 10\%$ ненормальных режимах работы сети)

В нормальном режиме значения напряжений на шинах 10кВ должны находиться в допустимых пределах 9,5-10,5кВ. Рекомендуемое напряжение на НН в режиме максимальных нагрузок 10,5кВ

Анализируя результаты (табл5,1 рис3), не которые значения напряжений не соответствуют допустимым, поэтому будем регулировать напряжение с помощью РПН.

Произведем регулирование напряжения на примере ПС 3.

ПС 3-РПН: $2 \pm 2{,}5\%$

Найдем количество требуемых отпаек:

$$n = \frac{\frac{U_{10кВ}}{U_{жел10кВ}}}{\frac{2{,}5}{100}} = \frac{\frac{9{,}58}{10{,}5} - 1}{\frac{2{,}5}{100}} = -3{,}5 \qquad (6.1)$$

Округляем в ближнюю сторону n=-2

$$U_{10кВ} = \frac{U_{10кВ}}{1 - \frac{2{,}5 \cdot n}{100}} = \frac{9{,}58}{1 - \frac{2{,}5 \cdot 2}{100}} = 10{,}09кВ \qquad (6.2)$$

Регулирование напряжения для всех ПС сведем в таблицу 6.1. Затем произведем окончательный перерасчет максимального режима сети. Карты режимов- режим максимальный/ минимальный/ послеаварийный представлены на рис 3,4,5.

Таблица 6.1-Сведения регулирование напряжения .

№ПС	3 10кВ	4 10кВ
максимальный режим		
$U_{10кВ,}$кВ	9,58	10,18
$U_{жел10кВ,}$кВ	10,09	10,56
№ отпайки	-2(2,5)	-2(1,78)
Кт	10,45	10,082
минимальный режим		
$U_{10кВ,}$кВ	9,85	10,45
$U_{жел10кВ,}$кВ	10,37	10,63
№ отпайки	-2	-1
Кт	10,45	10,268
послеаварийный режим		
$U_{10кВ,}$кВ	8,9	9,64
$U_{жел10кВ,}$кВ	9,37	10,59
№ отпайки	-2	-5
Кт	10,45	9,52

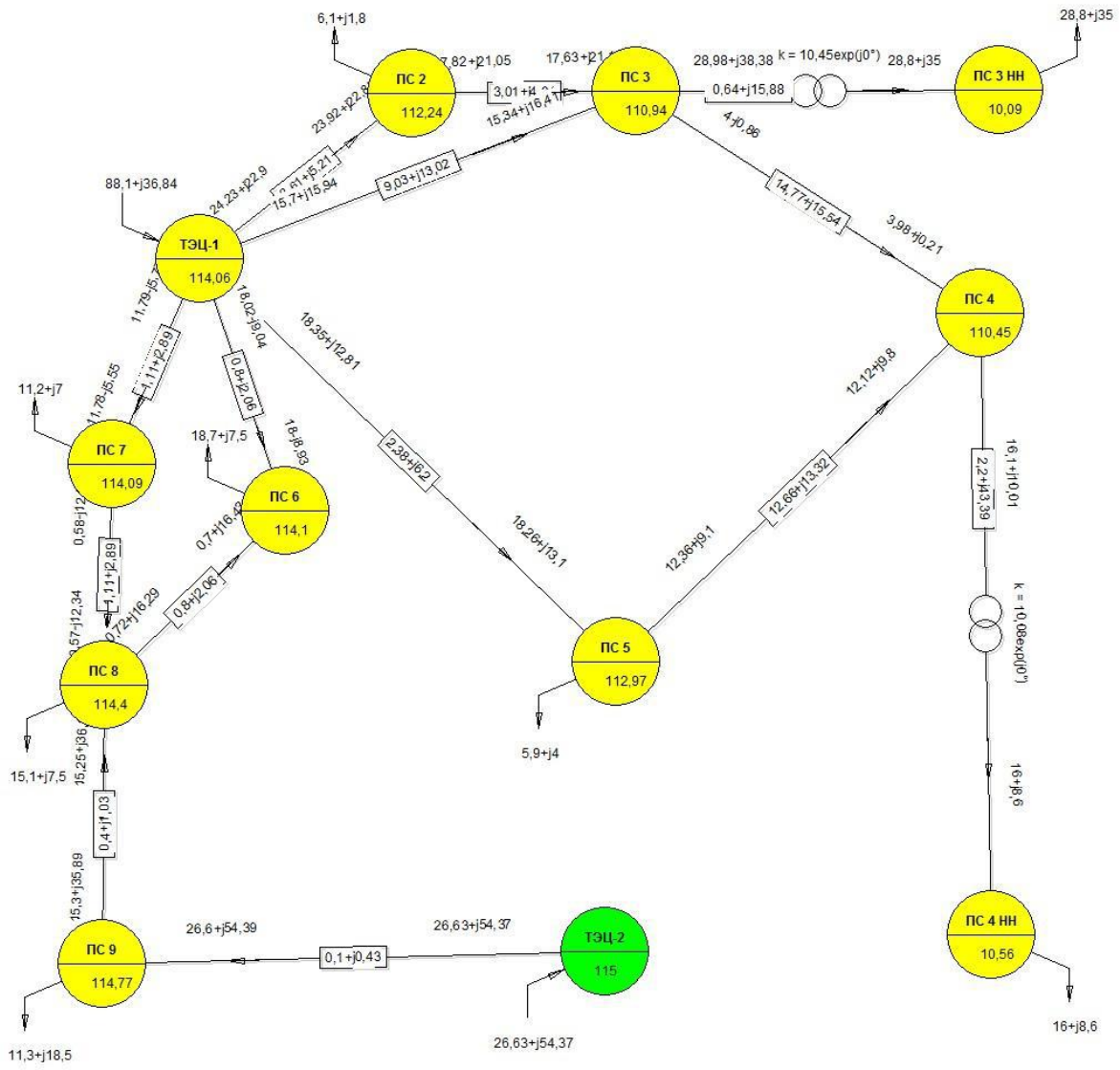


Рисунок 6. Карта режима – режим максимальных нагрузок (регулирование напряжения)

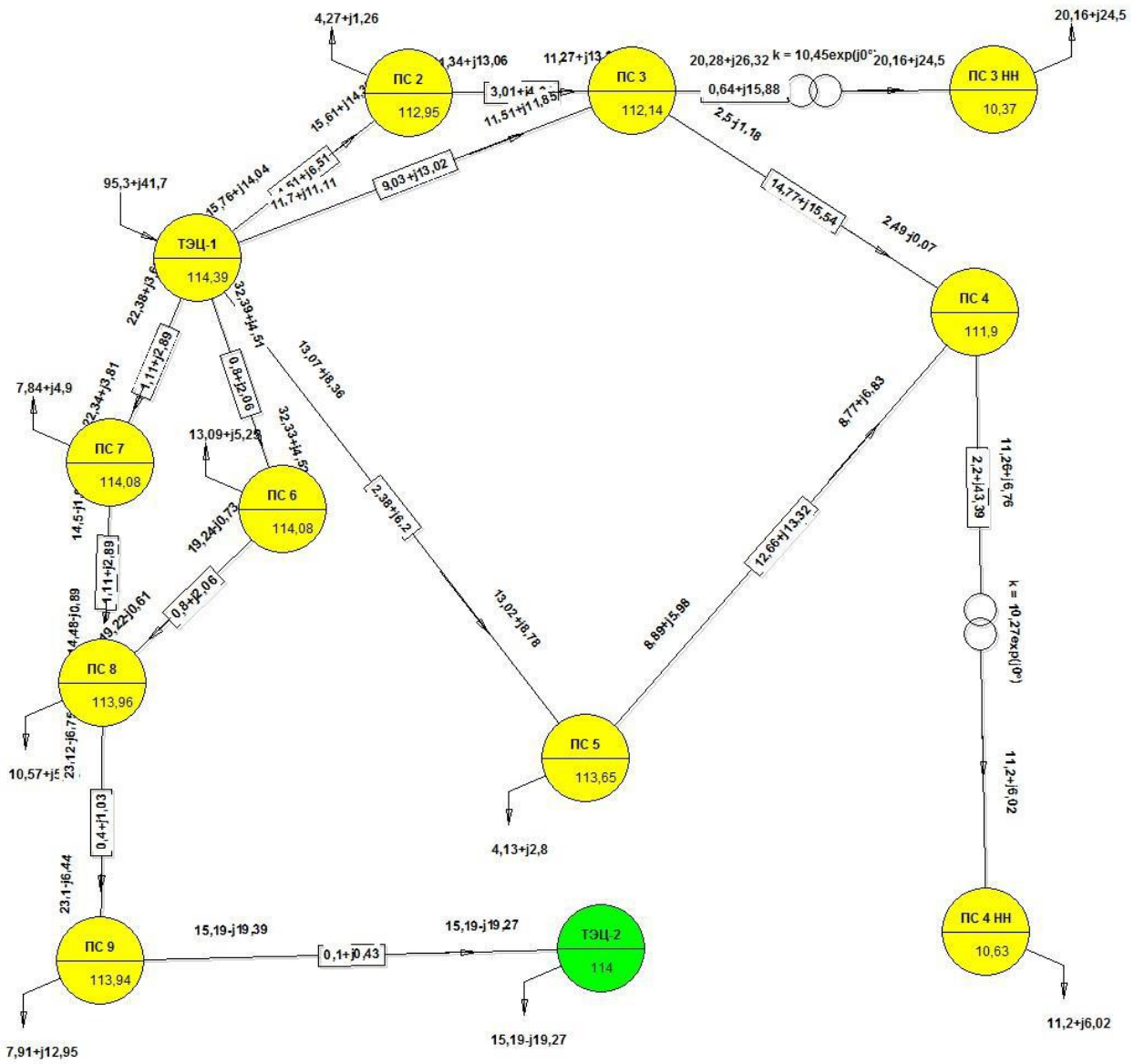


Рисунок 7. Карта режима – режим минимальных нагрузок (регулирование напряжения)

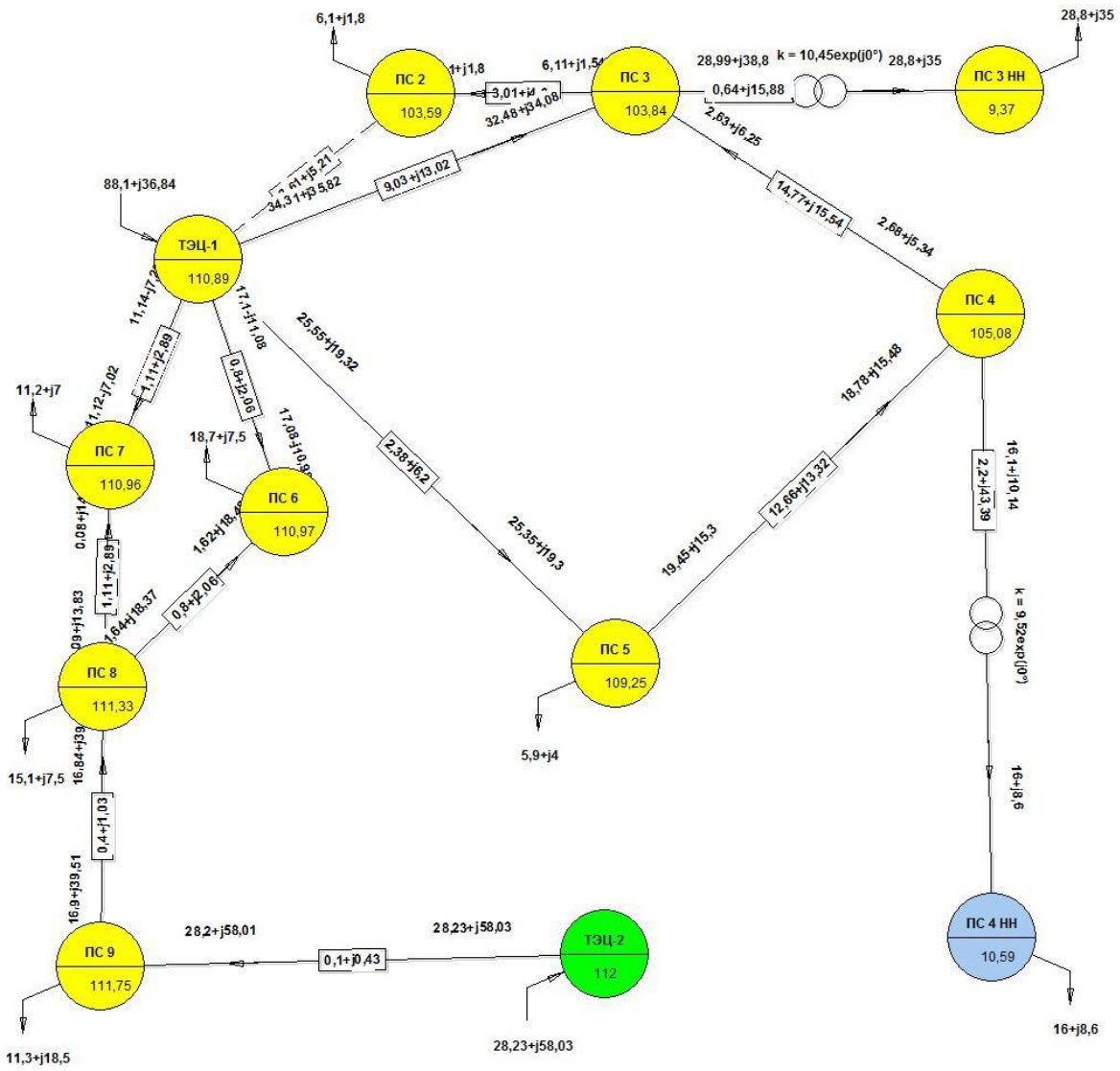


Рисунок 8. Карта режима – режим послеаварийных нагрузок (регулирование напряжения)

РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СПРОЕКТИРОВАННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

РАСЧЕТ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ НА СООРУЖЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Расчет капитальных вложений на сооружение электрической сети.

$$К_{\sum сети} = К_{\sum РУ} + К_{л\sum} + К_{ЭС\sum} + К_{ПС\sum}, \quad (7.1)$$

где, $К_{л\sum}$- капиталовложения в ЛЭП

$К_{ПС\sum}$-капиталовложение в ПС

Расчет капиталовложений на строительство ЛЭП

$$К_{л\sum} = \sum_{n-1}^{m} К_{ст} \cdot l, \quad (7.2)$$

где, $К_{уд}$- удельная стоимость сооружения 1 км линии электропередачи

L-фактическая длина линии электропередач, км.

$$L = k_{удл} \cdot l, \quad (7.3)$$

где, $k_{удл}$-коэффициент удлинения

l-расстояние по прямой, км

Коэффициент удлинения для удобств учтен в начале расчетов в длине линий

Таблица 7.1-Затраты на сооружение линий

Линия	L,км	Число цепей	Uном, кВ	Fном, мм^2	Ко, тыс.руб/км	Кл, тыс.руб	Кл сум, тыс.руб
ЭС1-3	30	1	110	95	811,6	24348	77102
5-4	30	1	110	70	811,6	24348	
3-4	35	1	110	70	811,6	28406	

РАСЧЕТ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ПС И СТАНЦИЙ

$$К_{ПС} = К_{тр} + К_{ру} + К_{доп} + К_{пост}, \quad (7.4)$$

, где$К_{тр}$-капиталовложения в трансформаторы

$К_{ру}$-капиталовложения в РУ (ВН)

$К_{доп}$-капиталовложения в дополнительное оборудование(не учитываем)

$К_{пост}$- постоянная часть затрат по ПС

Укрупненные стоимостные показатели возьмем из стандарта [13]

Таблица 7.2-Стоимость силовых трансформаторов сети

ПС/Ст	Кол-во тр-в	Sном, МВА	Uном, кВ	Цена одного тра-ра , тыс.руб/км	Цена, тыс.руб	Цена всех тр-ов сети тыс.руб
ЭС1	2	63	110/10	12377	24754	56098
3	2	40	110/10	9823	19646	
4	2	16	110/10	5849	11698	

Таблица 7.3-Стоимость распределительных устройств сети

Узел	Кол-во Q	Uном, кВ	Электрическая схема ПС на стороне ВН	Расчетная стоимость ячейки с выключателем, тыс.руб	Цена ОРУ узла тыс.руб
ЭС-1	2	110/10	13-Две несекцсист	4616	9232
ПС-3	6	110/10	9-Одна секцсист	4616	27696
ПС-4	2	110/10	4Н-Блок с выкл	4616	9232

Таблица 7.4-Постоянная часть ПС сети

Узел	Uном, кВ	Электрическая схема ПС на стороне ВН	Постоянная часть, тыс.руб	Цена ОРУ узла тыс.руб
ЭС-1(рекон)	110/10	13-Две несекцсист	19740	52405
ПС-3(рекон)	110/10	9-Одна секцсист	22325	
ПС-4	110/10	4Н-Блок с выкл	10340	

$$К_{ПС} = 56098 + 46160 + 52405 = 154663 \text{ тыс. руб}$$

Капиталовложения в сеть (новые объекты)

$$К_{сети} = 77102 + 56098 + 46160 + 52405 = 231765 \text{ тыс. руб}$$

РАСЧЕТ ИЗДЕРЖЕК НА РЕМОНТ И ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ:

$И_{\sum сети}$ ежегодные суммарные эксплуатационные расходы по сети, которые включают в себя отчисления на амортизацию всех элементов сети, расходы на текущий ремонт и обслуживание линий и ПС

$И_{\sum сети} = И_{\sum ПС} + И_{\sum ЛЭП}$-отчисления на амортизацию для линии(2,8%)

$$И_{\sum ЛЭП} = К_{ЛЭП} \cdot А_{от.лин} = 77102 \cdot 0{,}028 = 2158{,}85 \text{ тыс. руб/год} \qquad (7.5)$$

$$И_{\sum ПС} = К_{ПС} \cdot А_{от.ПС} = 154663 \cdot 0{,}103 = 15930{,}29 \text{ тыс. руб/год}$$

$$И_{\sum сети} = 2158{,}85 + 15930{,}29 = 18089{,}14 \text{ тыс. руб/год}$$

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ:

Используем режим максимальных нагрузок, где потери мощности в линиях и трансформаторах уже посчитаны.

1. Суммарные потери активной мощности в линиях и трансформаторах:

$\Delta P_{ст} = 1{,}632$ МВт

$\tau = 4591{,}8$ч

Потери электроэнергии и затраты на возмещение потерь сети:

$$\Delta P_{пост} = \Delta P_{хх\ сум} = 0{,}5\ МВт$$

$$\sum \Delta Э = \Delta P_{ст}\tau + \Delta P_{хх\ сум} T_{max} = 1{,}632 \cdot 4591{,}8 + 0{,}5 \cdot 8760 = 11873{,}81\ МВт \cdot ч/год \quad (7.6)$$

$$И_{\Delta Э} = Ц_{э} \sum \Delta Э = 3{,}9 \cdot 11873{,}81 = 46307{,}86\ тыс.\ руб/год \quad (7.7)$$

В процентах от переданной в электрическую сеть электроэнергии годовые потери электроэнергии в сети составляет:

$$\Delta Э = \frac{\Delta Э_{год}}{Э_{год}} \cdot 100\% = \frac{\Delta Э_{год}}{P_{c} \cdot T_{себ}} \cdot 100\% = \frac{11873{,}81}{146{,}6 \cdot 6000} \cdot 100\% = 1{,}35\ \% \quad (7.8)$$

РАСЧЕТ СЕБЕСТОИМОСТИ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СЕТИ:

Себестоимость передачи электроэнергии по спроектированной сети можно определить по формуле.

$$C = \frac{И_{сети} + И_{\Delta Э}}{\Delta Э_{год}} = \frac{И_{сети} + И_{\Delta Э}}{P_{c} \cdot T_{себ}} = \frac{18089{,}14 + 46307{,}86}{146{,}6 \cdot 6000} = 0{,}073\ руб/кВтч \quad (7.9)$$

ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА ПОДСТАНЦИИ

ВЫБОР ЧИСЛА И ТИПА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

На станцииТЭЦ-1 будут установлены два трансформатора. Установка одного трансформатора в данном случае недопустима по условиям надежности электроснабжения потребителей. Устанавливать три трансформатора и более также нецелесообразно, так как это увеличит общую стоимость подстанции.

В общем случае рекомендуется устанавливать на станции два трансформатора. Данное техническое решение обеспечивает минимальные приведенные затраты и надежное электроснабжение потребителей.

Выбор мощности трансформаторов производится таким образом, чтобы при выходе из работы наиболее мощного трансформатора, оставшиеся обеспечивали питание нагрузки во время ремонта или замены этого трансформатора с учетом допустимой перегрузки оставшихся в работе.

Таким образом, для обеспечения надежного электроснабжения на подстанции предусматриваем установку двух трансформаторов. В случае вынужденного отключения одного трансформатора второй принимает на себя всю нагрузку подстанции и может быть нагружен до $1{,}4 \cdot S_{ном.т}$.

В аварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов на 40% на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 ч в течение 5 суток подряд.

СТАНЦИИ ТЭЦ

Выбираем генераторы на ТЭЦ 110/10

Основываясь на исходных данных

Таблица 8.1-Технические характеристики генераторов

Тип генератора	$S_н$, МВ·А	$U_{ном}$, кВ	$I_н$, кА	$\cos\varphi$	x_d^{II}	Тип возбуждения	Охлаждение		n %
							Статор	Ротор	
BDAX 7-290ERHN-2	51,3	10,5	4,88	0.8	24.6	ВЧ	НВ	НВ	98.8

Выбираем трансформаторы по 4 режимам согласно НТП, если:

1. Если нагрузка с шин 10кВ максимальная

$$\frac{S_{расч1}^{max}}{2} = \frac{S_{нг1,2} - S_{сс1,2} - S_{max}}{2} = \frac{2(51,3) - 2(2,565) - 28,9}{2} \approx 34,3МВА \quad (8.1)$$

$$S_{сн} = \frac{P_{сн}\%}{100} \cdot S_{нг} = \frac{5}{100} \cdot 51,3 = 2,565МВА \quad (8.2)$$

$$S_{max}^{нагр} = \sqrt{P_{max}^2 + jQ_{max}^2} = \sqrt{24^2 + j16,2^2} = 28,9МВА \quad (8.3)$$

2. Если нагрузка с шин 6-10 кВ минимальная

Суммарная нагрузка всех потребителей составляет 70% от режима максимальных.

Т.е$S_{расч}^{min} = 0,7 \cdot S_{max}^{нагр} = 0,7 \cdot 28,9 \approx 20,2$ МВА

$$\frac{S_{расч2}^{min}}{2} = \frac{S_{нг1,2} - S_{сс1,2} - S_{min}}{2} = \frac{2(51,3) - 2(2,565) - 20,2}{2}$$

$$\approx 38,6МВА \quad (8.4)$$

3. Ремонтный режим –вывод в ремонт самого мощного генератора G-2

$$\frac{S_{расч3}^{max}}{2} = \frac{S_{нг1} - S_{сс1,2} - S_{max}}{2} = \frac{51,3 - 2(2,565) - 28,9}{2} \approx 8,6МВА \quad (8.5)$$

$$\frac{S_{\text{расч3}}^{min}}{2} = \frac{S_{\text{нг1}} - S_{cc1,2} - S_{min}}{2} = \frac{51,3 - 2(2,565) - 20,2}{2} \approx 13 \text{ МВА} \qquad (8.6)$$

4. Аварийный режим – выход из строя трансформатора связи Т1

(8.7)

$$S_{\text{расч4}}^{max} = S_{\text{нг1,2}} - S_{\text{сс1,2}} - S_{max} = 2(51,3) - 2(2,565) - 28,9 \approx 68,6\text{МВА}$$

(8.8)

$$S_{\text{расч4}}^{min} = S_{\text{нг1,2}} - S_{\text{сс1,2}} - S_{min} = 2(51,3) - 2(2,565) - 20,2 \approx 77,3 \text{ МВА}$$

Выбирают трансформаторы с РПН

Мощность трансформатора связи определится по условию :

$$S_{\text{н}} \geq \frac{S_{\text{расч}}^{\text{наиб}}}{K_{ab}} = \frac{77,3}{1,4} \approx 55,2 \text{ МВА} \qquad (8.9)$$

где $K_{ав} = 1,4$-коэффициент аварийной перегрузки.

Выбираем 2 трансформатора типа ТДН-63000/110

Таблица 8.2-Технические данные трансформаторов

№	Тип тран-ра	$U_{\text{н}}$, кВ			$P_{\text{хх}}$, кВт	$P_{\text{кз}}$, кВт	$I_{\text{хх}}$, %	$U_{\text{к}}$, %			Стандарт. ответвление.
		ВН	СН	НН				ВН	СН	НН	
1	ТДЦ63000/ 110/10	121	-	10,5	35	245	0,5	10,5	-	-	±2х2,5%

$$M_{ab} = \frac{S_{\text{ВН}}^{MAX}}{S_{\text{нг}}} \cdot 100 = \frac{77,3}{63} \cdot 100 = 122,7\ \% < 140\%$$

РАЗРАБОТКА УПРОЩЕННОЙ ПРИНЦИПИАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ СТАНЦИИ

ВЫБОР И ОПИСАНИЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ НА СТОРОНЕ ВН

Согласно исходным данным и имеющейся схеме РУ 110 кВ

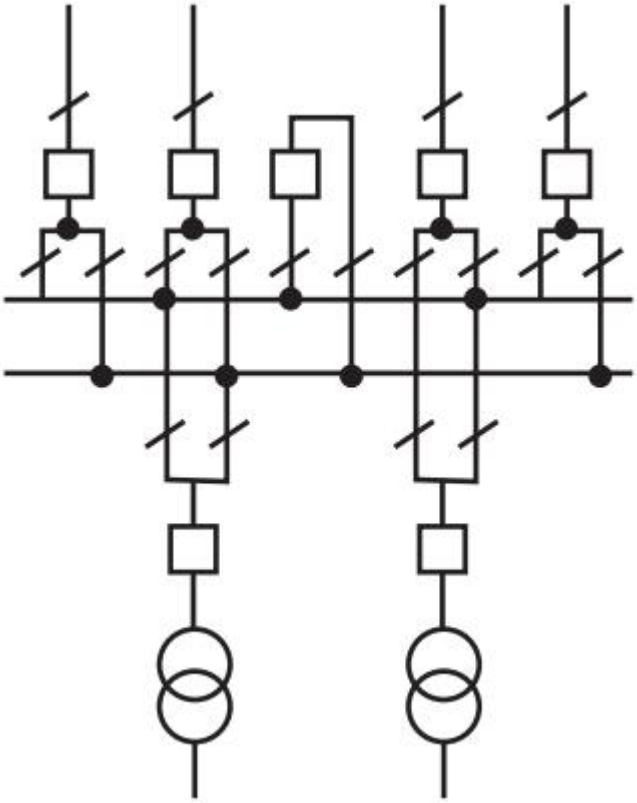


Рисунок 9.1 – Типовая схема две несекционированные системы шин.

ВЫБОР РАБОЧИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ СН

На ТЭЦ электроснабжение собственных нужд осуществляется путем устройства ответвления от блока и установки в этих цепях рабочих трансформаторов собственных нужд.

Трансформаторы собственных нужд выбираются по мощности собственных нужд каждого энергоблока и напряжению статора генератора. Но так, как мы посчитали активную и реактивную мощности собственных нужд, то осуществляем выбор трансформаторов собственных нужд по формуле:

$$S_{\text{с.н}} = \sqrt{{P_{\text{с.н}}}^2 + {Q_{\text{с.н}}}^2} = \sqrt{8{,}8^2 + 5{,}4^2} = 10{,}3 \text{ МВА} \quad (9.1)$$

Выбор трансформаторов:

Выбираем трансформаторы собственных нужд: типа ТДНС-16000/10/6,3 для РУВН 10кВ.

Таблица 9.1-Технические данные трансформатора с.н.

ТДНС-16000/10/6,3

Наименование параметра	ТДНС-16000/10/6,3
Номинальная полная мощность, (МВА)	16
Номинальное напряжение ВН, (кВ)	11
Номинальное напряжение НН, (кВ)	6.3-6,3;10,5-10,5;3,15-3,15
Потери холостого хода, (кВт)	7,4
Короткого замыкания ВН - НН, (кВт)	46,5
Напряжение КЗ ВН-НН, (%)	7,5
Ток холостого хода, (%)	0,8

РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

Коротким замыканием (К.З.) называют всякое случайное или преднамеренное, непредусмотренное нормальным режимом работы электрические соединение различных точек электроустановки между собой или землей, при котором токи в аппаратах и проводниках резко возрастают, превышая, как правило, расчетные значения нормального режима.

Составим расчётную схему (рис 10.1), рассматриваемой электроустановки , отметим точку КЗ:

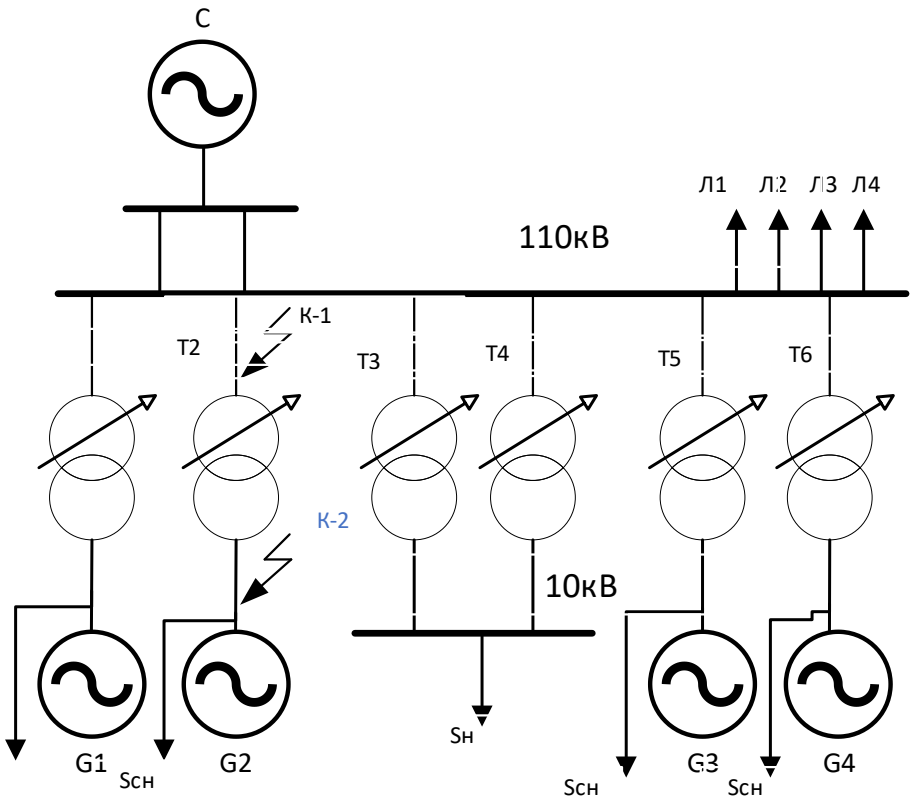


Рисунок 10.1 -Схема станции ТЭЦ-1 (С новыми генераторами G1,G2)

РАССЧИТАЕМ КЗ В ТОЧКЕ К-1

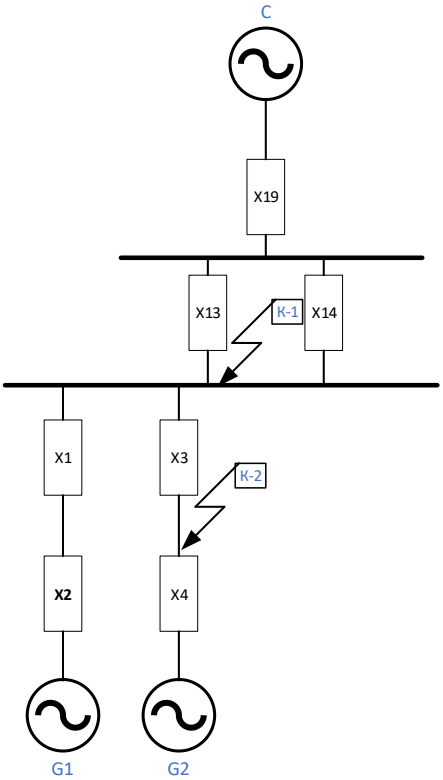


Рисунок 10.2-Схема замещения

Определяем сопротивление системы:

$$x_{19} = x_{сист} \frac{S_б}{S_{ном}} = 0{,}0083 \frac{100}{137{,}6} = 0{,}006 \qquad (10.1)$$

1) Определяем сопротивление линий:

$$x_{15} = x_{17} = x_{18} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^{\ 2}} = 0{,}413 \cdot 15 \cdot \frac{100}{115^2} = 0{,}046 \qquad (10.2)$$

$$x_{16} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^{\ 2}} = 0{,}413 \cdot 30 \cdot \frac{100}{115^2} = 0{,}093 \qquad (10.3)$$

$$x_{13} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^{\ 2}} = 0{,}413 \cdot 7 \cdot \frac{100}{115^2} = 0{,}021 \qquad (10.4)$$

$$x_{14} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^{\ 2}} = 0{,}413 \cdot 5 \cdot \frac{100}{115^2} = 0{,}0156 \qquad (10.5)$$

2) Определяем сопротивление трансформаторов:

$$x_1 = x_3 = x_5 = x_7 = \frac{x_{m\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}} = \frac{10{,}5}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0{,}166$$

$$x_9 = x_{11} = \frac{10{,}5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0{,}42 \qquad (10.6)$$

3)Определяем сопротивление генераторов:

$$x_2 = x_4 = x_d`` \cdot \frac{S_б}{S_{ном\,G}} = 0{,}215 \cdot \frac{100}{51{,}3} = 0{,}42$$

$$x_{10} = x_{12} = 0{,}131 \cdot \frac{100}{25} = 0{,}524 \qquad (10.7)$$

$$x_{20} = \frac{x_{13} \cdot x_{14}}{x_{13} + x_{14}} = \frac{0{,}21 \cdot 0{,}156}{0{,}21 + 0{,}156} = 0{,}09$$

$$x_{21} = \frac{x_{15} \cdot x_{16} \cdot x_{17} \cdot x_{18}}{x_{15} + x_{16} + x_{17} + x_{18}} = \frac{0{,}468 \cdot 0{,}93 \cdot 0{,}468 \cdot 0{,}468}{0{,}468 + 0{,}93 + 0{,}468 + 0{,}468} = 0{,}04$$

$$x_{22} = x_1 + x_2 = 1{,}66 + 3{,}4 = 5{,}06$$

$$x_{23} = x_3 + x_4 = 1{,}66 + 3{,}4 = 5{,}06$$

$$x_{24} = \frac{x_5 \cdot x_7}{x_5 + x_7} = \frac{1{,}66 \cdot 1{,}66}{1{,}66 + 1{,}66} = 0{,}83$$

$$x_{25} = x_9 + x_{10} = 0{,}42 + 0{,}8 = 1{,}22$$

$$x_{26} = x_{11} + x_{12} = 0{,}42 + 0{,}8 = 1{,}22$$

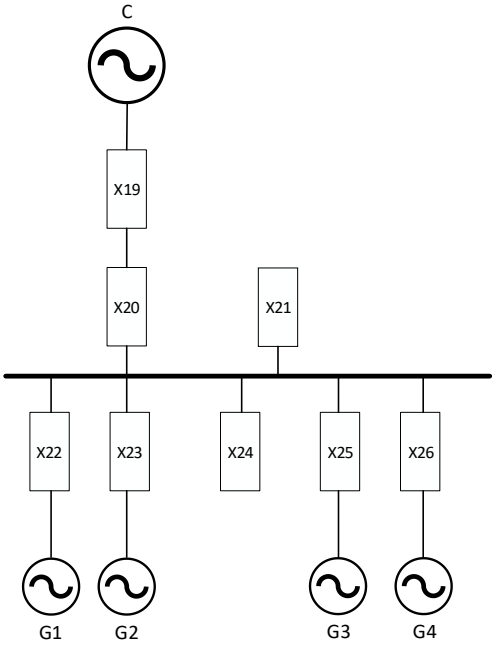


Рисунок 10.3-Упрощаем схему(Рисунка 10.2)

$$x_{27} = x_{19} + x_{20} = 0{,}3 + 0{,}59 = 0{,}89$$

$$x_{28} = \frac{x_{22} \cdot x_{23} \cdot x_{24} \cdot x_{25} \cdot x_{26}}{x_{22} + x_{23} + x_{24} + x_{25} + x_{26}} = \frac{5{,}06 \cdot 5{,}06 \cdot 0{,}83 \cdot 1{,}22 \cdot 1{,}22}{5{,}06 + 5{,}06 + 0{,}83 + 1{,}22 + 1{,}22} = 2{,}36$$

$$x_{29} = \frac{x_{27} \cdot x_{21}}{x_{27} + x_{21}} = \frac{0{,}89 \cdot 0{,}04}{0{,}89 + 0{,}04} = 0{,}038$$

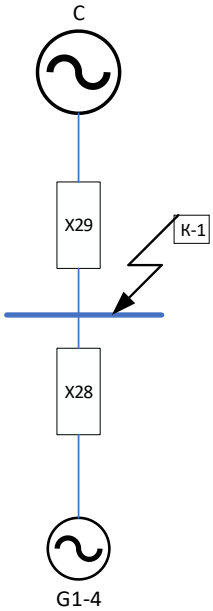


Рисунок 10.4-Упрощаем схему(Рисунка 10.3)

РАССЧИТАЕМ КЗ В ТОЧКЕ К-2

$$x_{20} = \frac{x_{13} \cdot x_{14}}{x_{13} + x_{14}} = \frac{0{,}021 \cdot 0{,}0156}{0{,}021 + 0{,}0156} = 0{,}009$$

$$x_{21} = \frac{x_{15} \cdot x_{16} \cdot x_{17} \cdot x_{18}}{x_{15} + x_{16} + x_{17} + x_{18}} = \frac{0{,}046 \cdot 0{,}093 \cdot 0{,}046 \cdot 0{,}046}{0{,}046 + 0{,}093 + 0{,}046 + 0{,}046} = 0{,}004$$

$$x_{22} = x_1 + x_2 = 0{,}166 + 0{,}34 = 0{,}5$$

$$x_{24} = \frac{x_5 \cdot x_7}{x_5 + x_7} = \frac{0{,}166 \cdot 0{,}166}{0{,}166 + 0{,}166} = 0{,}83$$

$$x_{25} = x_9 + x_{10} = 0{,}042 + 0{,}043 = 0{,}085$$

$$x_{26} = x_{11} + x_{12} = 0{,}042 + 0{,}043 = 1{,}22$$

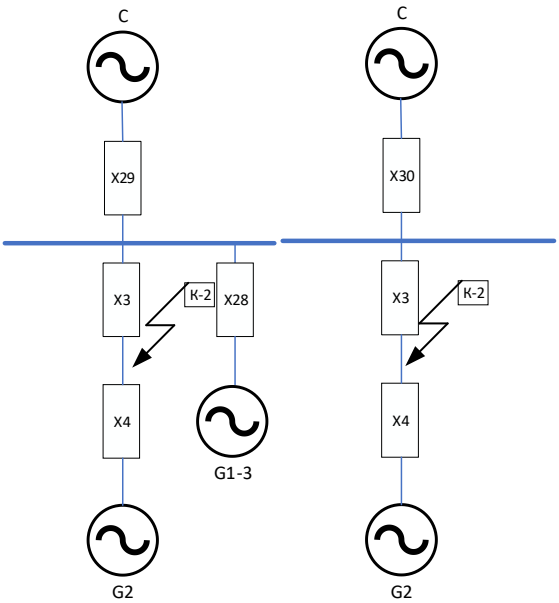


Рисунок 10.5-Упрощаем схему(Рисунка 10.2)

$$x_{27} = x_{19} + x_{20} = 0{,}3 + 0{,}59 = 0{,}89$$

$$x_{28} = \frac{x_{22} \cdot x_{24} \cdot x_{25} \cdot x_{26}}{x_{22} + x_{24} + x_{25} + x_{26}} = \frac{5{,}06 \cdot 0{,}83 \cdot 1{,}22 \cdot 1{,}22}{5{,}06 + 0{,}83 + 1{,}22 + 1{,}22} = 0{,}75$$

$$x_{29} = \frac{x_{27} \cdot x_{21}}{x_{27} + x_{21}} = \frac{0{,}89 * 0{,}04}{0{,}89 + 0{,}04} = 0{,}038$$

$$x_{30} = x_{29} + x_{28} = 0{,}038 + 0{,}75 = 0{,}788$$

$$x_{31} = x_{30} + x_3 = 0{,}788 + 0{,}166 = 0{,}954$$

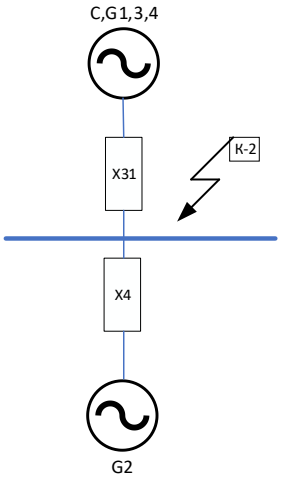


Рисунок 10.6-Упрощаем схему(Рисунка 10.5)

РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ КЗ

Основными параметрами режима КЗ являются:

$I''_{(0)}$ или $I_{п0}$ – начальное (сверхпереходное) значение периодической составляющей тока КЗ;

i_{at} – апериодическая составляющая тока КЗ для произвольного момента времени t;

$i_у$ – ударный ток;

$I_у$ – наибольшее действующее значение полного тока КЗ;

$S_к$ – мощность КЗ.

Для выбора электрооборудования достаточно определить первые три параметра короткого замыкания.

РАСЧЕТ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ СОСТОВЛЯЮЩЕЙ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ШИНАХ ПОДСТАНЦИИ

РАСЧЁТ УДАРНОГО ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ШИНАХ ПОДСТАНЦИИ

Для проверки аппаратов на динамическую стойкость определяют ударный ток короткого замыкания $i_{уд}$, который имеет место через 0,01 секунды после начала короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{п0}^{(3)}, \quad (10.8)$$

где, $k_{уд}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, соотношения индуктивного и активного сопротивлений цепи КЗ; для РУ 110 кВ принимаем$k_{уд1}$ = 1,717, для РУ 10 кВ$k_{уд2}$ = 1,82 – в соответствии с таблицей 2.2 [5].

Ударный ток КЗ

– на шинах ВН подстанции:

$$i_{уд.К1} = \sqrt{2} \cdot 1{,}717 \cdot 13{,}7 = 33{,}2кА$$

– на шинах НН подстанции:

$$i_{уд.К2} = \sqrt{2} \cdot 1{,}82 \cdot 5{,}7 = 14{,}6кА$$

РАСЧЁТ ВЕЛИЧИНЫ АПЕРИОДИЧЕСКОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ТОКА ТРЕХФАЗНОГО КЗ ДЛЯ ВСЕХ РУ

Апериодическая составляющая трехфазного КЗ определяется по формуле:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} I_{п0}^{(3)} \cdot e^{-\tau/T_a}, \quad (10.9)$$

где, τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$\tau = \tau_{з.\,min} + \tau_{с.в.}, \quad (10.10)$$

где, $\tau_{з.\,min}$– минимальное расчетное время срабатывания релейной защиты, $\tau_{з.\,min}$= 0,01 с;

$\tau_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя, принимается по

каталогам: $\tau_{с.в.}$ = 0,035 с для $U_{ном.выкл.}$ = 110 кВ (ВГТ-110II-40/2500ХЛ1), $\tau_{с.в.}$ = 0,05 с для $U_{ном.выкл}$= 10 кВ (Evolis 12-P2);

$T_а$ – значение постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с, принимается по [5].

Рассчитаем значение апериодической составляющей тока трехфазного КЗ для ввода РУ 110 кВ с предварительно принятым к установке выключателем ВГТ-110II-40/2500ХЛ1 с $\tau_{с.в.}$ = 0,035 с [6]:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 13{,}7 \cdot e^{-\frac{0{,}01+0{,}035}{0{,}03}} = 5{,}9 \text{ кА}$$

Рассчитаем значение апериодической составляющей тока трехфазного КЗ для ввода РУ 110 кВ с предварительно принятым к установке выключателем LF2-10II-40/2000ХЛ1 с $\tau_{с.в.}$ = 0,07 с [6]:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 5{,}7 \cdot e^{-\frac{0{,}01+0{,}07}{0{,}06}} = 2{,}4 \text{ кА}$$

По результатам расчетов составляется «сводная ведомость токов КЗ» в виде таблицы 4.2.

Разработка мероприятий по ограничению токов КЗ не требуется, так как анализ результатов расчетов показывает, что значения токов КЗ значительно ниже допустимых значений современного оборудования.

Таблица 10.1 – Сводная ведомость результатов расчета параметров ТКЗ

Точка КЗ	Источник	$I_{п0}$, кА	$i_у$, кА	$i_{ат}$, кА
К1 РУ ВН	Эквивалентный от всех источников «системы»	13,7	33,2	5,9
К2 НН Генератора	Эквивалентный от всех источников «системы»	5,7	14,6	2,4

РАСЧЁТ ТЕПЛОВЫХ ИМПУЛЬСОВ ТОКОВ КЗ

Для проверки проводников на термическую стойкость при коротком замыкании пользуются понятием теплового импульса $B_к$, характеризующего количество теплоты, выделившейся в проводнике.

Для удобства проверки выполним расчёт величины теплового импульса для всех РУ по выражению:

$$B_к = I_{п0}^2 \cdot (t_{откл} + T_а) \qquad (10.11)$$

где $I_{п0}$ – начальное значение периодической составляющей тока к.з., кА;

$T_а$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока к.з., с, при проектировании принимаются усредненные значения из [5].

Для расчета тепловых импульсов токов к.з. составляем схему селективности работы релейной защиты подстанции, рис. 4.3.

Полное время отключения:

$$\mathbf{t}_{откл} = t_{РЗ} + t_{СР} + t_В, \qquad (10.12)$$

где $t_{РЗ}$ – выдержка времени срабатывания релейной защиты, с (рис. 4.4.);

$t_{СР}$ – собственное время срабатывания релейных защит, $t_{СР} = 0{,}1$ с;

$t_В$ – полное время отключения высоковольтного выключателя, $t_В \approx 0{,}1$ с.

Расчетное значение теплового импульса для ввода РУ 110 кВ:

$$B_k = 13{,}7^2(0{,}2 + 0{,}1 + 0{,}1 + 0{,}03) = 80{,}7 кА^2 с$$

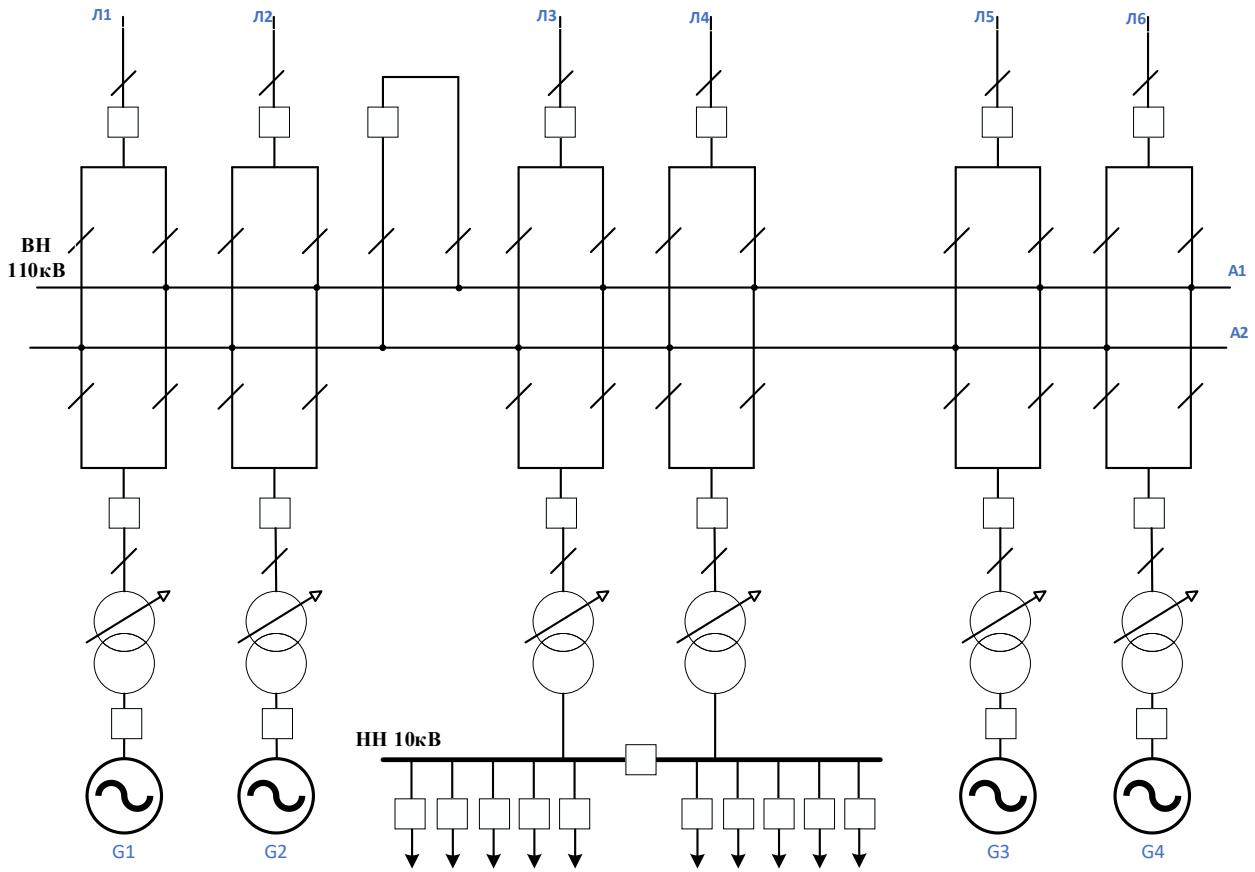


Рис. 10.7- Расчетные зоны по токам КЗ для подстанции металлургического комбината

Расчеты для остальных РУ выполняются аналогично. Результаты представлены в таблице 10.7

Таблица 10.2 – Результаты расчета значений тепловых импульсов для основных присоединений подстанции

РУ, точка КЗ	$I_{п0}$, кА	$T_а$, с	$t_{рз}$, с	$T_{откл}$, с	$B_к$, кА^2 · с
РУ-110 кВ К1	19,3	0,03	0,2	0,1+0,1+0,2 = 0,4	$19{,}3^2(0{,}03+0{,}4) = 160{,}1$
РУ 10 кВ К2	5,7	0,05	1,5	0,1+0,1+1,5 = 1,7	$28.2^2(0{,}05+1{,}7)= 1391{,}6$
	28,2	0,05	1,0	0,1+0,1+1,0 = 1,2	$28{,}2^2(0{,}05+1{,}2)= 994$
	28,2	0,01	0,5	0,1+0,1+0,5 = 0,7	$28{,}2^2(0{,}01+0{,}7)= 564{,}6$

ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВАВЫСШЕГОНАПРЯЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ

Выбор коммутационной аппаратуры

Коммутационный аппарат – электрический аппарат, предназначенный для коммутации электрической цепи и снятия напряжения с части электроустановки.

ВЫБОР И ПРОВЕРКА ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Согласно [7] выключателем называется коммутационный электрический аппарат, имеющий два коммутационных положения или состояния и предназначенный для включения и отключения тока.

Предварительно для ввода трансформатора РУ 110 кВ произведем выбор элегазового выключателя для наружной установки ВГТ-110II-40/2500ХЛ1

Проверим выбранный тип выключателя по следующим параметрам:

а) по напряжению электроустановки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (11.1)$$

где, $U_{уст}$ – номинальное напряжение установки, кВ;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение выключателя, кВ.

110 кВ = 110 кВ.

б) по длительному номинальному току:

$$I_{раб.max} \leq I_{ном}, \quad (11.2)$$

где, $I_{ном}$ – номинальный ток выключателя, А;

$I_{раб.max}$ – максимальный рабочий ток в месте присоединения выключателя, А.

$$I_{max.т} = \frac{k_{пер} \cdot S'_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} \quad (11.3)$$

$$I_{раб.max} = \frac{1{,}4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 463 \text{ А}$$

$$I_{авар.пит.л} = \frac{S_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot (n_{ввод.л} - 1)} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot (2-1)} = 1312 \text{ А}$$

463 А < 2000 А

в) проверка на симметричный ток отключения:

$$I_{п0}^{(3)} \leq I_{откл.н}, (11.4)$$

где, $I_{п0}^{(3)}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ, кА;

$I_{откл.\ н}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА.

13,7 кА < 40 кА

г) по возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{а\tau} \leq i_{а.ном} (11.5)$$

или

$$\beta \leq \beta_{норм}, \quad (11.6)$$

где, $i_{а.ном}$ – номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для момента времени τ:

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{отк.ном}}{100}, 11.7)$$

где, $\beta_{норм}$– нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %, $\beta_{норм} = 40$ %,

$i_{а\tau}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов выключателя τ:

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,6 \text{ кА}.$$

5,9 кА < 22,6 кА.

Так как условие (5.4) выполняется, то проверку по отключающей способности по полному току КЗ производить не требуется.

д) по включающей способности:

$$i_{уд} \leq i_{вкл.ном}, (11.8)$$

$$I_{п.0} \leq I_{вкл.ном}, \text{ где} \quad (11.9)$$

где, $i_{уд}$– ударный ток КЗ в месте установки выключателя;

$I_{п.0}$– начальное значение периодической составляющей тока КЗ в месте установки выключателя;

$I_{вкл.ном}$ – номинальный ток включения выключателя, равный номинальному току отключения (начальное действующее значение периодической составляющей);

$i_{вкл.ном}$ – наибольший пик тока включения по каталогу.

Заводами-изготовителями соблюдается условие $i_{вкл.} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{вкл.}$, где $k_у$ – ударный коэффициент, нормированный для выключателей. Проверка по двум условиям необходима потому, что для конкретной системы $k_у$ может быть более 1,8 [8].

$$i_{уд} = 33{,}2кА < i_{вкл.ном} = 80кА$$

$$I_{п.0} = 13{,}7кА < i_{вкл.ном} = 40кА$$

е) на электродинамическую стойкость:

$$I_{пр.скв} \geq I_{п,0}, \quad (11.10)$$

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}, \quad (11.11)$$

где, $I_{пр.скв}$ – начальное действующее значение периодической составляющей сквозного предельного тока КЗ, равное номинальному току отключения выключателя, $I_{пр.скв} = 40$ кА из [6]; $i_{пр.скв} = 2,55 \cdot I_{отк,ном}$ – наибольший пик сквозного предельного тока КЗ по каталогу. Проверка по двум условиям производится по тем же соображениям, которые указаны выше.

$$I_{пр.скв} = 40кА > i_{вкл.ном} = 13{,}7кА$$

$$i_{пр.скв} = 80кА > i_{уд} = 33{,}2кА$$

ж) на термическую стойкость (по интегралу Джоуля):

$$I_{тер}^2 t_{тер} \geq B_к, \quad (11.12)$$

где $I_{тер}$ – ток термической стойкости по каталогу;

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу [6], $t_{тер}$ = 3 с;

$B_к$ – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету.

$$40^2 \cdot 3\,кА^2с > 104,4\,кА^2 \cdot с,$$

$$4800\,кА^2с > 104,4\,кА^2 \cdot с.$$

Выбор высоковольтных выключателей для остальных присоединений сводим в таблицу 5.1.

Таблица 11.1 – Расчетные токи продолжительного режима основных присоединений проектируемой подстанции

Нормальный режим	Утяжеленный режим
Для линии электропередач, питающей подстанцию	
$I_{норм.пит.л} = \frac{S_{ВН}}{\sqrt{3}U_{ном}n_{ввод.л}}$, $I_{норм.пит.л} = \frac{250 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 656{,}1А$	$I_{авар.пит.л} = \frac{S_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot (n_{ввод.л} - 1)}$, $I_{норм.пит.л} = \frac{250 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot (2-1)} = 1312А$
В цепи отходящих транзитных линий	
$I_{норм.транз.л} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3}U_{номВН} \cdot n_{тр.л}}$, $I_{норм.пит.л} = \frac{358{,}7 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 4} = 470{,}6$ А	$I_{авар.транз.л} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3}U_{номВН}(n_{тр.л} - 1)}$, $I_{норм.пит.л} = \frac{358{,}7 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot (4-1)} = 1882{,}7А$
В цепи шиносоединительного выключателя ШСВ-220 кВ	
–	$I_{max.ШСВ} = I_{авар.пит.л}$, $I_{max.ШСВ} = 1511{,}6А$
В цепи двухобмоточного трансформатора	
– ввод ВН	
$I_{норм.т} = \frac{k_з \cdot S'_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}}$, $I_{норм.т} = \frac{0{,}7 \cdot 63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 231{,}5А$	$I_{max.т} = \frac{k_{пер} \cdot S'_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}}$, $I_{max.} = \frac{1{,}4 \cdot 63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 463$ А
– ввод НН	
$I_{норм.т} = \frac{k_з \cdot S'_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}}$, $I_{норм.т} = \frac{0{,}7 \cdot 63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2546{,}1$ А.	$I_{max.т} = \frac{k_{пер} \cdot S'_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}}$, $I_{max.т} = \frac{1{,}4 \cdot 63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5092{,}2$ А.
В цепи секционного выключателя СВ-10 кВ	
В нормальном режиме СВ-10 кВ отключен, $I_{норм} = 0$ А.	$I_{max.СВ} = \frac{k_{пер} \cdot S'_{ном.т}}{2\sqrt{3} \cdot U_{номНН}}$, $I_{max.СВ} = \frac{1{,}4 \cdot 63 \cdot 10^3}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 2546{,}1$ А.

Нормальный режим	Утяжеленный режим
Ток отходящих линий (фидеров) на стороне НН	
$I_{норм.ф} = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot n_ф \cdot U_{НН}}$, $I_{норм.ф} = \frac{28{,}9 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 166{,}8А$	$I_{max.ф} = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot n_ф / 2 \cdot U_{НН}}$, $I_{норм.ф} = \frac{28{,}9 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \frac{10}{2} \cdot 10} = 333{,}7А$

Таблица 11.2 – Ведомость принятых к установке высоковольтных выключателей

Наименование РУ или присоед.	Тип выключателя	Тип привода	$U_{ном} \geq U_{раб}$, кВ	$I_{ном} \geq I_{раб.max}$, А	Условия проверки			
					$I_{откл.н} \geq I_{п0}^{(3)}$	$i_{а\tau} \leq i_{а.ном}$, кА	$i_{вкл.ном} \geq i_{уд}$, кА	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_к$, $кА^2 \cdot с$
Приходящий ввод РУ 110 кВ	ВГТ-110II-40/2500ХЛ1	Пружинный	110 = 110	2500 > 1312	40 >13,7	5,9< 22,6	80>33,2	4800 > 104,4
Выключатели транзитных линий	ВГТ-110II-40/2500ХЛ1	Пружинный	110 = 110	2500 >1882,7	40 >13,7	5,9< 22,6	80>33,2	4800 > 104,4
ШСВ- 110 кВ	ВГТ-110II-40/2500ХЛ1	Пружинный	110 = 110	2500 >1312	40 >13,7	5,9< 22,6	80>33,2	4800 > 104,4
Ввод трансф-ра РУ 110 кВ	ВГТ-110II-40/2500ХЛ1	Пружинный	110 = 110	2500 >463	40 >13,7	5,9< 22,6	80>33,2	4800 > 104,4

ВЫБОР И ПРОВЕРКА РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ

Разъединитель – контактный коммутационный аппарат, который обеспечивает в отключенном положении изоляционный промежуток, удовлетворяющий нормированным требованиям [7].

Выбор разъединителей производится аналогично выбору выключателей, за исключением проверки по отключающей способности.

Предварительно для цепи питающего ввода РУ-110 кВ произведем выбор горизонтально поворотного разъединителя РНДЗ.1-110/2000УХЛ1 по следующим параметрам:

– по напряжению электроустановки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (11.13)$$

где, $U_{уст}$ – номинальное напряжение установки, кВ;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение разъединителя, кВ,

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

– по длительному номинальному току:

$$I_{раб.макс} \leq I_{ном}, \quad (11.14)$$

$$I_{раб.макс} = 1312 \text{ А} < I_{ном} = 2000 \text{ А}.$$

Проверку выбранного разъединителя следует производить:

– на электродинамическую стойкость:

$$i_{эд} \geq i_{уд}, \quad (11.15)$$

где, $i_{эд}$– ток электродинамической стойкости, кА,

$$i_{эд} = 100 \text{ кА} > i_{уд} = 33{,}2 \text{ кА},$$

– на термическую стойкость:

$$I_{тер}^2 t_{тер} \geq B_к, \quad (11.16)$$

$$I_{тер}^2 t_{тер} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{кА}^2\text{с} > B_к = 160{,}1 \text{кА}^2\text{с}$$

Таблица 11.3 – Ведомость принятых к установке разъединителей

Наименование присоед. или РУ	Тип аппарата	Тип привода	Условия выбора и проверки			
			$U_н \geq U_{раб}$, кВ	$I_н \geq I_{max\ раб}$, А	$i_{эд} \geq i_{уд}$, кА	$I_t^2 \cdot t \geq B_к$, кА$^2 \cdot$с
Приходящие вводы РУ–110 кВ	РНДЗ.1-110/2000УХЛ1	ПРН-110ХЛ1	110 = 110	2000 >1312	100>37,3	1600> 160,1
Разъединители транзитных линий	РНДЗ.1-110/2000УХЛ1	ПРН-110ХЛ1	110=110	2000 >1312	100>37,3	1600> 160,1
ШСВ 110 кВ	РНДЗ.1-110/2000УХЛ1	ПРН-110ХЛ1	110 = 110	2000 >1312	100>37,3	1600> 160,1
Вводы трансформатора РУ 110 кВ	РНДЗ.1-110/2000УХЛ1	ПРН-110ХЛ1	110 = 110	2000 >463	100>37,3	1600> 160,1

ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Трансформаторы тока предназначены для понижения тока до величины, удобной к измерению, а также являются изоляцией между первичными и вторичными цепями. Трансформатор тока включается в цепь последовательно. Во вторичную обмотку включаются токовые катушки приборов и реле так же последовательно. Вторичная обмотка трансформаторов тока обязательно заземляется в целях техники безопасности на случай пробоя изоляции между первичной и вторичной обмотками.

Сопротивление приборов, включенных во вторичную цепь, мало, поэтому режим работы трансформатора тока близок к режиму короткого замыкания.

Для цепи питающего ввода – сборные шины РУ 110 кВ предварительно намечаем к установке трансформатор тока ТРГ-110-УЭТМ–2000/5 УХЛ1 с одним коэффициентом трансформации 2000/5. Такой трансформатор имеет 4 вторичные обмотки с номинальным током 5 А. Одна из обмоток имеет класс точности 0,2 и предназначена для подключения счётчиков и измерительных приборов, а остальные обмотки имеют класс точности 5Р и используются для подключения устройств релейной защиты и автоматики.

Правильность выбора трансформатора тока необходимо проверить по известным из технической литературы [3, 8] условиям выбора и проверки:

а) по напряжению электроустановки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \qquad (11.17)$$

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

б) по длительному номинальному току:

$$I_{раб.макс} \leq I_{1ном}, \qquad (11.18)$$

где, $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока, А,

$I_{раб.макс}$ =1312А <$I_{1ном}$ = 2000 А,

в) по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \le k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}, \quad (11.19)$$

или

$$i_{уд} \le i_{дин}, \text{ где} \quad (11.20)$$

где, $i_{уд}$– ударный ток КЗ в месте установки трансформатора тока;

$k_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости трансформатора тока по каталогу;

$I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока;

$i_{дин}$ – ток электродинамической стойкости трансформатора тока по каталогу.

Для выбранного ТТ $i_{дин}$= 160 кА согласно [9].

33,2 кА < 160 кА.

г) по термической стойкости:

$$\left(I_{1ном} k_{тер}\right)^2 t_{тер} \ge B_к, \quad (11.21)$$

или

$$I_{тер}^2 t_{тер} \ge B_к, \text{ где} \quad (11.22)$$

где $k_{тер}$ – кратность термической стойкости по каталогу;

$t_{тер}$ – время термической стойкости по каталогу;

$B_к$ – тепловой импульс по расчету;

$I_{тер}$ – ток термической стойкости.

Согласно [9] для выбранного ТА$I_{тер}$ = 63кА, $t_{тер}$= 1 с.

$$63^2 \cdot 1 = 3969 кА^2 с > B_к = 160{,}1 кА^2 с$$

д) по вторичной нагрузке:

$$z_2 \le z_{2ном}, \quad (11.23)$$

где ,z_2 – расчетная вторичная нагрузка трансформатора тока;

$z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока для выбранного класса точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому им

можно пренебречь и считать, что вторичное сопротивление чисто активное $z_2 \approx r_2$.

Расчетная вторичная нагрузка трансформатора тока состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов $r_к$:

$$z_2 = r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_к . \qquad (11.24)$$

Сопротивление приборов определяется по формуле

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2}, \qquad (11.25)$$

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

$I_{2ном}$ – вторичный номинальный ток трансформатора тока,

$I_{2ном}$ = 5А.

Схема соединения трансформаторов тока – полная звезда.

Для определения мощности приборов составляем схему включения трансформаторов тока и измерительных приборов (рис. 5.1.).

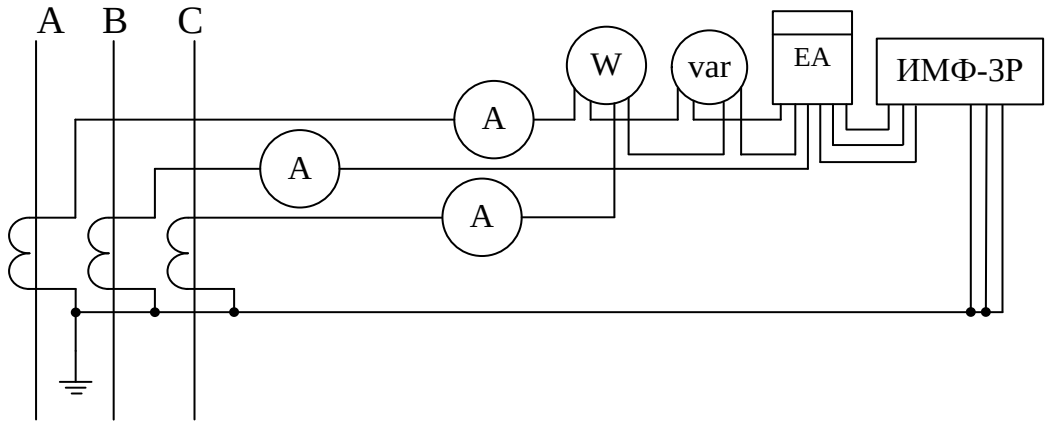


Рис. 11.1- Схема включения трансформаторов тока и приборов

Пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, выбираем наиболее загруженный трансформатор тока, для чего определяем нагрузку по всем фазам (таблица 5.3). Для этого суммируем мощности токовых обмоток приборов, включенных в данную фазу.

Таблица 11.4 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	–	0,5
Варметр	Д-335	0,5	–	0,5
Индикатор микропроцессорный фиксирующий	ИМФ-3Р	0,5	0,5	0,5
Счетчик эл. энергии универсальный	ЕА 05	2	2	2
Итого:		4,0	3,0	4,0

Из таблицы 11.4 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. Мощность, потребляемая приборами в этих фазах,

$$S_{приб} = 4{,}0 \text{ ВА}.$$

Тогда сопротивление приборов по формуле (11.25):

$$r_{приб} = \frac{4}{5^2} = 0{,}16 \text{ Ом}.$$

Сопротивление контактов принимается $r_к = 0{,}1$ Ом.

Сопротивление соединительных проводов $r_{пров}$ зависит от их длины и сечения.

Чтобы трансформатор тока работал в заданном классе точности, необходимо выдержать условие

$$r_2 = r_{приб} + r_к + r_{пров} \le z_{2ном}. \quad (11.26)$$

Приняв $r_2 = z_{2ном}$, определяем допустимое значение $r_{пров}$:

$$r_{пров} = z_{2ном} - r_{приб} - r_к, \quad (11.27)$$

В каталоге на трансформатор тока задается номинальная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока в классе точности 0,2 в виде мощности $S_{2ном}$ = 50 ВА, номинальное сопротивление определяем по формуле:

$$z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{I^2_{2\,ном}}, \quad (11.28)$$

$$z_{2ном} = \frac{50}{5^2} = 2 \text{ Ом};$$

$$r_{пров} = 2 - 0,16 - 0,1 = 1,74 \text{ Ом}.$$

Зная допустимое сопротивление проводов, можно определить сечение соединительных проводов

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пров}}, \qquad (11.29)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода, $\frac{Ом \cdot мм^2}{м}$;

$l_{расч}$ – расчетная длина соединительных проводов, м.

На подстанциях с высшим напряжением 110 кВ и выше во вторичных цепях применяются провода с алюминиевыми жилами, удельное сопротивление алюминия ρ = 0,028 $\frac{Ом \cdot мм^2}{м}$.

Расчетная длина соединительных проводов $l_{РАСЧ}$ зависит от схемы включения трансформаторов тока. Так как трансформаторы тока включены по схеме полной звезды, $l_{расч}$ = l, где l – длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов в один конец, для цепей 110 кВ можно принять l = 100 м [5].

Сечение соединительных проводов по формуле (11.29):

$$q = \frac{0,028 \cdot 100}{1,74} = 1,61 \text{ мм}^2.$$

Согласно [1] по условию механической прочности сечение алюминиевых жил должно быть не меньше 4 мм^2. Поэтому в качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель АКВВГЭнг сечением 4 мм^2.

Полученные значения по четырем условиям выбора и проверки заносим в таблицу 5.4.

Следует также иметь в виду, что трансформаторы и автотрансформаторы должны быть снабжены встроенными

трансформаторами тока, предназначенными для присоединения релейной защиты, согласно [10], [11]. Трансформаторы тока, встроенные в выключатели и в силовые трансформаторы на динамическую и термическую стойкость не проверяются [12]. Достаточным условием проверки является сравнение наибольшего рабочего тока на данном напряжении с номинальным током ТТ.

Для стороны ВН силового трансформатора выбираем ТТ типа ТВТ110-I-600/5 с параметрами $I_{ном1}$ = 600 А, $I_{ном2}$ = 5 А, $U_{ном}$ = 110 кВ [13].

$$I_{раб.max.ВН} = 463 \text{ А} < I_{ном1} = 600 \text{ А}.$$

Для получения различных коэффициентов трансформации вторичные обмотки трансформаторов ТВТ имеют необходимые отпайки, которые присоединены к контактным зажимам, установленным на трансформаторах каждого ввода.

Таблица 11.5 – Ведомость принятых к установке трансформаторов тока

Наименование РУ или присоединения	Тип трансформатора тока	Класс точности обмоток	Номинальный режим		Режим КЗ	
			$U_н \geq U_{раб}$, кВ	$I_{ном} \geq I_{раб.max}$, А	$i_{max} \geq i_у$,кА	$I^2_{тер} \cdot t \geq B_к$, кА$^2 \cdot$с
Питающие вводы РУ110 кВ	ТРГ-110-УЭТМ–2000/5 УХЛ1	0,2/5Р/5Р/5Р	110 = 110	2000 > 1511,6	160 >33,2	3969>160,1
Транзитные линии РУ110 кВ	ТРГ-110-УЭТМ–500/5 УХЛ1	0,2/5Р/5Р/5Р	110 = 110	2000>1882,7	160 >33,2	3969>160,1
ТТ в цепи ШСВ РУ 110 кВ	ТРГ-110-УЭТМ–2000/5 УХЛ1	0,2/5Р/5Р/5Р	110 = 110	2000 > 1511,6	160 >33,2	3969>160,1
Вводы трансформатора РУ 110 кВ	ТРГ-110-УЭТМ–600/5 УХЛ1	0,2/5Р/5Р/5Р	110 = 110	600>463	160 >33,2	3969>160,1
Сторона ВН Т1, Т2	ТВТ 110-I-600/5	10Р/10Р	110 =110	600>463	Встроенные в силовые трансформаторы ТТ на термическую и динамическую стойкость не проверяются [12]	

ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения напряжения до величины, удобной к измерению. Первичная обмотка трансформатора напряжения включается в цепь параллельно, во вторичную обмотку включаются параллельные катушки или катушки напряжения приборов и реле. Первичное напряжение соответствует напряжению сети, вторичное напряжение для трансформатора напряжения 110 кВ имеет стандартную величину $100/\sqrt{3}$ В в основной обмотке и 100 В в дополнительной обмотке.

Вторичные обмотки трансформатора напряжения обязательно заземляются в целях техники безопасности на случай пробоя изоляции между высшим и низшим напряжениями.

Трансформатор напряжения работает в режиме, близком к режиму холостого хода, так как сопротивление приборов и реле, включенных во вторичную обмотку, большое.

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

а) по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \qquad (11.30)$$

В нашем случае номинальное первичное напряжение трансформатора напряжения на стороне ВН следует принять $U_{ном} = U_{уст} = 110$ кВ.

б) по конструкции и схеме соединения обмоток;

в) по классу точности;

г) по вторичной нагрузке:

$$S_2 \leq S_{ном}, \qquad (11.31)$$

где, $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора напряжения в выбранном классе точности;

S_2 – суммарная нагрузка измерительных приборов, присоединенных к трансформатору напряжения.

При напряжении 110 кВ к установке принимаем трансформатор напряжения типа СРВ 245. Схема включения трансформаторов напряжения – «звезда с землей – звезда с землей – разомкнутый треугольник», для чего используются три трансформатора напряжения. Эта схема позволяет получить фазные и линейные напряжения, а также используется для включения релейной защиты от однофазных замыканий на землю, действующей на отключение в сети 110 кВ. В первую вторичную обмотку, соединенную по схеме звезды, включаются измерительные приборы, счетчики, приборы РЗА и противоаварийной автоматики, телеизмерений, регистраторы аварий и ОМП, вторая вторичная обмотка соединяется в разомкнутый треугольник и используется для включения релейной защиты.

Таблица 11.6 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 110кВ

Прибор	Тип	Sодной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Потребляемая мощность	
					P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10	1	2	20	–
Вольтметр	ЩП120	2	1	2	4	–
Ваттметр	Д-335	1,5	2	6	18	–
Варметр	Д-335	1,5	2	6	18	–
Счетчик эл. энергии универсальный	ЕА 05	2	3	6	36	–
Индикатор микропроцессорный фиксирующий	ИМФ-3Р	20 Вт	-	4	80	
Итого (ВА):					176	–

Общая мощность, потребляемая приборами, определяется по формуле:

$$S_{нагр} = \sqrt{P^2 + Q^2}\ , \qquad (11.32)$$

где, P – активная мощность приборов, Вт;

Q – реактивная мощность приборов, ВАр.

Трансформаторы напряжения проверяем в классе точности 0,5.

К трансформатору напряжения подключаются измерительные преобразователи (датчики), устройства РЗиА всех присоединений СШ, счетчики электроэнергии. На каждой СШ устанавливается один ТН, а при отключении одного из ТН, вся нагрузка подключается ко второму, поэтому каждый ТН рассчитывается на подключение к нему всех приборов и устройств всего РУ-110 кВ.

Мощность, потребляемую приборами, определяем по формуле (11.32):

$$S_{нагр} = \sqrt{176^2 + 0^2} = 176 \text{ ВА}.$$

Так как имеются счетчики денежного расчета, то трансформаторы напряжения необходимо проверить в классе точности 0,5. Согласно [14], номинальная мощность вторичной обмотки одного трансформатора напряжения типа СРВ 245 в классе точности 0,5 $S_{2ном}$ = 200 ВА. Номинальная мощность трех трансформаторов напряжения, соединенных в звезду, $S_{2ном}$ = 3·200 = 600 ВА.

Таким образом, $S_{нагр} < S_{2ном}$, то есть условие (5.30) выполняется, следовательно, трансформаторы напряжения будут работать в классе точности 0,5.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКВВГЭнг (так как высшее напряжение подстанции 110 кВ) с алюминиевыми жилами сечением 2,5 мм^2 по условию механической прочности.

ВЫБОР ВЫСОКОЧАСТОТНЫХ ЗАГРАДИТЕЛЕЙ 110 КВ

Высокочастотные заградители устанавливаются на линиях электропередач при вводе в подстанцию, чтобы не пропустить высшие гармоники.

Выбор высокочастотных заградителей осуществляется по следующим условиям:

по номинальному току:

$$I_{ном} \geq I_{max}, \quad (11.33)$$

где, $I_{ном}$ – номинальный ток заградителя, А;

$I_{мах}$ – ток, протекающий в линии в утяжеленном режиме, А;

По результатам расчетов максимальный ток по ВЛ 110 кВ в утяжеленном режиме равен 1312 А.

проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{дин} \geq i_{уд}, \quad (11.34)$$

где, $i_{дин}$ – ток электродинамической стойкости заградителя, кА;

$i_{уд}$ –ударный ток трехфазного КЗ на стороне ВН, кА;

производится проверка на термическую стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_К, \quad (11.35)$$

где, $I_{тер}$ – ток термической стойкости заградителя, кА;

$t_{тер}$ – допустимое время действия тока термической стойкости, с;

$B_К$ – тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания на стороне ВН, кА^2 с.

С учетом выполнения этих условий принимаем к установке на питающих линиях напряжением 110 кВ высокочастотный заградитель типа ВЗ-2000/40/102-0,5 УХЛ1, для цепей отходящих транзитных линий – ВЗ-2000/40/102-0,5 УХЛ1.

Таблица 11.7 – Выбор ВЧЗ для цепи питающих линий

Расчетные данные	Каталожные данные
	ВЗ-2000/40/102-0,5 УХЛ1
$I_{раб.max}$ = 1312 А	$I_{ном}$ = 2000 А
$i_{уд}$ = 33,2 кА	$i_{дин}$ = 102 кА
$B_к$ = 160,1 кА^2 с	$I^2_{тер} \cdot t_{тер}$ = 40^2·1 = 1600 кА^2 с

Таблица 11.8 – Выбор ВЧЗ для цепей отходящих линий

Расчетные данные	Каталожные данные
	ВЗ-2000/40/102-0,5 УХЛ1
$I_{раб.max}$ = 1882,7 А	$I_{ном}$ = 2000 А
$i_{уд}$ = 33,2 кА	$i_{дин}$ = 102 кА
$B_к$ = 160,1 кА^2 с	$I^2_{тер} \cdot t_{тер}$ = 40^2·1 = 1600 кА^2 с

Как видно из таблиц 11.7 и 11.8, все условия выполняются.

ВЫБОР ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ И ИЗОЛЯТОРОВ

ВЫБОР ОШИНОВКИ 110 КВ

Так как ошиновка по экономической плотности тока не выбирается, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке шинах, равной току наиболее мощного присоединения, в данном случае ЛЭП 110 кВ: I_{max}= 1312 А.

- проверка шин на схлестывание (электродинамическую стойкость):

При больших токах КЗ провода в фазах в результате динамического взаимодействия могут настолько сблизиться, что произойдет схлестывание или пробой между фазами.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу. Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между ними. Проверка на схлестывание требуется при $I_{кз}^{(2)}$> 20кА. Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами 400 см [5].

- проверка на термическое действие тока КЗ: не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе

- проверка по условиям коронирования не требуется, так как выбрано сечение, которое больше минимально допустимого по короне для 110 кВ (АС-70/19) ПУЭ табл.2.5.6 [1]. Сечение проводов выбирается по допустимому току при работе в максимальном режиме:

$$I_{раб.max} \leq I_{доп}, \qquad (5.35)$$

где $I_{раб.max}$ – максимальный ток провода в утяжеленном режиме, А;

$I_{доп}$ – допустимый ток провода, А.

Для токоведущих частей ошиновки 110 кВ выбираем провод 2хАСО-400/51, согласно [1] ($I_{доп}$= 825·2 = 1650>$I_{раб.max}$= 1312 А).

Гибкие провода крепятся на гирляндах подвесных изоляторов типа ПФ6-Б с числом изоляторов в гирлянде 7 при напряжении 110 кВ [3].

Для подключения генераторов ГТУ с трансформаторами применяется ТЗК-10-1600-81-УХЛ1

Токопроводы закрытые напряжением 10 кВ на номинальные токи до 4000 А применяются на электростанциях для электрического соединения трансформаторов со шкафами комплектных распределительных устройств, а также турбогенераторов с повышающими трансформаторами, устанавливаемые в цепях 3-фазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц.

ВЫБОР ИЗОЛЯТОРОВ ДЛЯ ОРУ 110 КВ

Для данной подстанции на ОРУ 110 кВ опорные изоляторы для крепления ошиновки выбираем типа ОТК 20-110-Г10-3 УХЛ 1

Параметры изолятора:

размеры: строительная высота –1220 мм;

разрушающая электромеханическая нагрузка – 20кН.

Эти изоляторы имеют значительные преимущества перед остальными изоляторами:

- меньшую массу;
- более высокие разрядные характеристики;
- материал защитной оболочки: кремнийорганическая резина
- стойкость к загрязнению;
- устойчивость к ударам и резким сменам температуры;
- более простой монтаж и обслуживание.

ОБОРУДОВАНИЕ В ЦЕПИ ГЕНЕРАТОРА

Выбор выключателя ячейка LF-2-10-2000-40/102

Выключатели LF2 производства MerlinGerin (Шнейдер Электрик) - трехфазные элегазовые выключатели внутренней установки. Выключатели LF2 предназначены для коммутации номинальных токов и отключения токов коротких замыканий в системах электроснабжения и распределительных электрических сетях 6, 10 кВ.

$I_{откл}$ = 40кА≥$I_{ПО}$(К-2) = 14,6кА

ВЫБОР РАЗЪЕДИНИТЕЛЯ

РВЗ-10/1000 УХЛ2

Разъединители серии РВЗ на номинальное напряжение 10 кВ токи 400, 630 и 1000 А предназначены для включения и отключения обесточенных участокв электрической цепи, находящихся под напряжением, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей.

$I_{откл}$ = 20кА≥ $I_{ПО}$(К-2) = 14,6кА

Выбор трансформаторов напряжения 3НОМ-15

а) по напряжению электроустановки:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$U_{уст} = 10 \text{ кВ} = U_{ном} = 10 \text{ кВ},$$

ВЫБОР ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ

ПКТ 101-10-16-20У1

Предохранитель токоограничивающий типа ПКТ-101-10-16-31,5 У3 предназначен для защиты силовых трансформаторов, воздушных и кабельных линий в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц номинальным напряжением 10 кВ

$I_{откл}$ = 20кА≥ $I_{ПО}$(К-2) = 14,6кА

ВЫБОР ГЕНЕРАТОРА

BDAX 7-290ERHN

, производства компании Bosh

Тип системы возбуждения-Бесщеточная

Номинальный коэффициент мощности-0.85

Номинальная частота вращения-3000Об/мин

Номинальная мощность (полная) (Sн)-51,3 МВт

Номинальная мощность (активная) (Рн)-44 МВт

Итог: Данное оборудование со стороны генератора выбрано исходя из технологического проекта и надежности.

Все параметры работы и условия выполнены.

ГЛАВА 4. СРАВНЕНИЕ ПРОВОДА АС И АССС HELSINKI

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ ПРОВОДА НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

Для отечественных электросетей это особенно важно, поскольку понятно, в каком плачевном состоянии они находятся. Достаточно отметить, что с 1991 года потери электроэнергии при передаче в сетях выросли в 1,5 раза, при этом эффективность использования капиталовложений снизилась в 2,5 раза. По мере роста стоимости энергоресурсов энергосбережение признано стратегической задачей, связанной с поддержанием технического состояния электросетей на современном уровне. А как показано на диаграмме, в структуре технологического расхода электроэнергии около 60% всех потерь при передаче составляют потери в проводах ЛЭП.

ФСК ЕЭС

Общая протяженность электросетей, тыс. км	125,3
Уровень износа оборудования	57%
В эксплуатации более 40 лет	27%
Общие потери мощности, млрд. кВтч	23,7
Общие потери мощности	4,8%

ХОЛДИНГ МРСК

Общая протяженность электросетей, тыс. км	2000
Уровень износа оборудования	67%
Выработано 2 и более сроков эксплуатации	7,4%
Общие потери мощности, млрд. кВтч	57,3
Общие потери мощности	8,9%

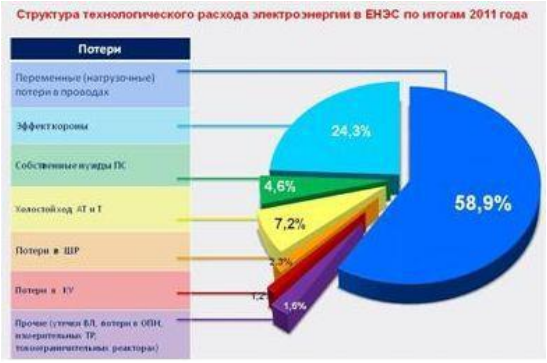


Рисунок 12.1-Структура технологического расхода.

Решение указанных задач по энергоэффективности и энергосбережению возможно за счет:

- увеличения пропускной способности электросетей;
- снижения потерь электроэнергии при передаче;
- обеспечения бесперебойности энергоснабжения в сложных природных условиях, а также повышения надежности и долговечности ЛЭП.

С точки зрения надежности по данным НТЦ «Электроэнергетики» за 11 лет наблюдений за ЛЭП 110-750 кВ более половины технологических сбоев в электросетях приходится на провода.

Рисунок 12.2- Пути повышения надежности ВЛ.

Следовательно, повышение надежности проводов существенно повысит надежность самих сетей. Проблема надежности линий электропередачи усугубляется тем, что в последующие годы при возрастающем энергопотреблении (что естественно для страны с развивающейся экономикой) старение сетей и оборудования будет происходить интенсивнее, а, значит, без полномасштабной модернизации эти проблемы могут перерасти в энергетический коллапс.

Проблему повышения пропускной способности электросетей также можно эффективно решать с помощью замены проводов ЛЭП.

На прилагаемой диаграмме приведены данные по эффективности принимаемых сегодня технических решений по мере возрастания показателей «повышение пропускной способности/увеличение стоимости:

- Увеличение нагрузки (синий):
- Замена проводов (желтый);
- Увеличение напряжения (черный);
- Преобразование в постоянное напряжение (зеленый).

Среди путей повышения пропускной способности электросетей использование проводов нового поколения – это достаточно результативный и не самый дорогой путь.

Высоковольтные неизолированные **провода нового поколения:** это новые конструкции (с использованием Z-образных и трапециевидных проволок) и новые материалы повышенной прочности и проводимости.

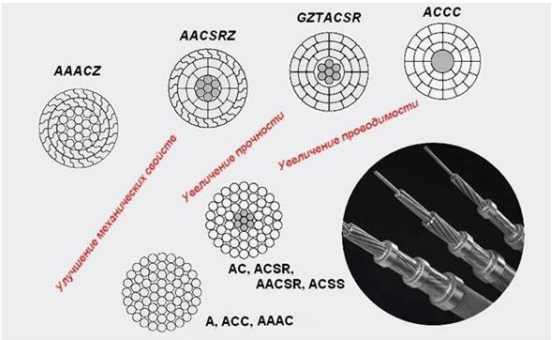


Рисунок 12.3-Эволюция проводов для ВЛ

В проводах нового поколения используются материалы, обладающие высокими электрическими и механическими характеристиками (термообработанные алюминий и алюминиевые сплавы с добавками редкоземельных металлов, алюминий-циркониевые термостойкие сплавы) в соответствии с международными и европейским стандартами: МЭК 62219 (2002), МЭК 60004 (2007), МЭК 60121 (1960), EN 60889 (1987), EN 50183 (2000). Применение композитных материалов в качестве несущего сердечника позволяет добиться уникальных свойств у проводов нового поколения.

В России планируется производство:

наимено-вание	марка	конструкция	материалы	основные преимущества
Провод с композитным сердечником	ACCC	Компактная, из трапециевидных проволок, с композитным сердечником	Термообработанный алюминий, сердечник из композитного материала на основе углеродных волокон	Повышенная пропускная способность (в 2 раза), повышенная проводимость, повышенная надежность
Провода типа Z	AAACZ, AACSRZ	Компактная, наружные слои из проволок Z-образного профиля	Алюминиево-магниево-кремниевый сплав, сердечник из стальной оцинкованной проволоки или из алюминиевого сплава	Повышенная надежность, стойкость к снегоналипанию, обледенению, к механическим повреждениям
Термостойкие провода с зазором	GZTACSR	Компактная, из трапециевидных проволок с зазором вокруг стального сердечника	Алюминиево-циркониевый сплав, сердечник из стальной оцинкованной проволоки	Повышенная пропускная способность (в 2 раза)
Провод повышенной проводимости	AAAC UHC	произвольная	Алюминиевый сплав, наружный слой из термообработанного алюминия	Меньше потери, выше проводимость

Рисунок 12.4- Характеристики проводов.

Высокоэффективные **провода с композитным сердечником ACCC®** (AluminiumCompositeCoreConductor - алюминиевый провод с композитным сердечником) являются новинкой для российского электроэнергетического рынка. Это инновационная технология американской компании CTC с применением композитного материала из углеродного волокна – карбоновых нитей, которые значительно легче и прочнее стали.

Энергоэффективность. Применение проводов нового поколения

Применение проводов нового поколения позволяет решать основные проблемы электросетей: повышение надежности, бесперебойности энергоснабжения, сокращение потерь и увеличения пропускной способности. Использование проводов нового поколения приводит к снижению потерь линий электропередач до 30% и увеличению их пропускной способности в 1,5 - 2 раза. Замена имеющихся проводов на провода нового поколения позволяет достичь экономии за счет более низких потерь около 98 тыс. руб. на 1 км линии в год и за счет дополнительной передаваемой мощности 150 - 250 млн руб. на линию в год.

Следует отметить, что реализация полномасштабных инновационных проектов, таких как SmartGrid, невозможно без проводов нового поколения, которые являются инновационным решением, основанным на новых технологиях и материалах, сырье высокого качества.

Энергосбережение. Замена проводов

По причине очевидного роста стоимости энергоресурсов потери, которым ранее почти не уделялось внимание, сейчас стали обходиться слишком дорого. Высокий уровень потерь в российских электросетях (около 5% для ФСК и 8-11% для МРСК) определяется не только высоким уровнем изношенности электросетевого оборудования и сложными условиями климата России. При реализации пилотных проектов с проводами нового поколения выяснилось, что несмотря на все очевидные преимущества и экономический эффект существуют административные барьеры при внедрении инновационных проводов.

Производство проводов регламентируется устаревшей нормативной базой электрокомплекса (ГОСТ 839-80 Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия – 1980 года, Правила устройства электроустановок, 7-ая редакция 2002 года в части ЛЭП унаследовала основные положения версии 1997 года), которая была создана

несколько десятилетий назад и не только не стимулирует отечественных производителей к разработке новых конструкций проводов, но и определяет проектные и эксплуатационные требования электросетей с достаточно высоким по современным меркам уровнем потерь.

Эффективность и экономичность решенийс проводамис композитным сердечникомподтверждена многократным использованием при модернизации старых и строительстве новых ВЛ в десятках стран мира, где на сегодняшний день с проводами АССС™ успешно работают ВЛ общей протяженностью более 11 000 км.Мировая практика показывает, что замена проводов старых конструкций на новейшие и применение инновационных технологий в значительной степени снижают риски выхода ВЛ из строя из-за угрозы повреждений и воздействия экстремальных погодных условий, обеспечивают решение экологических проблем и способствуют в полной

мере энергоэффективности и энергосбережению. Но использование импортных инноваций –это только первый шаг. В России, в Энергетическом Технопарке «Сим-Росс» г. Углич Ярославской областисовместно с ведущим мировым производителемLamifil (Бельгия) завершается строительствозаводапо производству современных проводов для ВЛ [3]. В ассортименте завода предусмотрен выпуск проводовАССС с композитным сердечником (на первой стадии –с импортным, а затем сердечником отечественной разработки). С выходом на проектную мощность завод будет выпускать 12-16 тысяч км проводов нового поколения в год

Применение проводаАССС™ Helsinki160для проекта реконструкции ВЛ 110кВ с заменой провода АС 150/24 позволяет решить задачу требуемого увеличенияпередаваемой мощностипри более низких потерях при передаче электроэнергии. Снижение потерь на 10%достигаетсяза счетиспользования в конструкцииповодаАССС™ материала с максимальной проводимостью – термообработанного алюминия.По сравнению сзаменой на стандартныйпровод АС 185/39 выбранное решение обеспечивает

дополнительноеувеличение (на 33%) пропускной способности линии без значительной модернизации инфраструктуры. Кроме того, использование провода АССС™ сулучшенными механическими характеристиками такими как: коррозионная стойкость, низкий аэродинамический коэффициент, способность к самодемпфированию и минимальные стрелы провеса - обеспечивает более высокую надежность провода и линии в целом. Прогнозируемый экономический эффект от внедрения провода АССС™ в данном проекте составляет более 33млн. рублей в год, а за 50лет (гарантийный срок эксплуатации линии) -1,7миллиардов рублей.

Рисунок 12.5-Провод с композитным сердечником АССС™

Их проводимость на 25-30% выше, чем у традиционных проводов того же удельного веса,что позволяет сократить потери линии и связанные с ней выбросы в атмосферу на 20-30%, а также повысить передаваемую мощность при меньших затратах на производство энергии. В проводах АССС™ используется запатентованный композитный сердечник с низким коэффициентом теплового расширения, который обеспечивает более высокую прочность провода по сравнению с другими проводами и меньшие стрелы провеса при использовании режима передачи повышенной мощности.

Применение проводов АССС™

1. Реконструкция линий (ВЛ 35 кВ - 750 кВ)

2. Новое строительство (ВЛ 35 кВ - 750 кВ)

3. Большие переходы

4. Районы с повышенным гололедообразованием(не требуют станций плавки гололеда)

5. Районы с повышенной ветровой нагрузкой

6. Районы с гористой и холмистой местностью

7. Линии в черте населенных пунктов, где требуютсянебольшие стрелы провиса провод

Преимущества проводов АССС™ при реконструкциисуществующих линии

1. Увеличение пропускной способности линии до 2-храз путем замены провода АС на АССС™

2. Снижение потерь до 30-40%

3. Снижение нагрузок на существующие опоры

4. Применение провода АССС™ не требует реконструкции существующих опор и фундаментов

5. Снижение сроков выполнения работ

6. Существенное снижение затрат на строительство

Преимущества проводов АССС™ при строительственовыхлинии

1. Меньший вес провода, повышенная прочностьи небольшой коэффициент температурного расширения сердечника в зависимости от местности позволяет увеличить расстояние между опорами на в среднем на 25-30% тем самым сократив их количество

2. Применение более легких опор и фундаментов

3. Строительство одной цепи вместо двух

4. Снижение тепловых потерь

Преимущества проводов АССС™ повышенной прочности (ULS версия)

1. Подходят для строительства больших переходов(реки, озера, дороги, горная местность)

2. Подходят для применения в регионах с повышенным гололедообразованием без необходимости использовать станции плавки гололеда

3. Подходят для регионов с сильными ветровыми нагрузками

Тесты проводов АССС™ и композитного сердечника

За время разработки и существования продуктана рынке с проводом АССС™ было произведено более75 типов различных тестов, проведенных на территориизавода компании, в независимых лабораториях по контролю качества высоковольтных проводов, в лабораторияхэлектросетевых компаний по всему миру, а так же различных полевых испытаниях. Отчеты о проведениях испытаний, методология и полученные результаты могутбыть предоставлены проектным институтам и электросетевым компаниям по требованию.

Расчет проведем в программе NetWorks

АС70, АС95 АССС 160 Helsinki

R0=0,422Ом/1 км R0=0,422Ом/1 км R0=0,301Ом/1 км

X0=0,444Ом/1 км X0=0,2424Ом/1 кмX0=0,434Ом/1 км

Общая длина реконструированных ВЛ-105 км.

Таблица 12- Сравнение провода АС и АССС

№	Станции и ПС	Максимальныйрежим (провод-АС70,АС95)		Максимальныйрежим (провод АССС 160 Helsinki)		Сравнение
		$U_{max}^{пс}$, кВ	$\Delta U_{max}^{пс}$, кВ	$U_{max,}^{пс}$кВ	$\Delta U_{max}^{пс}$, кВ	$U_{max}^{пс}$, кВ
3	Новая ПС(Ю. Копи)	110,94	1,3	111,94	1	0,3
4	(Ю. Копи) НН	10,09	-	10,68	-	0,59
5	Новая ПС9 (Еткуль)	110,45	2,52	111,76	1,31	1,21
6	(Еткуль) НН	10,56	-	10,31	-	0,25

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы был произведен расчет баланса мощностей для выявления потребление или выработкой мощности сети в систему с новыми присоединениями (ПС 3-Новая Ю. Копии ;ПС 4- Новая Еткуль; реконструкция ТЭЦ-1) в результате получили ,что новая сеть потребляет активную и реактивную мощность с балансирующего узла (ТЭЦ-2).

Выбор оборудование и сравнение вариантов схем сети.

Сравнение двух вариантов схем сети при расчете технико-экономического расчета и выбором экономичного варианта.

Распределение потока мощности, выбор проводов для новых присоединений и проверка тех, что были до проектирования. Для этого рассчитываем выбранную сеть в максимальном, минимальном и послеаварийном режиме.

Рассчитываем себестоимость электроэнергии с учетом новых присоединений.

Выбор оборудования на ТЭЦ-1. Для этого находим токи КЗ в точке К-1 (цепь 110кВ) и в точке К-2 (цепь генератора). Исходя из этого выбираем оборудование. (Руководствуясь технологическим проектом).

Чертежи выполнены на формате А-1 прилагаются.

- Принципиальная электрическая схема 110кВ (С новыми присоединениями
- Главная схема электрических соединений ТЭЦ-1 -118МВт
- Карты режимов (максимальный, минимальный, послеаварийный)
- Спецвопрос (сравнения провода АС и АССС Helsinki)
- План разрез линии(Новая ПС Ю.Копи)

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е и 6-е издания [Текст]. – СПб.: Изд-во ДЕАН, 2011. – 1168 с.

2. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения [Текст]: СТО 59012820-29.240.30.003-2009: утв. и введ. в действие ОАО «СО ЕЭС» 31.12.2009. – М.: ОАО «СО ЕЭС», 2009. – 132 с.

3. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций [Текст]: учебник для студ. учреждений сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – 9-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2013. – 448 с.

4. Справочник по проектированию электрических сетей [Текст] / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012. – 376 с.

5. Гайсаров, Р. В. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов [Текст]: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию / Р. В. Гайсаров, И. Т. Лисовская. –Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2002. –59 с.

6. Выключатели элегазовые серии ВГТ на 35, 110 и 220 кВ [Электронный ресурс] / Каталог ЗАО "Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш", Екатеринбург, 2012. – 16 с. Режим доступа: http://www.uetm.ru/ files/katalog_VGT-35,110,22_2.html.

7. ГОСТ 17703-72. Аппараты электрические коммутационные. Основные понятия. Термины и определения. Межгосударственный стандарт [Текст]: утв. постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР от 10 мая 1972 г; введ 1973–07-01. – М.: Изд-во стандартов. – 14 с.

8. Вычегжанин, А. В. Проектирование подстанций [Текст]: методическое пособие по курсовому проектированию / А. В. Вычегжанин – Киров: Изд-во ВятГУ, 2002. – 87 с.

9. Элегазовые трансформаторы тока серии ТРГ на напряжение 110 и 220 кВ [Электронный ресурс] / Каталог ЗАО "Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш", Екатеринбург, 2012. – 12 с. Режим доступа: http://www.uetm.ru/files/KatalogTRG-110,22.html.

10. ГОСТ 1677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия [Текст]. – Взамен ГОСТ 1677-75; введ. 1985–07-01. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 67 с.

11. ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия [Текст].– Взамен ГОСТ 7746-89; введ. 2003–01–01. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2002. – 33 с.

12. Автор: Файбисович Д. Л., Карапетян И. Г., Шапиро И. М.Справочник по проектированию электрических сетей

13. «ОАО»-«ФСК» 2013г- Укрупненные стоимости Стандарт.