

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
институт

«Электроэнергетика»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Г. Н. Чистяков  
подпись                      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

### **БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
код – наименование направления

Повышение пропускной способности линии 10 кВ  
ф. 37-02 от П/С №37 «Имисская» «Красноярскэнерго»  
тема

Руководитель	_____	<u>К. Т. Н., доцент кафедры ЭЭ</u>	<u>А. В. Коловский</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>К. А. Загrevский</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____		<u>И. А. Кычакова</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт –  
филиал ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»  
институт

«Электроэнергетика»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Г.Н. Чистяков

подпись                      инициалы, фамилия

«\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме бакалаврской работы**

Студенту \_\_\_\_\_ Загревскому Кириллу Андреевичу  
(фамилия, имя, отчество)

Группа ХЭн 16-01 (16-1)

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
(код) (наименование)

Тема выпускной квалификационной работы Повышение пропускной способности линии 10 кВ ф. 37-02 от П/С №37 «Имисская» «Красноярскэнерго»

Утверждена приказом по институту № \_\_\_\_\_ 323 от \_\_\_\_\_ 05.06.2020 г.

Руководитель ВКР Коловский А. В., доцент кафедры «Электроэнергетика»  
(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР: Поопорная схема ВЛ 10 кВ ф. 37-02 от П/С №37 «Имисская» филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Красноярскэнерго» с указанием мест установки ТП, напряжение и нагрузка в «голове» линии, параметры проводников линии

Перечень разделов ВКР:

1. Теоретическая часть

1.1 Понятие пропускной способности ВЛ

1.2 Методы увеличения пропускной способности ЛЭП

1.3 Мировые фирмы – изготовители современных проводов ВЛ

2. Аналитическая часть

2.1 Моделирование исследуемой линии в программном комплексе RastrWin3

2.2 Разработка мероприятий по повышению пропускной способности ЛЭП и проверка их эффективности в программном комплексе RastrWin3

3. Практическая часть

3.1 Расчет капиталовложений по укрупненным показателям затрат на реализацию предложенных мероприятий

3.2 Технико-экономическое сравнение рассмотренных вариантов

Перечень графического материала

1. Поопорная схема ВЛ-10 кВ Ф.37-02 от П/С №37 «Имисская»

2. Моделирование в программе RastrWin3

3. Расчет затрат на реализацию мероприятий по укрупненным показателям

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_

/ А. В. Коловский  
(подпись, инициалы и фамилия)

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_

/ К. А. Загревский  
(подпись, инициалы и фамилия студента)

« 04 » мая 2020 г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме “Повышение пропускной способности линии 10 кВ ф. 37-02 от П/С №37 «Имисская» «Красноярскэнерго» содержит 53 страницы текстового документа, 36 рисунков, 2 таблицы, 20 использованных источников, 3 листа графического материала.

ЛЭП, ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ, ПОТЕРИ НАПРЯЖЕНИЯ, ВОЛЬТОДОБАВОЧНЫЙ ТРАНСФОРМАТОР, РЕКОНСТРУКЦИЯ.

Объект исследований – воздушная линия 10 кВ ф. 37-02 от П/С №37 «Имисская» Курагинского РЭС филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Красноярскэнерго».

Предмет исследований – мероприятия, обеспечивающие повышение пропускной способности ВЛ 10 кВ.

Метод исследования – анализ данных измерений, графическое моделирование в программном комплексе “RastrWin3”.

Цель работы заключается в разработке мероприятий, позволяющих обеспечить необходимое напряжение у потребителей исследуемой ЛЭП 10кВ Курагинского РЭС филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Красноярскэнерго».

Задачи выпускной квалификационной работы:

- произвести анализ ряда мероприятий, направленных на повышение пропускной способности ВЛ 10 кВ;
- выполнить расчет укрупненных показателей затрат на реализацию предложенных мероприятий;
- выполнить технико-экономическое сравнение предложенных вариантов.

В процессе выполнения работы были получены следующие результаты:

- разработаны мероприятия, направленные на повышение пропускной способности ВЛ 10 кВ;
- выполнен технико-экономический расчет предложенных вариантов, а также предложен самый дешевый вариант из ряда мероприятий.

## ABSTRACT

The final qualification work on the topic “Increasing the capacity of the 10 kV line f. 37-02 from P / S No. 37 "Imisskaya" "Krasnoyarskenergo" contains 53 pages of a text document, 36 figures, 2 tables, 12 used sources, 3 sheets of graphic material.

POWER LINE, CAPACITY, VOLTAGE LOSSES, SUPPLEMENTAL TRANSFORMER, RECONSTRUCTION.

The object of research is an overhead line 10 kV f. 37-02 from P / S No. 37 Imisskaya of Kuraginsky Distribution Zone of the branch of IDGC of Siberia, PJSC - Krasnoyarskenergo.

The subject of research is measures to increase the transmission capacity of 10 kV overhead lines.

Research method - analysis of measurement data, graphical modeling in the "RastrWin3" software package.

The purpose of the work is to develop measures to ensure the required voltage for consumers of the investigated 10 kV transmission line of Kuraginsky Distribution Zone of the branch of PJSC IDGC of Siberia - Krasnoyarskenergo.

Tasks of the final qualifying work:

- to analyze a number of measures aimed at increasing the throughput of 10 kV overhead lines;
- to calculate the aggregated indicators of costs for the implementation of the proposed activities;
- to perform a technical and economic comparison of the proposed options.

In the process of performing the work, the following results were obtained:

- measures were developed to increase the throughput of 10 kV overhead lines;
- a feasibility study of the proposed options was carried out, and the cheapest option from a number of measures was proposed.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Теоретическая часть .....	7
1.1 Понятие пропускной способности ВЛ.....	7
1.2 Методы увеличения пропускной способности ЛЭП.....	11
1.2.1 Увеличение сечения провода ЛЭП.....	11
1.2.2 Повышение номинального напряжения .....	11
1.2.3 Батареи статических конденсаторов .....	12
1.2.3.1 Основные преимущества компенсации при помощи конденсаторных установок .....	12
1.2.3.2 Виды компенсации.....	12
1.2.3.3 Установки поперечной и продольной компенсации .....	14
1.2.4 Установка линейных вольтодобавочных трансформаторов .....	15
1.2.5 Технологии FACTS – гибкие передающие системы переменного тока	15
1.3 Мировые фирмы – изготовители современных проводов ВЛ.....	17
1.3.1 Провода AERO-Z, Nexans .....	17
1.3.1.1 Конструкция провода .....	17
1.3.1.2 Эффективность провода .....	18
1.3.1.3 Недостатки провода .....	18
1.3.2 Провода TACSR/ACS и (Z)TACSR/HICIN.....	19
1.3.2.1 Конструкция провода .....	19
1.3.2.2 Эффективность провода .....	20
1.3.2.3 Недостатки провода .....	20
1.3.3 Провода GTACSR .....	20
1.3.3.1 Конструкция провода .....	20
1.3.3.2 Эффективность провода .....	21
1.3.3.3 Недостатки провода .....	23
2 Аналитическая часть .....	24
2.1 Моделирование исследуемой линии в программном комплексе RastrWin324	

2.1.1	Описание моделируемого участка сети.....	24
2.1.2	Разработка первоначального состояния модели участка сети в программе “RastrWin”.....	25
2.2	Разработка мероприятий по повышению пропускной способности ЛЭП и проверка их эффективности в программном комплексе RastrWin3 .....	31
2.2.1	Повышение пропускной способности участка с помощью вольтодобавочного трансформатора, повышения сечения некоторых участков и использования дополнительной цепи ЛЭП.....	31
2.2.2	Повышение пропускной способности участка с помощью двух вольтодобавочных трансформаторов и использования дополнительной цепи ЛЭП.....	34
2.2.3	Повышение пропускной способности участка с помощью одного ВДТ и использования дополнительных цепей ЛЭП .....	37
2.2.4	Повышение пропускной способности участка с помощью двух ВДТ и повышения сечения некоторых участков .....	40
3	Практическая часть .....	43
3.1	Расчет капиталовложений по укрупненным показателям затрат на реализацию предложенных мероприятий .....	43
3.1.1	Расчет стоимости ВЛ 10 кВ .....	43
3.1.2	Расчет стоимости ПАРН.....	46
3.1.3	Расчет капиталовложений на увеличение сечения проводов линий ..	47
3.2	Технико-экономическое сравнение рассмотренных вариантов.....	49
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	51
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	52

## ВВЕДЕНИЕ

Цель энергетической политики РФ заключается в максимальном эффекте от использования энергетических ресурсов, потенциала сектора энергетики для устойчивого экономического роста, повышения уровня жизни граждан страны [12].

В выпускной квалификационной работе объектом исследования является воздушная линия 10 кВ ф. 37-02 от П/С №37 «Имисская» «Красноярскэнерго».

На данной линии наблюдаются потери напряжения до 40 %. Таким образом, для обеспечения необходимого уровня напряжения требуется повысить пропускную способность линии. При выборе мероприятия необходимо учитывать не только эффект от внедрения, но и затраты на его реализацию. Выбор наиболее эффективных мероприятий с минимальными затратами является актуальной задачей, имеющей высокую практическую значимость.

Цель работы заключается в разработке мероприятий по повышению пропускной способности ВЛ 10 кВ.

Задачи работы:

- произвести анализ ряда мероприятий, направленных на повышение пропускной способности ВЛ 10 кВ;
- выполнить расчет капиталовложений по укрупненным показателям затрат на реализацию предложенных мероприятий;
- выполнить технико-экономическое сравнение предложенных вариантов.



# 1 Теоретическая часть

## 1.1 Понятие пропускной способности ВЛ

Пропускная способность – есть значение активной мощности  $P$ , которую линия может передать при выполнении условий, определяющих её нормальную работу [1].

Рассмотрим ВЛ без потерь, которая представлена только индуктивным сопротивлением (рис. 1.1, а, б). Данное представление не является допущением, потому что емкостные токи по концам схемы на рис. 1.1, а входят в токи  $I_1$  и  $I_2$  схемы на рис. 1.1, б. Поэтому имеем  $I_1 = I_2 = I$ .

На рисунке 1.1 изображены схемы замещения ВЛ без потерь (а – с емкостными проводимостями; б – зарядные токи включены в токи по концам линии):

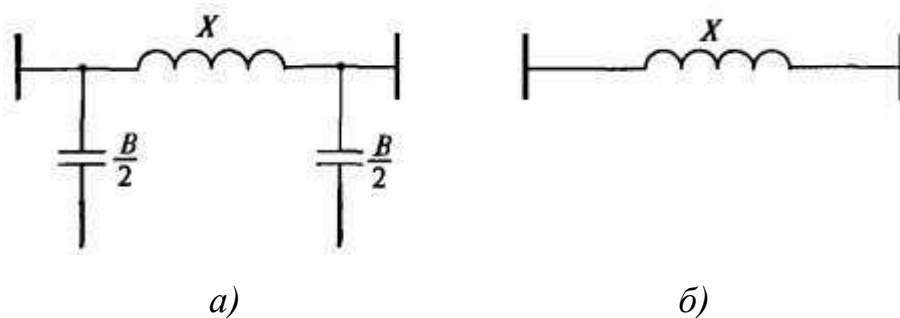


Рисунок 1.1 – Схемы замещения линии без потерь

На рисунке 1.2 изображена векторная диаграмма ВЛ без потерь. На диаграмме вектор падения напряжения

$$\Delta U = j\sqrt{3}XI_2.$$

Спроектируем на мнимую ось векторы  $U_1$  и  $\Delta U$ , получим соотношение

$$U_1 \sin \delta = \sqrt{3}XI_2 \cos \varphi.$$

Умножив обе части этого выражения на  $U_2$  будем иметь

$$U_1U_2 \sin \delta = \sqrt{3}XI_2U_2 \cos \varphi. \quad (1.1)$$

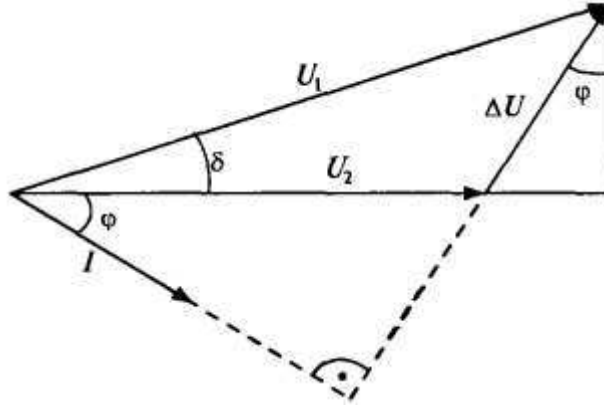


Рисунок 1.2 – Векторная диаграмма линии без потерь

В выражении (1.1)  $\sqrt{3}I_2U_2 \cos \varphi$  есть величина активной мощности в конце линии  $P_2$ . После преобразования имеем

$$P_2 = \frac{U_1U_2}{X} \sin \delta = P_{\max} \sin \delta$$

или для ВЛ без потерь  $P = P_{\max} \sin \delta$ . Эта зависимость изображается в виде синусоиды (рис 1.3).

Максимальная величина мощности ВЛ  $P_{\max}$  именуется пределом передаваемой мощности, который достигается при угле  $\delta = 90^\circ$ . Устойчивая работа генераторов ЭЭС возможна только при  $\delta < 90^\circ$  и на восходящей ветви синусоиды. Точка  $\delta = 90^\circ$  является граничной между областями устойчивой и неустойчивой работы генераторов. Чтобы предотвратить выход генераторов в неустойчивую область, делают некоторый запас по устойчивости, равный примерно 15%  $P_{\max}$ .

На рисунке 1.3 представлена характеристика мощности ВЛ:

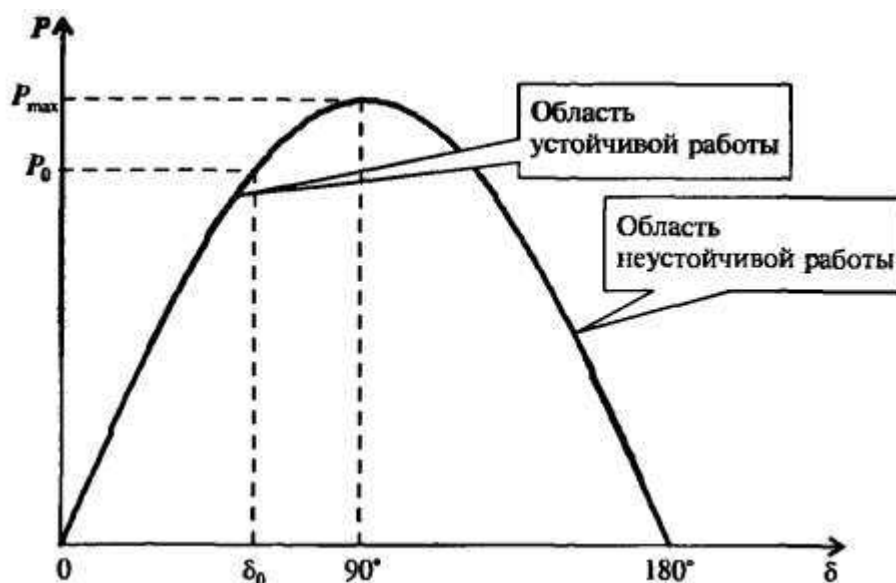


Рисунок 1.3 – Характеристика мощности ЛЭП

По ВЛ протекает ток  $I = S/(\sqrt{3}U)$ , который не может превысить предельно допустимое значение  $I \leq I_{доп}$ , которое определяется тепловыми условиями работы проводника. Например, голые провода нельзя нагревать до температуры более  $70^\circ$ . Значения  $I_{доп}$  приводятся в справочной литературе для каждой марки провода.

Напряжения по концам линии  $U_1$  и  $U_2$  имеют технические и режимные ограничения как по минимальному, так и по максимальному значению. По условиям работы электрической изоляции ВЛ в России допускается превышение напряжения относительно номинального значения не более чем: на 20% при  $U_{ном} < 20 \text{ кВ}$ ; 15% при  $U_{ном} = 35 \dots 220 \text{ кВ}$ ; 10% при  $U_{ном} = 330 \text{ кВ}$ ; 5% при  $U_{ном} = 500 \text{ кВ}$  и выше.

У силовых трансформаторов возможно превышение напряжения относительно напряжения рабочего регулировочного ответвления не более чем на 5%, что вызвано недопустимостью перехода трансформатора в режим работы с нелинейной частью характеристики намагничивания сердечника.

Предельные максимальные и минимальные значения напряжений в ВЛ обусловлены также требованиями регулирования напряжения и устойчивостью работы генераторов ЭЭС. С учетом сказанного выше ограничения на параметры режима ВЛ можно обобщить на диаграмме мощностей ( $P$ ,  $Q$ ) (рис. 1.4). На этой диаграмме мощностей в качестве положительного принято направление мощности от начала к концу ЛЭП по  $P$  и  $Q$  – первый квадрант.

На рисунке 1.4 представлена диаграмма мощностей ЛЭП:

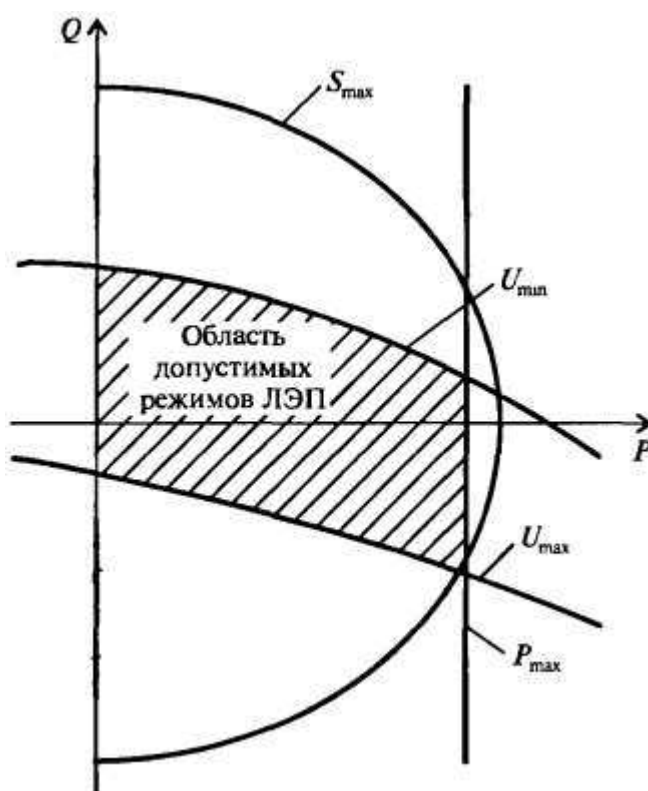


Рисунок 1.4 – Диаграмма мощностей ЛЭП

Диаграмму можно построить для начала и конца линии. Из диаграммы на рис. 1.4 видно, что пропускная способность ВЛ зависит от следующих параметров:

- величины передаваемой реактивной мощности;
- предельно допустимого тока по проводам линии;
- предела передаваемой мощности и запаса по устойчивости;

– предельных значений напряжений по концам ЛЭП.

## **1.2 Методы увеличения пропускной способности ЛЭП**

По всей длине ВЛ существуют способы для обеспечения нормального уровня напряжения:

- батареи статических конденсаторов;
- установки поперечной и продольной компенсации реактивной мощности;
- добавление цепей ЛЭП, увеличение сечения провода ЛЭП;
- установка ВДТ;
- повышение номинального напряжения (реконструкция).

### **1.2.1 Увеличение сечения провода ЛЭП**

Сечение проводов линий электропередачи должно определяться с учетом как технических, так и экономических требований. Первые из них определяют необходимость расчета проводов как по условиям нагрева, так и по потере напряжения, поскольку при передаче высоких нагрузок определяющим является нагрев, а при относительно больших нагрузках – расстояние, с которым непосредственно связаны потери напряжения.

### **1.2.2 Повышение номинального напряжения**

Данное мероприятие является затратным, так как на питающей подстанции будет необходима замена трансформаторов, а также трансформаторов, находящихся на подстанциях потребителей.

### **1.2.3 Батареи статических конденсаторов**

Конденсаторные установки – набор батарей статических конденсаторов, которые могут быть соединены между собой параллельно или последовательно. Изготавливаются они как в однофазном, так и в трехфазном исполнении на различные характеристики (напряжение, мощность). Наиболее эффективное соединение фаз – в треугольник, так как мощность такой установки будет в 3 раза больше, чем при соединении фаз в звезду. Широко применяются на предприятиях, как средство компенсации реактивной мощности. Выпускаются в широком диапазоне мощностей и напряжений, имеют возможность ступенчатого регулирования на разные диапазоны мощности [2].

#### **1.2.3.1 Основные преимущества компенсации при помощи конденсаторных установок**

К основным преимуществам конденсаторных установок для компенсации реактивной мощности можно отнести:

- простота конструкции;
- небольшая стоимость;
- малогабаритность;
- простота в управлении;
- уменьшение нагрузки;
- экономия электроэнергии;
- улучшение качества электроэнергии;
- уменьшение расходов.

#### **1.2.3.2 Виды компенсации**

Существуют следующие виды компенсации реактивной мощности:

- индивидуальная компенсация – в данном случае можно поставить хоть

к каждому ЭП по конденсатору, к каждому электродвигателю, в этом случае получается, что режим компенсации самый оптимальный. Ведь та реактивная мощность, которая необходима электродвигателю, генерируется непосредственно на зажимах этого двигателя, а дальше конденсатор сеть реактивной мощностью не нагружает. Недосток данного вида компенсации заключается в том, что экономический эффект от данного мероприятия (использования индивидуальной компенсации) будет достигнут нескоро. Позволяет скомпенсировать реактивную мощность на наиболее мощных электродвигателях (индивидуально) (рис. 3.2, а);

– групповая компенсация – групповая установка, подключаемая на целый ряд ЭП, подключается либо к шинам до 1 кВ, либо к шинам выше 1 кВ или позволяет какие-то ЭП компенсировать частично. Групповую установку можно поставить непосредственно на вводе предприятия (сторона высокого напряжения), но для предприятия это не будет нести никакой видимой пользы, потому что в любом случае сеть нагружена реактивной мощностью (рис. 3.2, б);

– централизованная компенсация – в данном случае установка может устанавливаться как на стороне высшего напряжения (подключение к шинам 6/10 кВ), так и на стороне низшего напряжения (подключение к шинам 0,4 кВ) (рис. 3.2, в) [4].

На рисунке 1.6 представлены виды компенсации реактивной мощности по способу подключения компенсирующих устройств:

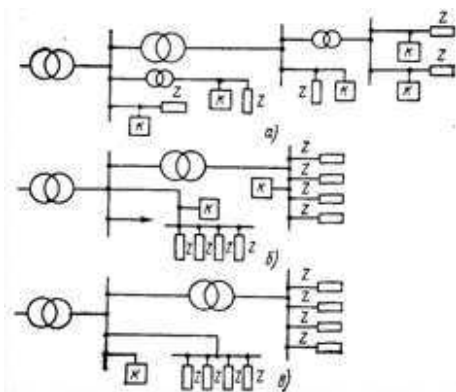


Рисунок 1.6 – Виды компенсации реактивной мощности

Количество подключаемых конденсаторов определяет количество ступеней регулирования, то есть их может быть, например, 4, 5, 7 и более. Каждая ступень характеризуется мощностью в кВАр, которую она компенсирует, то есть это реактивная мощность, которая протекает через конденсаторную батарею.

### **1.2.3.3 Установки поперечной и продольной компенсации**

Установки поперечной и продольной компенсации используются для компенсации реактивной мощности (мощность, которая вырабатывается от электродвигателей) на предприятии. Такие установки целесообразно применять на предприятиях, где идет раздельный учет электроэнергии, то есть считается отдельно активная электроэнергия и реактивная электроэнергия. Применение конденсаторной установки позволяет сэкономить реактивную электроэнергию вплоть до 70 %.

Принцип работы данной конденсаторной установки: микропроцессорный регулятор, который подключается к трансформатору тока на вводном фидере предприятия, он считывает информацию о работе сети, определяет реактивную мощность в данный момент времени, включает посредством магнитных пускателей уже нужную конденсаторную батарею, то есть регулятор анализирует сеть и дает команду на магнитных пускатель о включении или отключении, каждая ступень компенсации реактивной мощности защищена блоком рубильником с патронными предохранителями, на вводе установки стоит автоматический выключатель, также на вводе может ставиться рубильник с предохранителями, рубильник используется для обеспечения видимого разрыва, чтобы можно было безопасно обслуживать эту конденсаторную установку.

По месту установки в электрической сети предприятия и зоне действия подразделяются на:

– поперечную компенсацию – компенсационные установки, которые ставятся в распределительных устройствах, где конденсаторы подключаются па-



раллельно выводам линии;

– продольную компенсацию – когда конденсаторы включаются последовательно с линией и используются они в основном на линиях электропередач, причем достаточно протяженных, чтобы был толк с этого использования.

Недостатки продольной компенсации – возникновение резонанса.

#### 1.2.4 Установка линейных вольтодобавочных трансформаторов

Линейный ВДТ имеет переменный коэффициент трансформации, он включается своей вторичной обмоткой последовательно в цепь вторичной обмотки силового трансформатора [3].

С помощью ВДТ можно обеспечить регулирование напряжения в пределах  $\pm 15\%$ . Их применяют для регулировки напряжений в отдельных линиях или в группе линий. Установка ВДТ позволяет:

- выравнять напряжение в сетях;
- убирать несимметрию напряжения;

На рисунке 1.5 изображена принципиальная схема включения ВДТ:

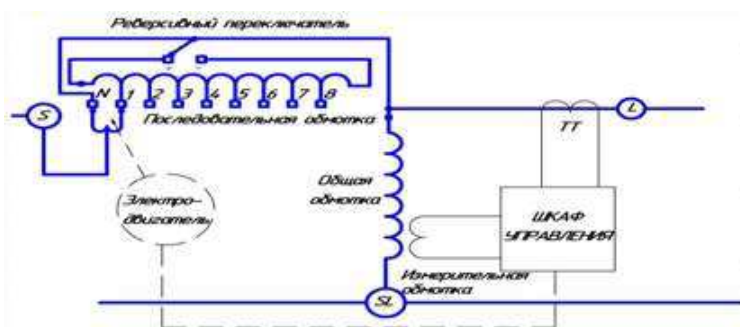


Рисунок 1.5 – Принципиальная схема включения ВДТ

#### 1.2.5 Технологии FACTS – гибкие передающие системы переменного тока

На сегодняшний день имеются также инновационные технологии для

увеличения пропускной способности линий. Благодаря развитию электроники получили устройства, способные воздействовать сразу на несколько параметров ЛЭП:

- напряжение в начале и в конце линии;
- индуктивное сопротивление линии;
- угол сдвига фаз между векторами начального и конечного напряжения линии.

Эти технологии получили название FACTS (гибкие передающие системы переменного тока) [5].

Одно из таких устройств – преобразователь напряжения. Схема однофазового преобразователя напряжения показана на рисунке 1.7:

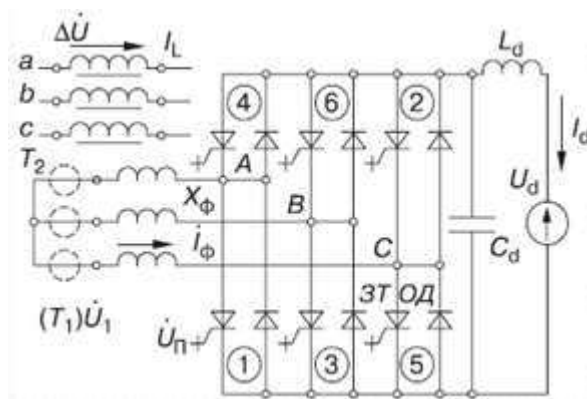


Рисунок 1.7 – Схема однофазового преобразователя напряжения

Преобразователь напряжения можно представить в виде статического аналога синхронной машины, в которой регулируемое напряжение  $U_d$  источника постоянного тока – эквивалент напряжения (тока) ротора, полупроводниковый коммутатор – эквивалент статора, а угол управления – регулятор энергоносителя (вода, пар, газ) турбины или нагрузки насоса. При этом статическая синхронная машина охватывает все четыре квадрата режимов работы: генератор, двигатель с генерацией и потреблением РМ, что соответствует режимам преобразователя: инвертор, выпрямитель с генерацией и потреблением РМ.

В настоящее время решается вопрос о реализации международных проектов по объединению энергосистем нескольких стран, что позволит наиболее экономично реализовать избытки электроэнергии каждого участника объединения, а также осуществлять взаимную помощь при внештатных ситуациях, например, в послеаварийных режимах работы отдельных энергосистем.

### **1.3 Мировые фирмы – изготовители современных проводов ВЛ**

На мировом рынке в сфере производства классических и специальных типов проводов выступают несколько десятков компаний. На сегодняшний день актуальные в России поставщики:

- Nexans, Бельгия;
- Lumpi-Berndorf, Австрия;
- J-Power Systems, Япония [6].

#### **1.3.1 Провода AERO-Z, Nexans**

##### **1.3.1.1 Конструкция провода**

Одним из путей решения проблемы повышения пропускной способности является применение так называемых компактных проводов типа AERO-Z. В таблице 1.1 приведены сравнительные характеристики сталеалюминиевого провода АС 240/56, AERO-Z 346-2Z и AERO-Z 366-2Z.

Таблица 1.1 – Сравнительные характеристики сталеалюминиевого провода АС

Марка	Диаметр, мм	Сечение, мм <sup>2</sup>	Сопротивление, Ом/км	Разрывное усилие, кг	Масса, кг/км	Аэро сопр.
АС 240/56	22,4	241/56,3	0,12182	9778	1106	0,95
AERO-Z 346-2Z	22,4	345,65	0,0974	11132	958	0,8
AERO-Z 366-2Z	23,1	366,13	0,0919	11617	1014	0,8

Основная особенность провода АЕРО-Z заключается в форме проволок токопроводящих слоев – их сечение напоминает букву “Z” (рис. 1.8, *а* – АЕРО-Z; *б* – провод АС):

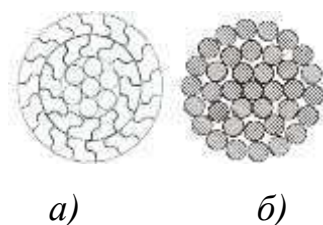


Рисунок 1.8 – Поперечное сечение проводов

### 1.3.1.2 Эффективность провода

Верхний повив провода АЕРО-Z практически идеально гладкий, имеет незначительные винтовые канавки, возникающие между верхними кромками Z-образных проволок. За счет этого конструкция провода АЕРО-Z получается более компактной по сравнению с проводом АС и при том же диаметре имеет большее сечение алюминия. За счет того, что вместо стального сердечника используются алюминиевые проволоки, провод имеет меньшую массу. Такие особенности влекут за собой меньшие механические напряжения в опорах в случаях применения проводов равного диаметра или позволяют увеличить полезное электропроводящее сечение при равных механических напряжениях в опорах.

### 1.3.1.3 Недостатки провода

Стоимость за километр провода АЕРО-Z примерно в шесть раз выше по сравнению с проводом АС. В проводе АЕРО-Z не допускается длительного повышения температур свыше 80°.

### 1.3.2 Провода TACSR/ACS и (Z)TACSR/HICIN

За счет большой рабочей температуры способны увеличивать пропускную способность ЛЭП. Главное отличие от проводов марки АС заключается в том, что данные провода способны длительное время нести более высокую токовую нагрузку

#### 1.3.2.1 Конструкция провода

Конструкция провода представлена на рисунке 1.9:

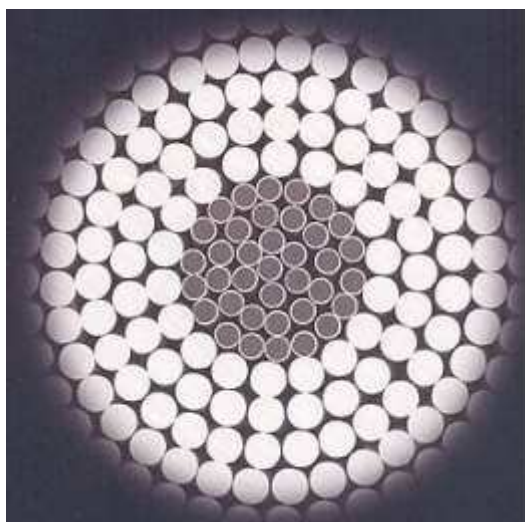


Рисунок 1.9 – Конструкция провода TACSR/ACS

Из рисунка видно, что данные провода имеют стальной сердечник и токопроводящие повивы, как и традиционные провода марки АС. Существенное отличие в том, что повивы данного провода могут быть выполнены из термостойкого алюминия ТАЛ или сверхтермостойкого ZТАЛ.

### **1.3.2.2 Эффективность провода**

Как уже было отмечено выше повивы данного провода выполняются из термостойкого алюминия TAL или сверхтермостойкого ZTAL. В качестве токонесущей части провода – используется термоустойчивый алюминий, который дает возможность увеличить пропускную способность ЛЭП, если же используется сверхтермостойкий ZTAL – это позволяет ещё сильнее усилить эффект.

### **1.3.2.3 Недостатки провода**

Большая стоимость за 1 километр, то есть значительно дороже проводов марки AC.

### **1.3.3 Провода GTACSR**

У данных проводов метод повышения пропускной способности такой же, как и у проводов марки “Lumpi Berndorf” – высокая рабочая температура. Из-за того, что этот провод устойчив к высокой температуре, он может длительно нести высокую токовую нагрузку.

#### **1.3.3.1 Конструкция провода**

Главная особенность провода данной марки – наличие зазора между стальным сердечником и токопроводящими слоями провода, что видно из конструкции провода GTACSR (рис. 1.10).

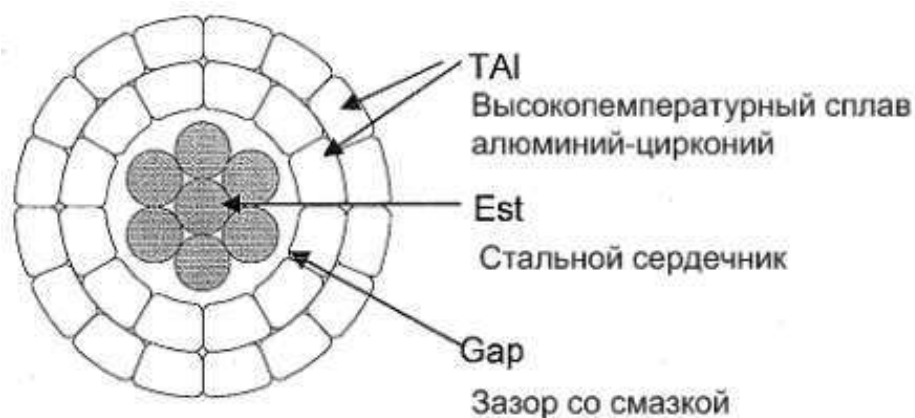


Рисунок 1.10 – Конструкция провода GTACSR

### 1.3.3.2 Эффективность провода

У провода с зазором все тяжение приходится на стальной сердечник, из этого можно сделать вывод, что модуль упругости и коэффициент расширения будут совпадать с характеристиками стали данного провода. Так как возрастает температура – провод будет меньше подвержен удлинению. Из зависимостей, изображенных на рисунке 1.11, и характеристик, представленных в таблице 1.2, видно, что для данной марки провода стрела провеса будет меньше, чем для проводов марки АС.

Таблица 1.2 – Характеристики разных марок проводов

Расчетные режимы	Марка провода			
	АС-300		GTACSR 287/53SQ	
	Тяжение, кг	Стрела, м	Тяжение, кг	Стрела, м
Среднегодовая температура $t = 11,1 \text{ } ^\circ\text{C}$	2514	11	2459	11,07
Ветер 162,5 Па, гололед 10 мм., $t = -5 \text{ } ^\circ\text{C}$	4280	11,9	4244	11,81
Режим грозозащиты, $t = +15 \text{ } ^\circ\text{C}$	2460	11,3	2423	11,24
Температура провода $t = -30 \text{ } ^\circ\text{C}$	3067	9	2939	9,26

Температура провода $t = 80 \text{ }^{\circ}\text{C}$	1949	14,3	2154	12,64
Температура провода $t = 150 \text{ }^{\circ}\text{C}$			1927	14,13

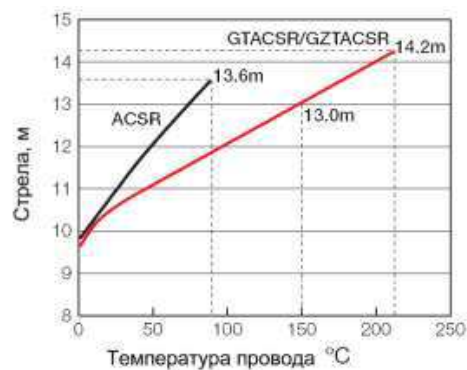


Рисунок 1.11 – Зависимость стрелы провеса от температуры провода для разных марок проводов

На рисунке 1.12 представлена зависимость пропускной способности от сечения для различных марок проводов:

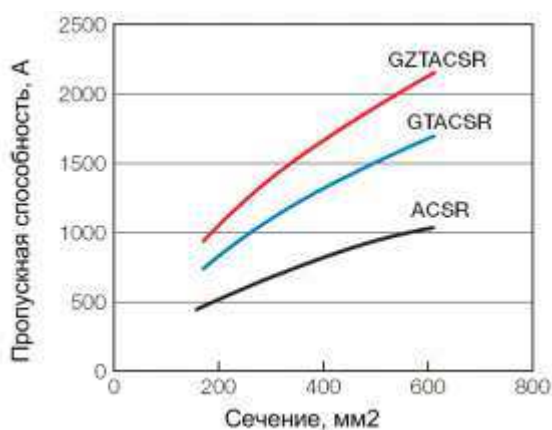


Рисунок 1.12 – Зависимость пропускной способности от сечения для разных марок проводов



Из полученных зависимостей, представленных на рисунке 1.12, видно, что механические характеристики делают данный провод хорошим элементом, позволяющим повысить пропускную способность ЛЭП.

### **1.3.3.3 Недостатки провода**

- большая цена провода за 1 километр;
- затрудненный ремонт провода;
- затрудненный монтаж провода;
- обучение персонала;
- необходимость в специализированном оборудовании.

## **2 Аналитическая часть**

### **2.1 Моделирование исследуемой линии в программном комплексе RastrWin3**

Моделирование участка сети произведено в программном комплексе “RastrWin”. Создание модели требует задание узлов и линий электрической сети, а также типов и параметров узлов и линий. Параметрами узлов являются их номинальные напряжения и присоединенные мощности. Линии в модели – это участки сети между двумя узлами, которые могут являться выключателями, ЛЭП и трансформаторами. К параметрам линий относятся сопротивления, проводимости начала и конца линии, а также коэффициент трансформации, если линия модели является трансформатором. Параметры трансформаторов должны быть приведены к напряжению первичной обмотки трансформатора с учетом положения устройств ПБВ и РПН.

Поэтому первым этапом моделирования электрической сети является определение параметров её элементов и расчет параметров схемы замещения этих элементов по известным из курса электрических сетей выражениям.

#### **2.1.1 Описание моделируемого участка сети**

Рассматриваемый участок берет начало от ПС 35/10 кВ №37 “Имисская”, запитывая при этом множество потребителей.

На рисунке 2.1 представлена поопорная схема ВЛ-10 кВ Ф.37-02 от П/С №37 «Имисская»:

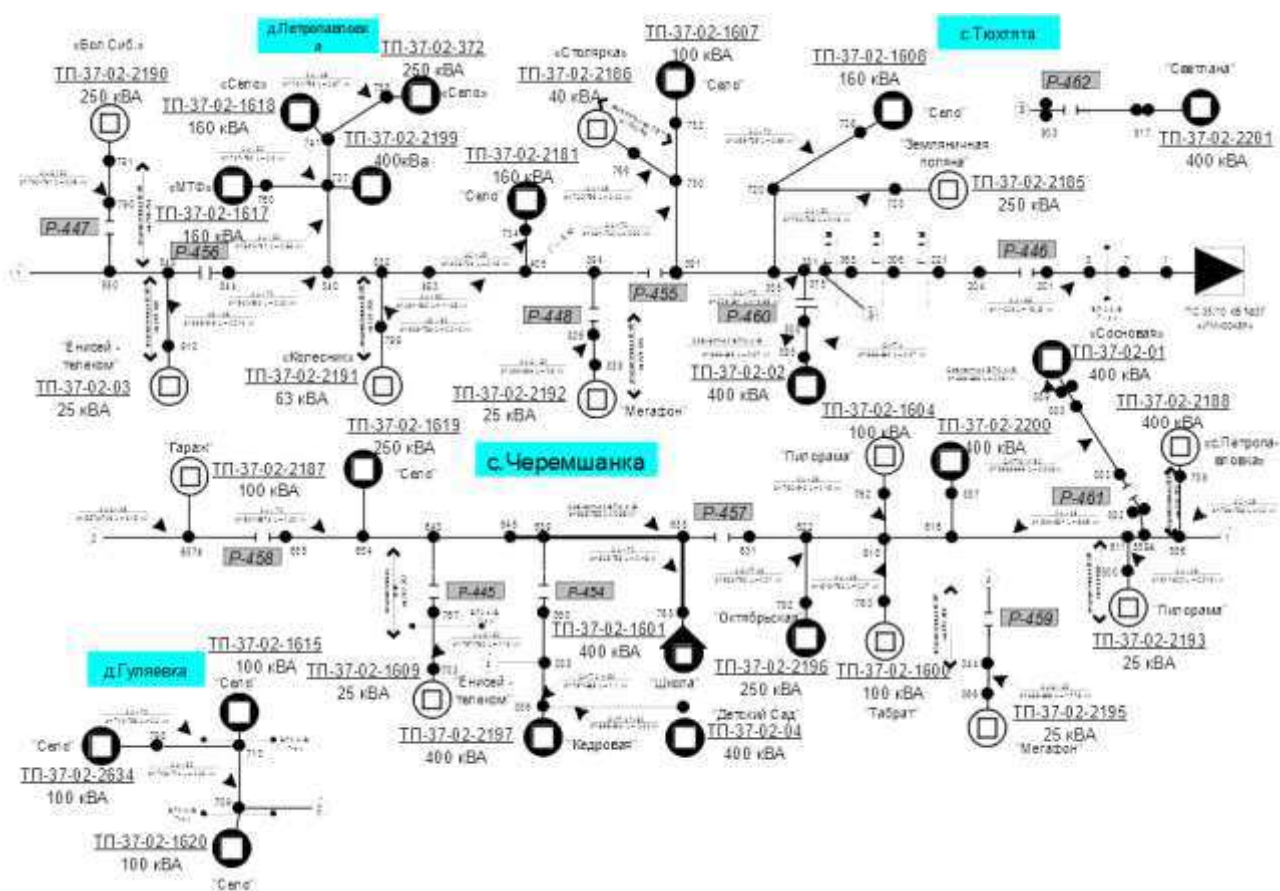


Рисунок 2.1 – Поопорная схема ВЛ-10 кВ Ф.37-02 от П/С №37 «Имисская»

Суммарная протяженность головного участка составляет 61 км, выполненная проводами А-95 длиной 16,32 км, А-70 длиной 18,08 км, А-50 длиной 11,91 км, АС-50 длиной 1,26 км, А-35 длиной 7,06 км, АС-35 длиной 4,31 км.

### 2.1.2 Разработка первоначального состояния модели участка сети в программе “RastrWin”

При создании модели в программе “RastrWin” определяющими являются параметры ветвей (трансформаторы, ЛЭП) и параметры узлов (нагрузка).

Расчет параметров был выполнен на основании данных, предоставленных филиалом ПАО “МРСК Сибири” – “Красноярскэнерго”.

Модель создается путем внесения в таблицы программы узлов и ветвей. Также задаются параметры трансформаторов и анцапф для создания удобного управления РПН и ПБВ.

Параметры узлов в программе “RastrWin” представлены на рисунке 2.1:

№	С	В	Тип	Номер	Наименование	U_ном	N_сек	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_гном	Q_гмакс	E_эл	V	Delta	Тер...	dV
1			Base	100	УТ 30-05	35		1			1,5	0,3	37,0				37,00			5,71
2			Нягр	101	10	35		1									37,00	-0,02		-5,71
3			Нягр	110	10 c1	30		1									10,70	-0,02		7,60
4			Нягр	120	10 c2	30		1									10,70	-0,20		7,60
5			Нягр	200	от 201	30		1									10,00	-3,43		-0,04
6			Нягр	201	от 202	30		1									10,00	-3,43		-0,04
7			Нягр	300	от 375 (ПС 2201 400 кВА)	30	3	1	0,0000	0,0320							5,14	-6,70		-0,08
8			Нягр	400	от 301 (ПС 02 400 кВА)	30	3	1	0,0000	0,0320							5,12	-6,81		-0,05
9			Нягр	500	от 383	30		1									5,10	-6,80		-0,01
10			Нягр	610	от 720 (ПС 2185 250 кВА, ПС 1638 160 кВА)	30	3	1	0,1150	0,0680							5,09	-6,90		-0,06
11			Нягр	600	от 291	30		1									5,06	-6,90		-0,24
12			Нягр	801	от 382	30		1									5,08	-6,98		-0,24
13			Нягр	610	от 731 (ПС 2196 40 кВА, ПС 1607 100 кВА)	30	3	1	0,0390	0,0230							5,06	-6,98		-0,25
14			Нягр	700	от 394 (ПС 2192 25 кВА)	30	3	1	0,0050	0,0016							5,07	-7,01		-0,24
15			Нягр	790	от 401 (ПС 06 100 кВА)	30	3	1	0,0200	0,0066							5,03	-7,12		-0,60
16			Нягр	800	от 405 (ПС 2181 160 кВА)	30	3	1	0,0440	0,0260							5,01	-7,18		-0,80
17			Нягр	900	от 520	30		1									5,46	-6,12		-11,42
18			Нягр	910	ПС 11 63 кВА, ПС 10 63 кВА	30	3	1	0,0300	0,0090							5,45	-6,13		-11,67
19			Нягр	1000	от 138 (ПС 2191 63 кВА)	30	3	1	0,0200	0,0066							5,40	-6,31		-11,96
20			Нягр	1100	от 540	30		1									5,40	-6,34		-16,34
21			Нягр	1110	от 737 (ПС 2199 400 кВА, ПС 1617 160 кВА)	30	3	1	0,1895	0,1131							5,39	-6,36		-16,67
22			Нягр	1120	от 741 (ПС 1628 160 кВА, ПС 372 250 кВА)	30	3	1	0,0700	0,0230							5,39	-6,35		-16,67
23			Нягр	1200	от 544	30		1									5,39	-6,39		-16,14
24			Нягр	1201	от 545	30		1									5,39	-6,39		-16,14
25			Нягр	1300	от 548 (ПС 03 25 кВА)	30	3	1	0,0050	0,0016							5,37	-6,43		-16,28
26			Нягр	1400	от 550 (ПС 2190 250 кВА)	30	3	1	0,0700	0,0420							5,36	-6,46		-16,30
27			Нягр	1500	от 553 (ПС 2188 400 кВА)	30	3	1	0,0500	0,0164							5,35	-6,50		-16,33
28			Нягр	1600	от 558 (ПС 01 400 кВА)	30	3	1	0,0500	0,0164							5,33	-6,58		-16,74
29			Нягр	1700	от 611 (ПС 2193 25 кВА)	30	3	1	0,0030	0,0010							5,13	-10,13		-16,65
30			Нягр	1800	от 612 (ПС 2195 25 кВА)	30	3	1	0,0030	0,0010							5,13	-10,14		-16,65
31			Нягр	1900	от 616 (ПС 2200 400 кВА)	30	3	1	0,0000	0,0164							5,12	-10,18		-16,83
32			Нягр	2000	от 618 (ПС 1604 100 кВА, ПС 3000 100 кВА)	30	3	1	0,0200	0,0066							5,11	-10,20		-16,80
33			Нягр	2100	от 622 (ПС 2196 250 кВА)	30	3	1	0,0500	0,0164							5,10	-10,23		-16,82
34			Нягр	2200	от 611	30		1									5,07	-10,31		-16,27
35			Нягр	2201	от 612	30		1									5,07	-10,31		-16,27
36			Нягр	2300	от 615 (ПС 1603 400 кВА)	30	3	1	0,0382	0,0120							5,07	-10,32		-16,20
37			Нягр	2400	от 619	30		1									5,07	-10,34		-16,22
38			Нягр	2410	от 896 (ПС 04 400 кВА, ПС 2197 100 кВА)	30	3	1	0,1000	0,0320							5,06	-10,36		-16,42
39			Нягр	2500	от 648 (ПС 1609 25 кВА)	30	3	1	0,0070	0,0042							5,06	-10,38		-16,36
40			Нягр	2600	от 654 (ПС 1629 250 кВА)	30	3	1	0,0000	0,0320							5,06	-10,37		-16,40
41			Нягр	2700	от 65E	30		1									5,06	-10,37		-16,40
42			Нягр	2701	от 65E	30		1									5,06	-10,37		-16,40
43			Нягр	2800	от 657 (ПС 2187 100 кВА)	30	3	1	0,0400	0,0131							5,06	-10,38		-16,40
44			Нягр	2900	от 709 (1620 100 кВА)	30	3	1	0,0400	0,0131							5,04	-10,47		-16,64
45			Нягр	2910	от 713 (ПС 2634 100 кВА, ПС 1615 100 кВА)	30	3	1	0,0280	0,0168							5,04	-10,47		-16,64

Рисунок 2.1 – Параметры узлов в программе “RastrWin”

Параметры ветвей в программе “RastrWin” представлены на рисунке 2.2:

№	Q	S	Тип	N_участка	N_участка	N_участка	ID Г...	Название	R	X	E	Класс	N_участка	ED	P_участка	Q_участка	№	I_max	Т_измер.	
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	100	101			10 Г-08 - 10	0,0438	0,3148	130,8	1,000			-2		34	2,5		
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	101	120			10 - 10-11	0,0878	4,4485		0,291								
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	101	120			10 - 10-12	0,0878	4,4485		0,291								
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	120	200			10 Г2 - от 201	5,2800	4,3800					-1		80			
5	<input type="checkbox"/>		Вывод	200	201			от 201 - от 202							-1					
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	201	300			от 202 - от 275 (ГК 2201 400 кВБ)	6,2000	5,9200					-1		80			
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	300	400			от 275 (ГК 2201 400 кВБ) - от 381 (ГК 02 400 кВБ)	0,2160	0,1360					-1		74			
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	400	301			от 381 (ГК 02 400 кВБ) - от 385	0,1440	0,0610					-1		88			
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	600	130			от 385 - от 720 ГК 2181 250 кВБ, ГК 3938 160 кВБ	0,4320	0,2720					-1		7			
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	600	600			от 385 - от 391	0,2160	0,1360					-1		62			
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	600	600			от 391 - от 730 ГК 2186 40 кВБ, ГК 1607 300 кВБ	0,1440	0,0910					-1		2			
12	<input type="checkbox"/>		Вывод	600	601			от 391 - от 392							-1					
13	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	601	700			от 392 - от 394 (ГК 2182 25 кВБ)	0,0970	0,0460					-1		60			
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	700	790			от 394 (ГК 2182 25 кВБ) - от 401 (ГК 08 100 кВБ)	0,7400	0,1600					-1		59			
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	790	800			от 401 (ГК 08 100 кВБ) - от 405 (ГК 2181 160 кВБ)	0,1940	0,0810					-1		38			
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	800	900			от 405 (ГК 2181 160 кВБ) - от 526	5,0670	2,7800					-1		56			
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	900	930			от 526 - ГК 1143 кВБ, ГК 10 62 кВБ	1,5040	0,7590					-1		2			
18	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	900	1000			от 526 - от 538 (ГК 2181 83 кВБ)	0,3820	0,2780					-1		34			
19	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1000	1100			от 538 (ГК 2181 83 кВБ) - от 545	0,0970	0,0460					-1		53			
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1100	1130			от 540 - от 737 ГК 2199 400 кВБ, ГК 3827 160 кВБ	0,1460	0,0740					-1		11			
21	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1100	1120			от 540 - от 741 ГК 1628 160 кВБ, ГК 172 250 кВБ	0,3854	0,1723					-1		4			
22	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1100	1200			от 540 - от 544	0,1440	0,0910					-1		38			
23	<input type="checkbox"/>		Вывод	1200	1201			от 544 - от 545							-1					
24	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1201	1300			от 545 - от 548 (ГК 03 25 кВБ)	0,2210	0,0790					-1		39			
25	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1300	1400			от 548 (ГК 03 25 кВБ) - от 550 (ГК 2190 250 кВБ)	0,1470	0,0920					-1		38			
26	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1400	1500			от 550 (ГК 2190 250 кВБ) - от 553 (ГК 2388 400 кВБ)	0,2210	0,0980					-1		34			
27	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1500	1600			от 553 (ГК 2388 400 кВБ) - от 558а (ГК 01 400 кВБ)	0,4420	0,1560					-1		32			
28	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1600	1700			от 558а (ГК 01 400 кВБ) - от 611 (ГК 2193 25 кВБ)	3,9070	1,3228					-1		29			
29	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1700	1800			от 611 (ГК 2193 25 кВБ) - от 612 (ГК 2195 25 кВБ)	0,0740	0,0290					-1		29			
30	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2000	1900			от 612 (ГК 2195 25 кВБ) - от 618 (ГК 2290 400 кВБ)	0,2950	0,3000					-1		29			
31	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1900	2000			от 618 (ГК 2290 400 кВБ) - от 618 (ГК 1604 100 кВБ, ГК 1608 100 кВБ)	0,1470	0,0930					-1		26			
32	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2000	2100			от 618 (ГК 1604 100 кВБ, ГК 1608 100 кВБ) - от 622 (ГК 2196 250 кВБ)	0,2950	0,3000					-1		25			
33	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2100	2200			от 622 (ГК 2196 250 кВБ) - от 631	0,6630	0,2250					-1		22			
34	<input type="checkbox"/>		Вывод	2200	2201			от 631 - от 632							-1					
35	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2201	2300			от 632 - от 635 (ГК 1601 400 кВБ)	0,0380	0,0530					-1		22			
36	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2300	2400			от 635 (ГК 1601 400 кВБ) - от 639	0,0380	0,0530					-1		17			
37	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2400	2410			от 639 - от 686 (ГК 04 400 кВБ, ГК 2197 300 кВБ)	1,0190	0,3280					-1		6			
38	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2400	2500			от 639 - от 648 (ГК 1600 25 кВБ)	0,3380	0,1240					-1		12			
39	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2500	2600			от 648 (ГК 1609 25 кВБ) - от 654 (ГК 1619 250 кВБ)	0,3900	0,1200					-1		11			
40	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2600	2700			от 654 (ГК 1619 250 кВБ) - от 655	0,0220	0,0140					-1		6			
41	<input type="checkbox"/>		Вывод	2700	2701			от 655 - от 656							-1					
42	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2701	2800			от 656 - от 657а (ГК 2187 300 кВБ)	0,0440	0,0280					-1		6			
43	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2800	2800			от 657а (ГК 2187 300 кВБ) - от 709 (1620 300 кВБ)	1,7800	1,6700					-1		4			
44	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2800	2910			от 709 (1620 300 кВБ) - от 713 (ГК 2634 130 кВБ, ГК 1628 100 кВБ)	0,3300	0,3000					-1		2			

Рисунок 2.2 – Параметры ветвей в программе “RastrWin”

Параметры трансформатора в программе “RastrWin” представлены на рисунке 2.3:

№	Название	тип	Тем	S	N_1	N_2	N_1T	N_2T	N_1E	N_2E	N_1L	N_2L	U_1	U_2	U_1T	U_2T	U_1E	U_2E	U_1L	U_2L	I_1	I_2	I_1T	I_2T	I_1E	I_2E	I_1L	I_2L	U_100	U_200	U_100T	U_200T	U_100E	U_200E	U_100L	U_200L	I_100	I_200	I_100T	I_200T	I_100E	I_200E	I_100L	I_200L							
1	Т1	ТТ	ТТ	700	600	600	600	600	600	600	600	600	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

Рисунок 2.3 – Параметры трансформатора в программе “RastrWin”

Параметры анцапф в программе “RastrWin” представлены на рисунке 2.4:

	N_bd	Названия	ЕИ	+/-	Тип	Место	К...	V_нр	V_рег	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг
1	1	РПН	%	+	РПН	ВН	1	10,5	37,0	8	1,500	8	1,500				
2	2	ПБВ	%	+	РПН	НН	1	37,0	10,5	2	2,500	2	2,500				

Рисунок 2.4 – Параметры анцапф в программе “RastrWin”

Параметры токовой нагрузки ЛЭП в программе “RastrWin” представлены на рисунке 2.5:

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место
1	120	200	10 с2 - оп 201	80	80	ВН
2	201	300	оп 202 - оп 375 (ПС 2201...	80	80	ВН
3	300	400	оп 375 (ПС 2201 400 кВА...	74	74	ВН
4	400	500	оп 381 (ПС 02 400 кВА) - ...	68	68	ВН
5	500	510	оп 385 - оп 720 ПС 2185 ...	7	7	ВН
6	500	600	оп 385 - оп 391	62	62	ВН
7	600	610	оп 391 - оп 730 ПС 2186 ...	2	2	ВН
8	601	700	оп 392 - оп 394 (ПС 2192...	60	60	ВН
9	700	790	оп 394 (ПС 2192 25 кВА) ...	59	59	ВН
10	790	800	оп 401 (ПС 06 100 кВА) - ...	58	58	ВН
11	800	900	оп 405 (ПС 2181 160 кВА...	56	56	ВН
12	900	910	оп 526 - ПС 11 63 кВА, П...	2	2	ВН
13	900	1000	оп 526 - оп 538 (ПС 2191...	54	54	ВН
14	1000	1100	оп 538 (ПС 2191 63 кВА) ...	53	53	ВН
15	1100	1110	оп 540 - оп 737 ПС 2199 ...	11	11	ВН
16	1100	1120	оп 540 - оп 741 ПС 1618 ...	4	4	ВН
17	1100	1200	оп 540 - оп 544	38	38	ВН
18	1201	1300	оп 545 - оп 548 (ПС 03 2...	39	39	ВН
19	1300	1400	оп 548 (ПС 03 25 кВА) - о...	38	38	ВН
20	1400	1500	оп 550 (ПС 2190 250 кВА...	34	34	ВН
21	1500	1600	оп 553 (ПС 2188 400 кВА...	32	32	ВН
22	1600	1700	оп 558а (ПС 01 400 кВА) ...	29	29	ВН
23	1700	1800	оп 611 (ПС 2193 25 кВА) ...	29	29	ВН
24	1800	1900	оп 612 (ПС 2195 25 кВА) ...	29	29	ВН
25	1900	2000	оп 616 (ПС 2200 400 кВА...	26	26	ВН
26	2000	2100	оп 618 (ПС 1604 100 кВА...	25	25	ВН
27	2100	2200	оп 622 (ПС 2196 250 кВА...	22	22	ВН
28	2201	2300	оп 632 - оп 635 (ПС 1601...	22	22	ВН
29	2300	2400	оп 635 (ПС 1601 400 кВА...	17	17	ВН
30	2400	2410	оп 639 - оп 886 ПС 04 40...	6	6	ВН
31	2400	2500	оп 639 - оп 648 (ПС 1609...	12	12	ВН
32	2500	2600	оп 648 (ПС 1609 25 кВА) ...	11	11	ВН
33	2600	2700	оп 654 (ПС 1619 250 кВА...	6	6	ВН
34	2701	2800	оп 656 - оп 657а (ПС 218...	6	6	ВН
35	2800	2900	оп 657а (ПС 2187 100 кВ...	4	4	ВН
36	2900	2910	оп 709 (1620 100 кВА) - о...	2	2	ВН

Рисунок 2.5 – Параметры токовой нагрузки ЛЭП в программе “RastrWin”

Параметры СХН в программе “RastrWin” представлены на рисунке 2.6:

	№схн	P0	P1	P2	Frec P	Q0	Q1	Q2	Frec Q
1	2	0,830	-0,300	0,470	1,100				
2	3	-0,200	1,200			3,600	-8,900	5,300	

Рисунок 2.6 – Параметры СХН в программе “RastrWin”

Параметры потерь в программе “RastrWin” представлены на рисунке 2.7:

	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_Ш-нт	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП	Q_XX_тр	dQ_Ш-нт
1	10	0,31	0,31					0,20	0,20				
2	35	0,05				0,05		0,19		0,01		0,18	

Рисунок 2.7 – Параметры потерь в программе “RastrWin”

Из рисунка 2.5 видно, что ток в начале головного участка составляет 80 А, следовательно, можно сделать вывод о достоверности моделированной схемы участка.

В дипломной работе при моделировании схемы участка были применены так называемые статические характеристики электрических нагрузок. Статические характеристики нагрузки – это зависимость потребляемой активной мощности узлом нагрузки от напряжения и частоты в узле  $P = f(u, f)$ . По аналогии и с потребляемой реактивной мощностью узлом нагрузки –  $Q = f(u, f)$ .

В своей работе для моделируемой схемы использовал СХН №3, данные которой представлены на рисунке 2.6. СХН №3 используется для сельскохозяйственных районов. В последующем моделировании в каждой модели будет использован СХН №3.

После указания всех заданных параметров узлов и ветвей можно построить “Графику” в соответствующей вкладке программы “RastrWin3”. Процесс создания модели изображен на рисунке 2.8:

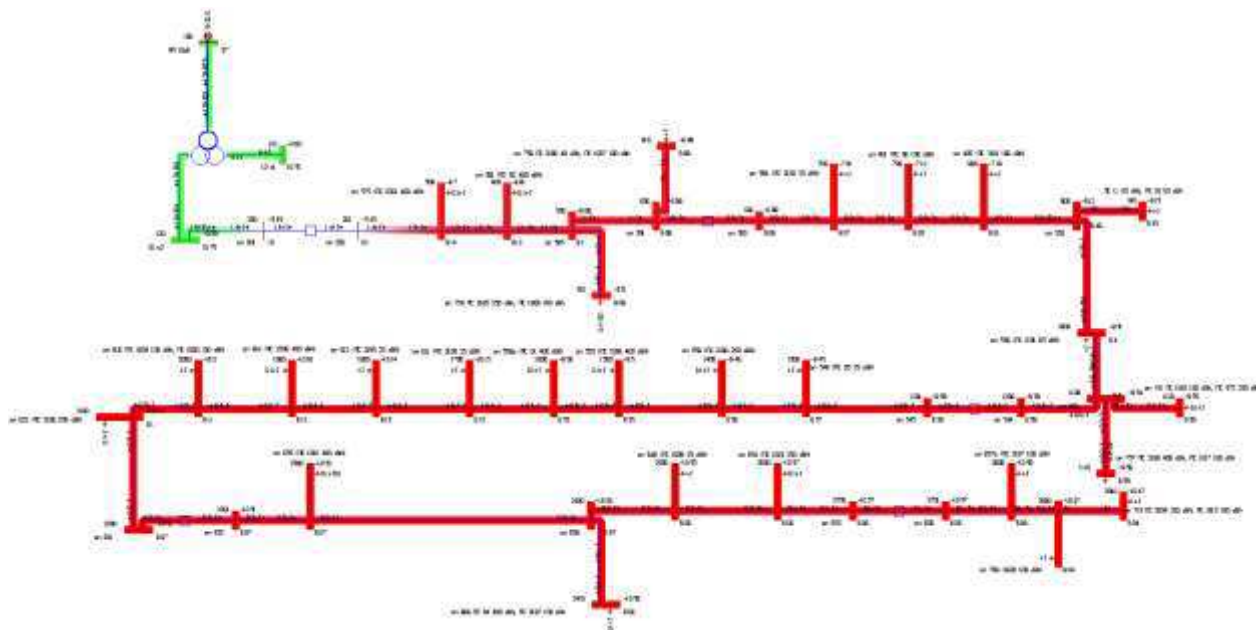


Рисунок 2.8 – Модель участка в программе “RastrWin”

Для удобства анализа на схеме использован так называемый “Градиент”, с помощью которого можно указать отображаемый параметр, в нашем случае – отклонение напряжения от номинала, красным цветом указано отклонение напряжения -10 кВ, зеленым +10 кВ.

Из рисунка 2.8 видно, что данный участок имеет проблемы с напряжением. Из-за недостаточных сечений проводов и больших нагрузок происходит большое падение напряжения и большие технические потери.



## 2.2 Разработка мероприятий по повышению пропускной способности ЛЭП и проверка их эффективности в программном комплексе RastrWin3

### 2.2.1 Повышение пропускной способности участка с помощью вольтодобавочного трансформатора, повышения сечения некоторых участков и использования дополнительной цепи ЛЭП

На рисунке 2.9 представлены узлы в программе “RastrWin”:

№	С	Тип	Номер	Наименование	U_ном	I_с_ном	Р_акт	P_л	Q_л	P_г	Q_г	V_дв	Q_мгн	Q_макс	В_дв	V	Delta	Тер...	dv
1	<input type="checkbox"/>	Базис	300	ИТ 194Б	35	1										37,00			5,71
2	<input type="checkbox"/>	Нагр	301	ИТ	35	1				1,8	0,5	37,0				37,00	-0,02		-5,70
3	<input type="checkbox"/>	Нагр	100	10 с1	10	1										10,76	-0,02		7,99
4	<input type="checkbox"/>	Нагр	100	10 с2	10	1										10,75	-0,15		7,47
5	<input type="checkbox"/>	Нагр	200	оп 201	10	1										10,26	-1,28		2,57
6	<input type="checkbox"/>	Нагр	201	оп 202	10	1										10,26	-1,85		2,57
7	<input type="checkbox"/>	Нагр	210	БДТ 192	10	1										9,41	-5,22		-5,94
8	<input type="checkbox"/>	Нагр	300	оп 375 (ПС 2001 400 кВА)	10	3	1	0,1								10,74	-0,40		7,44
9	<input type="checkbox"/>	Нагр	400	оп 381 (ПС 02 400 кВА)	10	2	1	0,1								10,72	-0,51		7,21
10	<input type="checkbox"/>	Нагр	300	оп 385	10	3	1									10,71	-0,56		7,08
11	<input type="checkbox"/>	Нагр	510	оп 720 (ПС 2185 250 кВА, ПС 1603 160 кВА)	10	3	1	0,1	0,1							10,70	-0,58		7,02
12	<input type="checkbox"/>	Нагр	600	оп 391	10	1										10,69	-0,64		6,89
13	<input type="checkbox"/>	Нагр	601	оп 392	10	1										10,69	-0,64		6,89
14	<input type="checkbox"/>	Нагр	610	оп 730 (ПС 2186 40 кВА, ПС 1607 100 кВА)	10	3	1									10,69	-0,64		6,89
15	<input type="checkbox"/>	Нагр	700	оп 394 (ПС 2162 25 кВА)	10	3	1									10,68	-0,68		6,83
16	<input type="checkbox"/>	Нагр	790	оп 411 (ПС 06 100 кВА)	10	2	1									10,66	-0,74		6,63
17	<input type="checkbox"/>	Нагр	800	оп 405 (ПС 2181 160 кВА)	10	3	1									10,65	-0,79		6,52
18	<input type="checkbox"/>	Нагр	900	оп 526	10	1										10,33	-0,18		3,28
19	<input type="checkbox"/>	Нагр	010	ПС 11 63 кВА, ПС 10 63 кВА	10	2	1									10,32	-0,17		3,24
20	<input type="checkbox"/>	Нагр	1 000	оп 538 (ПС 2191 63 кВА)	10	3	1									10,30	-0,29		2,97
21	<input type="checkbox"/>	Нагр	1 100	оп 540	10	1										10,29	-0,31		2,92
22	<input type="checkbox"/>	Нагр	1 110	оп 737 (ПС 2199 400 кВА, ПС 1617 160 кВА)	10	2	1	0,2	0,1							10,29	-0,30		2,90
23	<input type="checkbox"/>	Нагр	1 120	оп 741 (ПС 1618 180 кВА, ПС 372 250 кВА)	10	3	1	0,1								10,29	-0,30		2,90
24	<input type="checkbox"/>	Нагр	1 200	оп 544	10	1										10,28	-0,35		2,85
25	<input type="checkbox"/>	Нагр	1 201	оп 545	10	1										10,28	-0,35		2,85
26	<input type="checkbox"/>	Нагр	1 300	оп 548 (ПС 03 25 кВА)	10	3	1									10,28	-0,37		2,79
27	<input type="checkbox"/>	Нагр	1 400	оп 550 (ПС 2190 250 кВА)	10	3	1	0,1								10,28	-0,39		2,75
28	<input type="checkbox"/>	Нагр	1 500	оп 553 (ПС 2188 400 кВА)	10	3	1	0,1								10,27	-0,41		2,70
29	<input type="checkbox"/>	Нагр	1 600	оп 558а (ПС 01 400 кВА)	10	3	1	0,1								10,26	-0,46		2,62
30	<input type="checkbox"/>	Нагр	1 700	оп 611 (ПС 2193 25 кВА)	10	3	1									10,18	-0,30		1,94
31	<input type="checkbox"/>	Нагр	1 800	оп 632 (ПС 2195 25 кВА)	10	2	1									10,18	-0,31		1,83
32	<input type="checkbox"/>	Нагр	1 900	оп 636 (ПС 0200 400 кВА)	10	3	1	0,1								10,18	-0,33		1,77
33	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 000	оп 638 (ПС 1604 100 кВА, ПС 1600 100 кВА)	10	3	1									10,17	-0,34		1,75
34	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 100	оп 633 (ПС 2196 250 кВА)	10	2	1	0,1								10,17	-0,37		1,70
35	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 200	оп 631	10	1										10,16	-0,31		1,60
36	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 201	оп 632	10	1										10,16	-0,31		1,60
37	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 300	оп 635 (ПС 1801 400 кВА)	10	2	1	0,1	0,1							10,16	-0,30		1,57
38	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 400	оп 639	10	1										10,16	-0,33		1,53
39	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 410	оп 886 (ПС 04 400 кВА, ПС 2197 100 кВА)	10	3	1	0,1								10,15	-0,35		1,45
40	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 500	оп 648 (ПС 1609 25 кВА)	10	3	1									10,15	-0,35		1,52
41	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 600	оп 654 (ПС 1619 250 кВА)	10	3	1	0,1								10,15	-0,36		1,49
42	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 700	оп 655	10	1										10,15	-0,36		1,49
43	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 701	оп 656	10	1										10,15	-0,36		1,49
44	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 800	оп 657а (ПС 2167 100 кВА)	10	3	1									10,15	-0,36		1,49
45	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 900	оп 709 (1620 100 кВА)	10	3	1									10,14	-0,31		1,39
46	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 910	оп 713 (ПС 2634 100 кВА, ПС 1615 100 кВА)	10	3	1									10,14	-0,31		1,39

Рисунок 2.9 – Параметры узлов в программе “RastrWin”

На рисунке 2.10 представлены параметры ветвей в программе “RastrWin”:

№	Тип	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	Z	КрФ	N_нач	ВД_...	F_нач	Q_нач	№	Tmax	T_ср.
1	Тр-ф	100	101		НТ 100В - Н0	0,0438	0,1148	130,8	1,000			-2		26	3,0	
2	Тр-ф	101	110		Н0 - 30 кВ	0,0878	4,4485		0,291							
3	Тр-ф	101	120		Н0 - 30 кВ	0,0878	4,4485		0,291					28	6,8	
4	ЛЭП	120	200	2	10 кВ - от 201	5,2800	4,3800					-1		46		
5	ЛЭП	120	200	1	10 кВ - от 201	5,2800	4,3800					-1		48		
6	Возл	200	201		от 201 - от 202							-2				
7	ЛЭП	201	210		от 202 - БДТ Н02	4,8940	5,9000					-2		96		
8	Тр-ф	210	300		БДТ Н02 - от 375 (ПС 2201 400 кВА)	0,3300	1,3006	102,1	1,150			-2		96		
9	ЛЭП	300	400		от 375 (ПС 2201 400 кВА) - от 381 (ПС 02 400 кВА)	0,1500	0,1120					-1		78		
10	ЛЭП	400	500		от 381 (ПС 02 400 кВА) - от 385	0,1060	0,0980					-1		72		
11	ЛЭП	500	510		от 385 - от 720 (ПС 2185 250 кВА, ПС 3503 160 кВА)	0,4220	0,2720							7		
12	ЛЭП	500	600		от 385 - от 391	0,1580	0,1320					-1		65		
13	ЛЭП	600	810		от 391 - от 730 (ПС 2186 40 кВА, ПС 1607 300 кВА)	0,1440	0,0930							2		
14	Возл	600	801		от 391 - от 392							-1				
15	ЛЭП	601	700		от 392 - от 394 (ПС 2192 25 кВА)	0,0530	0,0420					-1		63		
16	ЛЭП	700	790		от 394 (ПС 2192 25 кВА) - от 401 (ПС 06 100 кВА)	0,1700	0,1480					-1		63		
17	ЛЭП	790	800		от 401 (ПС 06 100 кВА) - от 405 (ПС 2191 160 кВА)	0,1020	0,0840					-1		61		
18	ЛЭП	800	900		от 405 (ПС 2181 160 кВА) - от 526	1,0890	2,5830					-1		59		
19	ЛЭП	900	910		от 526 - ПС 11 63 кВА, ПС 10 63 кВА	1,5040	0,7090							2		
20	ЛЭП	900	1000		от 526 - от 538 (ПС 2191 63 кВА)	0,3050	0,2330					-1		57		
21	ЛЭП	1000	1100		от 538 (ПС 2191 63 кВА) - от 540	0,0530	0,0420					-1		56		
22	ЛЭП	1100	1110		от 540 - от 757 (ПС 2109 400 кВА, ПС 3017 160 кВА)	0,1430	0,0790							11		
23	ЛЭП	1100	1120		от 540 - от 741 (ПС 1618 90 кВА, ПС 372 250 кВА)	0,1854	0,1723							4		
24	ЛЭП	1100	1200		от 540 - от 544	0,1060	0,0880					-1		41		
25	Возл	1200	1201		от 544 - от 545							-1				
26	ЛЭП	1201	1300		от 545 - от 548 (ПС 03 25 кВА)	0,0800	0,0470					-2		41		
27	ЛЭП	1300	1400		от 548 (ПС 03 25 кВА) - от 550 (ПС 2190 250 кВА)	0,0530	0,0440					-1		41		
28	ЛЭП	1400	1500		от 550 (ПС 2190 250 кВА) - от 553 (ПС 2198 400 кВА)	0,0890	0,0670					-1		37		
29	ЛЭП	1500	1600		от 553 (ПС 2198 400 кВА) - от 556 (ПС 01 400 кВА)	0,1000	0,1330					-1		24		
30	ЛЭП	1600	1700		от 556 (ПС 01 400 кВА) - от 611 (ПС 2193 25 кВА)	1,4170	1,1760					-1		31		
31	ЛЭП	1700	1800		от 611 (ПС 2193 25 кВА) - от 612 (ПС 2195 25 кВА)	0,0270	0,0220					-1		31		
32	ЛЭП	1800	1900		от 612 (ПС 2195 25 кВА) - от 616 (ПС 2200 400 кВА)	0,1070	0,0890					-1		30		
33	ЛЭП	1900	2000		от 616 (ПС 2200 400 кВА) - от 618 (ПС 1604 300 кВА, ПС 3600 150 кВА)	0,0530	0,0440							27		
34	ЛЭП	2000	2100		от 618 (ПС 1604 300 кВА, ПС 3600 150 кВА) - от 622 (ПС 2196 250 кВА)	0,1070	0,0880							28		
35	ЛЭП	2100	2200		от 622 (ПС 2196 250 кВА) - от 631	0,2410	0,2000							23		
36	Возл	2200	2201		от 631 - от 632											
37	ЛЭП	2201	2300		от 632 - от 635 (ПС 1601 400 кВА)	0,0640	0,0530							23		
38	ЛЭП	2300	2400		от 635 (ПС 1601 400 кВА) - от 639	0,0640	0,0530							18		
39	ЛЭП	2400	2410		от 639 - от 880 (ПС 04 400 кВА, ПС 2197 100 кВА)	1,0130	0,3090							6		
40	ЛЭП	2400	2500		от 639 - от 640 (ПС 1609 25 кВА)	0,1450	0,1200							12		
41	ЛЭП	2500	2600		от 640 (ПС 1609 25 кВА) - от 654 (ПС 1619 250 кВА)	0,1390	0,1150							12		
42	ЛЭП	2600	2700		от 654 (ПС 1619 250 кВА) - от 655	0,0160	0,0130							6		
43	Возл	2700	2701		от 655 - от 656											
44	ЛЭП	2701	2800		от 656 - от 657 (ПС 2187 300 кВА)	0,0320	0,0270							6		
45	ЛЭП	2800	2900		от 657 (ПС 2187 300 кВА) - от 709 (ПС 20 100 кВА)	1,3700	1,1370							4		
46	ЛЭП	2900	3010		от 709 (1620 100 кВА) - от 713 (ПС 3634 100 кВА, ПС 1615 100 кВА)	0,2000	0,1000							2		

Рисунок 2.10 – Параметры ветвей в программе “RastrWin”

На рисунке 2.11 представлены параметры трансформаторов в программе “RastrWin”:

№	Название	Тип	U	U1	U2	S	U1N	U2N	U100	U200	T	U1PH	U2PH	U100PH	U200PH	U1PH	U2PH	U100PH	U200PH	U1PH	U2PH	U100PH	U200PH
1	Т1	PS	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
2	Т2	PS	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

Рисунок 2.11 – Параметры трансформаторов в программе “RastrWin”

На рисунке 2.12 представлены параметры анцапф в программе “RastrWin”:

	N_bd	Названия	ЕИ	+/-	Тип	Место	K...	V_нр	V_per	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг
1	1	РПН	%	+	РПН	ВН	1	10,5	37,0	8	1,500	8	1,500				
2	2	ПБВ	%	+	РПН	НН	1	37,0	10,5	2	2,500	2	2,500				
3	3	ВДТ	%	+	РПН	НН	1	10,0	10,0	16	0,938	16	0,938				

Рисунок 2.12 – Параметры анцапф в программе “RastrWin”

Модель участка изображена на рисунке 2.13:

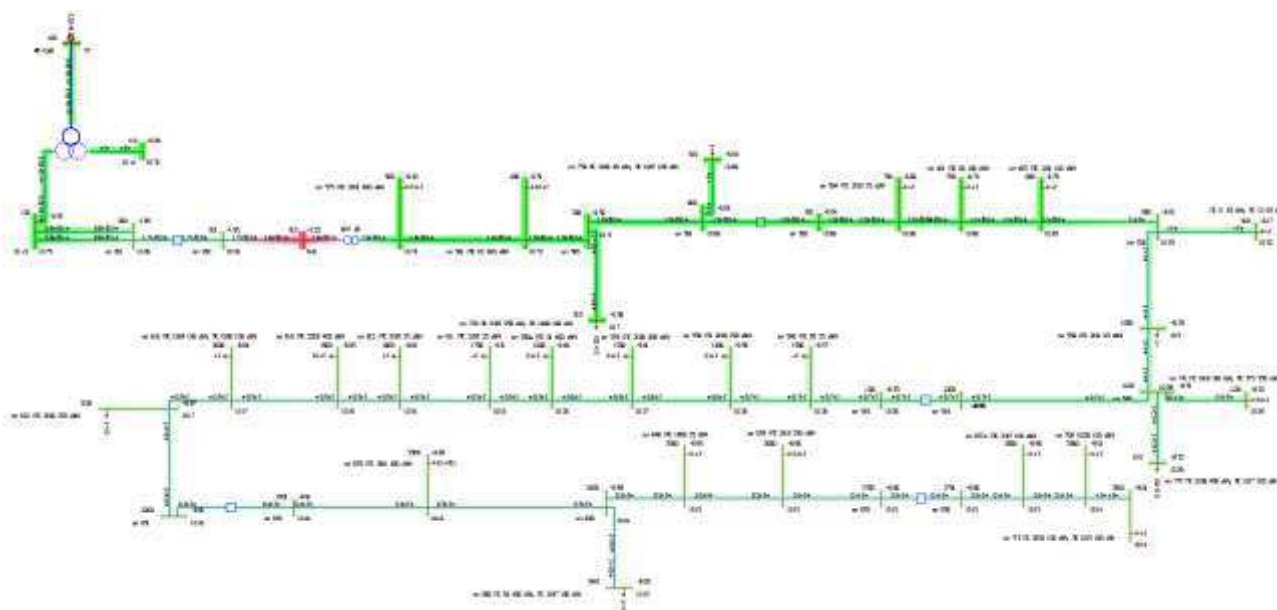


Рисунок 2.13 – Модель участка в программе “RastrWin”

В данном мероприятии была добавлена вторая цепь для линии, проходящая от оп. 1 до оп. 201, длина данного участка составляет 16 км, линия выполнена сечением марки А-95. Вольтодобавочный трансформатор был помещен между опорами 202 и 375. Данные мероприятия значительно улучшили ситуацию в плане напряжения на головном участке, по рисунку 2.13 видно, что теперь ни на одной линии нет отклонения напряжения больше, чем на  $\pm 10\%$ . Было произведено повышение сечения участков, которые имели сечения проводов

A-35, A-50, A-70 на A-95. Также с помощью данного мероприятия удалось снизить потери в ЛЭП, которые составили 0,26 МВт, а в исходном варианте схемы – 0,31 МВт (рис. 2.7). Ток в начале головного участка составил 96 А.

## 2.2.2 Повышение пропускной способности участка с помощью двух вольтодобавочных трансформаторов и использования дополнительной цепи ЛЭП

Данное мероприятие схоже с тем, которое было представлено в пункте 2.2.1, но уже без изменения исходных сечений проводов, а также использованием двух вольтодобавочных трансформаторов, вместо одного.

На рисунке 2.14 представлены параметры узлов в программе “RastrWin”:

№	Тип	Наименование	Q_ном	U_ном	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	U_дл	Q_ном	Q_макс	U_дл	Y	Delta	Тер...
1	Баз	ИТ 10кВ	20	1			2,0	0,6	51,0				37,00		
2	Напр	10/1	20	1									36,99	-0,02	
3	Напр	11/1	10	1									36,78	-0,02	
4	Напр	12/1	10	1									36,74	-0,39	
5	Напр	20/1	10	1									36,13	-2,00	
6	Напр	20/1	10	1									36,13	-2,00	
7	Напр	21/1	10	1									36,06	-0,46	
8	Напр	30/1	10	1	0,1000	0,0320							36,22	-0,84	
9	Напр	40/1	10	1	0,1000	0,0320							36,18	-0,94	
10	Напр	50/1	10	1									36,18	-7,01	
11	Напр	51/1	10	1	0,1100	0,0400							36,18	-7,02	
12	Напр	60/1	10	1									36,13	-7,00	
13	Напр	60/1	10	1									36,13	-7,00	
14	Напр	61/1	10	1	0,0900	0,0320							36,13	-7,00	
15	Напр	70/1	10	1	0,0900	0,0320							36,12	-7,22	
16	Напр	70/1	10	1	0,0200	0,0066							36,07	-7,21	
17	Напр	80/1	10	1	0,0400	0,0200							36,05	-7,26	
18	Напр	91/1	10	1									36,31	-6,97	
19	Напр	90/1	10	1									36,68	-6,73	
20	Напр	91/1	10	1	0,0300	0,0090							36,68	-6,74	
21	Напр	100/1	10	1	0,0300	0,0066							36,62	-6,86	
22	Напр	110/1	10	1									36,61	-6,89	
23	Напр	111/1	10	1	0,0800	0,0240							36,61	-6,89	
24	Напр	120/1	10	1	0,0700	0,0220							36,61	-6,89	
25	Напр	130/1	10	1									36,60	-6,92	
26	Напр	120/1	10	1									36,60	-6,92	
27	Напр	130/1	10	1	0,0900	0,0090							36,78	-6,94	
28	Напр	140/1	10	1	0,0700	0,0220							36,58	-6,96	
29	Напр	150/1	10	1	0,0900	0,0264							36,58	-6,99	
30	Напр	160/1	10	1	0,0900	0,0264							36,54	-6,99	
31	Напр	170/1	10	1	0,0600	0,0180							36,33	-6,41	
32	Напр	180/1	10	1	0,0600	0,0180							36,32	-6,42	
33	Напр	190/1	10	1	0,0500	0,0150							36,31	-6,45	
34	Напр	200/1	10	1	0,0200	0,0066							36,30	-6,46	
35	Напр	210/1	10	1	0,0300	0,0090							36,29	-6,49	
36	Напр	220/1	10	1									36,26	-6,53	
37	Напр	230/1	10	1									36,26	-6,53	
38	Напр	230/1	10	1	0,0800	0,0240							36,26	-6,55	
39	Напр	240/1	10	1									36,25	-6,56	
40	Напр	241/1	10	1	0,1000	0,0320							36,24	-6,57	
41	Напр	250/1	10	1	0,0670	0,0202							36,25	-6,57	
42	Напр	260/1	10	1	0,0300	0,0090							36,24	-6,58	
43	Напр	270/1	10	1									36,24	-6,59	
44	Напр	270/1	10	1									36,24	-6,59	
45	Напр	280/1	10	1	0,0400	0,0120							36,24	-6,59	
46	Напр	290/1	10	1	0,0400	0,0120							36,22	-6,65	
47	Напр	291/1	10	1	0,0200	0,0066							36,22	-6,65	

Рисунок 2.15 – Параметры узлов в программе “RastrWin”

На рисунке 2.16 представлены параметры ветвей в программе “RastrWin”:

№	С	Тип	N_ветв	N_кон	N_n IDГ...	Название	R	X	Ф	KTY	N_ветв	ED...	P_ветв	Q_ветв	Na	Emax	U_ветв	
1	<input type="checkbox"/>	Тр-р	300	301		WT 1205 - 101	0,0439	0,3148	130,8	1,000								
2	<input type="checkbox"/>	Тр-р	301	100		100 - 10 c1	0,0878	4,4495		0,291								
3	<input type="checkbox"/>	Тр-р	301	100		100 - 10 c2	0,0878	4,4495		0,291								
4	<input type="checkbox"/>	РЗН	120	200	2	10 c2 - on 201 (ветв)	5,2800	4,3800					-2				31	0,0
5	<input type="checkbox"/>	РЗН	120	200	2	20 c2 - on 201 (ветв)							-1					33
6	<input type="checkbox"/>	Вак	200	201		on 20 (ветв) - on 202 (ветв)							-1					35
7	<input type="checkbox"/>	РЗН	201	100		on 202 (ветв) - БУТ	6,2000	3,9200					-2					107
8	<input type="checkbox"/>	Тр-р	200	300		БУТ - on 375 (TC 2001 400 кВА)	0,3100	1,2005	102,1	1,150			-2					107
9	<input type="checkbox"/>	РЗН	300	400		on 375 (TC 2201 400 кВА) - on 381 (TC 02 400 кВА)	0,2160	0,1360					-2					87
10	<input type="checkbox"/>	РЗН	400	500		on 381 (TC 02 400 кВА) - on 385	0,1440	0,0910					-1					81
11	<input type="checkbox"/>	РЗН	500	550		on 385 - on 720 (TC 2185 250 кВА, TC 1608 160 кВА)	0,4320	0,2720					-1					7
12	<input type="checkbox"/>	РЗН	500	600		on 385 - on 391 (ветв)	0,2160	0,1360					-1					74
13	<input type="checkbox"/>	РЗН	600	650		on 391 (ветв) - on 730 (TC 2186 40 кВА, TC 1607 160 кВА)	0,1440	0,0910					-1					2
14	<input type="checkbox"/>	Вак	600	601		on 391 (ветв) - on 392 (ветв)							-1					
15	<input type="checkbox"/>	РЗН	601	700		on 392 (ветв) - on 394 (TC 2192 25 кВА)	0,0970	0,0460					-1					72
16	<input type="checkbox"/>	РЗН	700	750		on 394 (TC 2192 25 кВА) - on 401 (TC 06 100 кВА)	0,3400	0,1600					-1					72
17	<input type="checkbox"/>	РЗН	750	800		on 401 (TC 06 100 кВА) - on 405 (TC 2181 160 кВА)	0,1940	0,0910					-1					71
18	<input type="checkbox"/>	РЗН	800	810		on 405 (TC 2181 160 кВА) - БУТ NR2	5,8070	2,7600					-1					68
19	<input type="checkbox"/>	Тр-р	810	900		БУТ NR2 - on 526	0,3100	1,2005	102,1	1,150			-1					68
20	<input type="checkbox"/>	РЗН	900	910		on 526 - TC 11 63 кВА, TC 10 63 кВА	1,5040	0,7090					-1					2
21	<input type="checkbox"/>	РЗН	900	1000		on 526 - on 538 (TC 2191 63 кВА)	0,5820	0,2740					-1					57
22	<input type="checkbox"/>	РЗН	1000	1100		on 538 (TC 2191 63 кВА) - on 540	0,0970	0,0460					-1					56
23	<input type="checkbox"/>	РЗН	1100	1110		on 540 - on 737 (TC 2199 400 кВА, TC 1617 160 кВА)	0,1400	0,0740					-1					11
24	<input type="checkbox"/>	РЗН	1100	1120		on 540 - on 741 (TC 2618 160 кВА, TC 372 250 кВА)	0,3654	0,1723					-1					9
25	<input type="checkbox"/>	РЗН	1100	1200		on 540 - on 344 (ветв)	0,1440	0,0910					-1					41
26	<input type="checkbox"/>	Вак	1200	1201		on 344 (ветв) - on 345 (ветв)							-1					
27	<input type="checkbox"/>	РЗН	1201	1300		on 345 (ветв) - on 548 (TC 03 25 кВА)	0,2210	0,0790					-1					41
28	<input type="checkbox"/>	РЗН	1300	1400		on 548 (TC 03 25 кВА) - on 550 (TC 2190 250 кВА)	0,1470	0,0500					-1					41
29	<input type="checkbox"/>	РЗН	1400	1500		on 550 (TC 2190 250 кВА) - on 553 (TC 2188 400 кВА)	0,2210	0,0980					-1					37
30	<input type="checkbox"/>	РЗН	1500	1600		on 553 (TC 2188 400 кВА) - on 556a (TC 01 400 кВА)	0,4420	0,1960					-1					34
31	<input type="checkbox"/>	РЗН	1600	1700		on 556a (TC 01 400 кВА) - on 611 (TC 2193 25 кВА)	3,9070	1,3220					-1					31
32	<input type="checkbox"/>	РЗН	1700	1800		on 611 (TC 2193 25 кВА) - on 612 (TC 2195 25 кВА)	0,0740	0,0230					-1					31
33	<input type="checkbox"/>	РЗН	1800	1900		on 612 (TC 2195 25 кВА) - on 618 (TC 2200 400 кВА)	0,2590	0,1300					-1					30
34	<input type="checkbox"/>	РЗН	1900	2000		on 618 (TC 2200 400 кВА) - on 618 (TC 1604 100 кВА, TC 1603 100 кВА)	0,1470	0,0500					-1					27
35	<input type="checkbox"/>	РЗН	2000	2100		on 618 (TC 1604 100 кВА, TC 1603 100 кВА) - on 622 (TC 2196 250 кВА)	0,2950	0,1000					-1					26
36	<input type="checkbox"/>	РЗН	2100	2200		on 622 (TC 2196 250 кВА) - on 631 (ветв)	0,6630	0,2230					-1					23
37	<input type="checkbox"/>	Вак	2200	2201		on 631 (ветв) - on 632 (ветв)							-1					
38	<input type="checkbox"/>	РЗН	2201	2300		on 632 (ветв) - on 635 (TC 1601 400 кВА)	0,0880	0,0590					-1					23
39	<input type="checkbox"/>	РЗН	2300	2400		on 635 (TC 1601 400 кВА) - on 639	0,2880	0,0550					-1					28
40	<input type="checkbox"/>	РЗН	2400	2410		on 639 - on 686 (TC 04 400 кВА, TC 2197 100 кВА)	1,0190	0,3290					-1					6
41	<input type="checkbox"/>	РЗН	2400	2500		on 639 - on 648 (TC 1609 25 кВА)	0,2880	0,1240					-1					13
42	<input type="checkbox"/>	РЗН	2500	2600		on 648 (TC 1609 25 кВА) - on 654 (TC 1619 250 кВА)	0,3900	0,1300					-1					17
43	<input type="checkbox"/>	РЗН	2600	2700		on 654 (TC 1619 250 кВА) - on 655 (ветв)	0,0220	0,0140					-1					6
44	<input type="checkbox"/>	Вак	2700	2701		on 655 (ветв) - on 656 (ветв)							-1					
45	<input type="checkbox"/>	РЗН	2701	2800		on 656 (ветв) - on 657a (TC 2187 300 кВА)	0,0440	0,0280					-1					6
46	<input type="checkbox"/>	РЗН	2800	2900		on 657a (TC 2187 300 кВА) - on 709 (1610 100 кВА)	3,7900	1,6700					-1					4
47	<input type="checkbox"/>	РЗН	2900	2910		on 709 (1610 100 кВА) - on 713 (TC 2614 100 кВА, TC 1615 100 кВА)	0,2090	0,1000					-1					2

Рисунок 2.16 – Параметры ветвей в программе “RastrWin”

Модель участка изображена на рисунке 2.17:

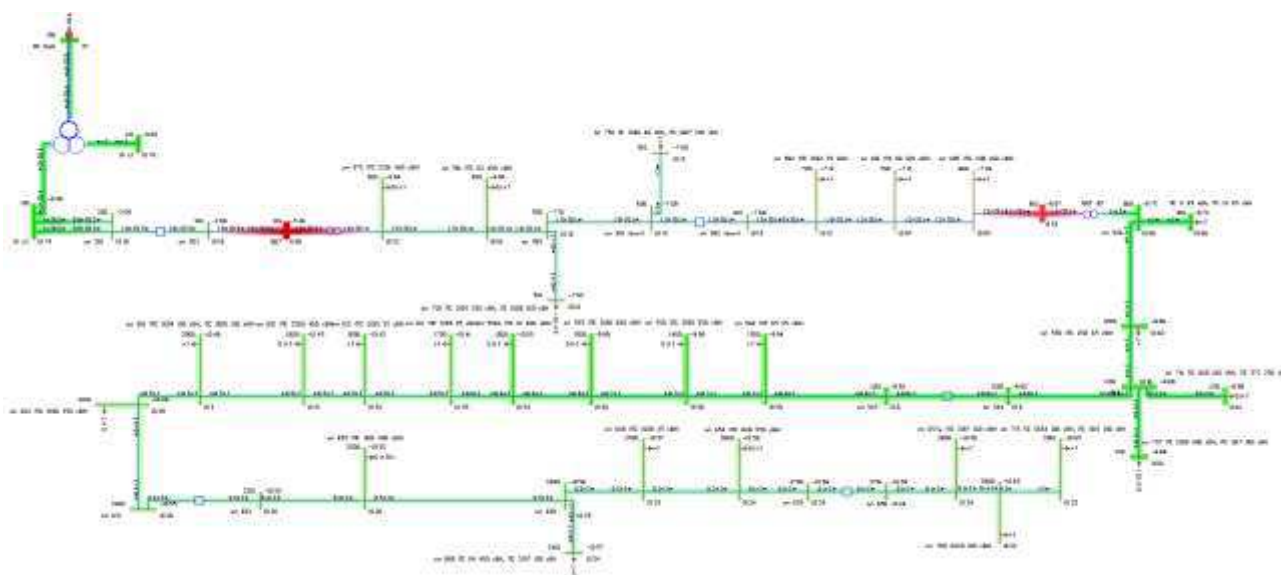


Рисунок 2.17 – Модель участка в программе “RastrWin”

В данном мероприятии была добавлена вторая цепь для линии, проходящая от оп. 1 до оп. 201, длина данного участка составляет 16 км, линия выполнена сечением марки А-95. Один вольтодобавочный трансформатор был помещен между опорами 202 и 375, другой – между опорами 405 и 526. Данные мероприятия значительно улучшили ситуацию в плане напряжения на головном участке, по рисунку 2.17 видно, что теперь ни на одной линии нет отклонения напряжения больше, чем на  $\pm 10\%$ . Сечения проводов остались стандартными, которые соответствуют первоначальному виду участка. С помощью данного мероприятия не удалось снизить большие потери в ЛЭП, которые составили 0,43 МВт, а в исходном варианте схемы – 0,31 МВт (рис. 2.7). Ток в начале головного участка составил 107 А.

Параметры трансформаторов и анцапф были представлены ранее на рисунках 2.11 и 2.12 соответственно.

## 2.2.3 Повышение пропускной способности участка с помощью одного ВДТ и использования дополнительных цепей ЛЭП

В данном мероприятии применен один ВДТ, также были добавлены цепи в ЛЭП.

На рисунке 2.18 представлены параметры узлов в программе “RastrWin”:

	Q	S	Тип	Номер	Назначение	U_ном	N_сч	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ли	V	Delta	Тер...	df
1	<input type="checkbox"/>		Баз	100	ИП 10кВ	35		1					1,8	0,4	17,0		37,00			5,71
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	101	И0	35		1									37,00	-0,02		5,70
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	110	30 С1	10		1									10,76	-0,02		7,39
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	120	30 С2	10		1									10,75	-0,24		7,52
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	200	ан 201	10		1									10,30	-2,02		3,01
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	201	ан 202	10		1									10,30	-2,02		3,01
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	300	ан 375 (ПС 2201 400 кВА)	10	3	1	0,1000	0,0328							9,79	-3,62		-2,05
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	400	ан 381 (ПС 02 400 кВА)	10	3	1	0,1000	0,0328							9,77	-3,68		-2,26
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	500	ан 385	10		1									9,76	-3,74		-2,47
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	510	ан 720 ПС 2185 250 кВА, ПС 3808 160 кВА	10	3	1	0,1150	0,0690							9,75	-3,76		-2,52
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	600	ан 391	10		1									9,74	-3,79		-2,61
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	601	ан 392	10		1									9,74	-3,79		-2,61
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	610	ан 730 ПС 2186 40 кВА, ПС 3807 100 кВА	10	3	1	0,0390	0,0235							9,74	-3,79		-2,62
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	700	ан 394 (ПС 2192 25 кВА)	10	3	1	0,0050	0,0036							9,73	-3,80		-2,73
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	790	ан 401 (ПС 06 300 кВА)	10	3	1	0,0200	0,0066							9,68	-3,92		-3,16
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	800	ан 405 (ПС 2181 160 кВА)	10	3	1	0,0448	0,0269							9,66	-3,97		-3,46
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	810	ВДТ	10		1									8,96	-5,76		-10,45
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	900	ан 526	10		1									10,25	-6,65		2,54
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	910	ПС 11 63 кВА, ПС 10 63 кВА	10	3	1	0,0300	0,0099							10,25	-6,66		2,50
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	1 000	ан 538 (ПС 2191 63 кВА)	10	3	1	0,0200	0,0066							10,20	-6,80		1,97
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	1 100	ан 540	10		1									10,19	-6,82		1,87
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	1 110	ан 727 ПС 2199 400 кВА, ПС 3817 160 кВА	10	3	1	0,1885	0,1131							10,18	-6,83		1,85
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	1 120	ан 741 ПС 2618 160 кВА, ПС 372 250 кВА	10	3	1	0,0300	0,0230							10,18	-6,83		1,85
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	1 200	ан 544	10		1									10,18	-6,86		1,77
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	1 201	ан 545	10		1									10,18	-6,86		1,77
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	1 300	ан 548 (ПС 03 25 кВА)	10	3	1	0,0050	0,0036							10,16	-6,89		1,62
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	1 400	ан 550 (ПС 2190 250 кВА)	10	3	1	0,0700	0,0430							10,15	-6,91		1,51
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	1 500	ан 553 (ПС 2188 400 кВА)	10	3	1	0,0500	0,0304							10,14	-6,94		1,38
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	1 600	ан 558а ПС 01 400 кВА	10	3	1	0,0300	0,0164							10,13	-7,01		1,12
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	1 700	ан 611 (ПС 2193 25 кВА)	10	3	1	0,0030	0,0010							9,91	-7,41		-0,94
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	1 800	ан 612 (ПС 2195 25 кВА)	10	3	1	0,0030	0,0010							9,90	-7,42		-0,88
32	<input type="checkbox"/>		Нагр	1 900	ан 616 (ПС 2200 400 кВА)	10	3	1	0,0500	0,0164							9,89	-7,45		-1,13
33	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 000	ан 618 (ПС 1604 100 кВА, ПС 1600 100 к...	10	3	1	0,0200	0,0066							9,88	-7,46		-1,20
34	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 100	ан 622 (ПС 2196 250 кВА)	10	3	1	0,0300	0,0164							9,87	-7,49		-1,33
35	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 200	ан 631	10		1									9,84	-7,55		-1,60
36	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 301	ан 632	10		1									9,84	-7,55		-1,60
37	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 300	ан 635 (ПС 1601 400 кВА)	10	3	1	0,0802	0,0529							9,84	-7,56		-1,63
38	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 400	ан 639	10		1									9,83	-7,57		-1,66
39	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 410	ан 886 ПС 04 400 кВА, ПС 2197 100 кВА	10	3	1	0,1000	0,0329							9,82	-7,59		-1,76
40	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 500	ан 646 (ПС 1609 25 кВА)	10	3	1	0,0075	0,0042							9,83	-7,58		-1,68
41	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 500	ан 654 (ПС 1619 250 кВА)	10	3	1	0,1000	0,0329							9,83	-7,59		-1,72
42	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 700	ан 655	10		1									9,83	-7,59		-1,72
43	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 701	ан 656	10		1									9,83	-7,59		-1,72
44	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 800	ан 657а (ПС 2187 100 кВА)	10	3	1	0,0400	0,0131							9,83	-7,59		-1,73
45	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 900	ан 709 (1620 100 кВА)	10	3	1	0,0400	0,0131							9,80	-7,66		-1,86
46	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 910	ан 713 ПС 2634 100 кВА, ПС 1613 100 кВА	10	3	1	0,0280	0,0168							9,80	-7,66		-1,89

Рисунок 2.18 – Параметры узлов в программе “RastrWin”

На рисунке 2.19 представлены параметры ветвей в программе “RastrWin”:

O	S	Тип	P <sub>max</sub>	P <sub>min</sub>	P <sub>н</sub>	I...	Название	R	X	B	Клр	P <sub>max</sub>	P <sub>min</sub>	Q <sub>max</sub>	Q <sub>min</sub>	Па	I max	I min	
1	<input type="checkbox"/>	ПЗН	120	200	2		33 c2 - an 201	5,2800	4,3800										
2	<input type="checkbox"/>	ПЗН	120	200	1		35 c3 - an 201	5,2800	4,3800										
3	<input type="checkbox"/>	Выкл	200	201			an 201 - an 202												
4	<input type="checkbox"/>	Тр-р	100	101			HT 1048 - NO	0,0426	0,1148	10,8	1,000						28	2,8	
5	<input type="checkbox"/>	Тр-р	101	110			NO - 10 c1	0,0878	4,4495		0,291								
6	<input type="checkbox"/>	Тр-р	101	120			NO - 10 c2	0,0878	4,4495		0,291								0,8
7	<input type="checkbox"/>	ПЗН	201	300	2		an 202 - an 375 (TC 2201 400 кВА)	6,2000	3,8200										
8	<input type="checkbox"/>	ПЗН	201	300	1		an 202 - an 375 (TC 2201 400 кВА)	6,2000	3,8200										
9	<input type="checkbox"/>	ПЗН	300	400	2		an 375 (TC 2201 400 кВА) - an 381 (TC 02 400 кВА)	0,2160	0,1360										
10	<input type="checkbox"/>	ПЗН	300	400	1		an 375 (TC 2201 400 кВА) - an 381 (TC 02 400 кВА)	0,2160	0,1360										
11	<input type="checkbox"/>	ПЗН	400	500			an 381 (TC 02 400 кВА) - an 383	0,1440	0,0930										
12	<input type="checkbox"/>	ПЗН	500	510			an 385 - an 720 (TC 2185 230 кВА, TC 1608 100 кВА)	0,4320	0,2720										
13	<input type="checkbox"/>	ПЗН	500	600	2		an 385 - an 391	0,2160	0,1360										
14	<input type="checkbox"/>	ПЗН	500	600	1		an 385 - an 391	0,2160	0,1360										
15	<input type="checkbox"/>	ПЗН	600	610			an 391 - an 392	0,1440	0,0930										
16	<input type="checkbox"/>	Выкл	600	601			an 391 - an 392												
17	<input type="checkbox"/>	ПЗН	601	700			an 392 - an 394 (TC 2192 25 кВА)	0,0970	0,0460										
18	<input type="checkbox"/>	ПЗН	700	790			an 394 (TC 2192 25 кВА) - an 401 (TC 04 100 кВА)	0,3400	0,1800										
19	<input type="checkbox"/>	ПЗН	800	810			an 405 (TC 2181 160 кВА) - БДТ	5,8970	1,7800										
20	<input type="checkbox"/>	ПЗН	900	910			an 526 - (TC 11 63 кВА, TC 10 63 кВА)	1,5040	0,7090										
21	<input type="checkbox"/>	ПЗН	800	1000			an 526 - an 538 (TC 2181 63 кВА)	0,5820	0,2740										
22	<input type="checkbox"/>	ПЗН	1000	1100			an 538 (TC 2191 63 кВА) - an 540	0,0970	0,0460										
23	<input type="checkbox"/>	ПЗН	1100	1110			an 540 - an 737 (TC 2190 400 кВА, TC 1617 100 кВА)	0,1400	0,0740										
24	<input type="checkbox"/>	ПЗН	1100	1120			an 540 - an 741 (TC 1618 50 кВА, TC 372 250 кВА)	0,3654	0,1722										
25	<input type="checkbox"/>	ПЗН	1100	1200			an 540 - an 544	0,1440	0,0930										
26	<input type="checkbox"/>	Выкл	1200	1201			an 544 - an 545												
27	<input type="checkbox"/>	ПЗН	1201	1300			an 545 - an 548 (TC 03 25 кВА)	0,2210	0,0790										
28	<input type="checkbox"/>	ПЗН	1300	1400			an 548 (TC 03 25 кВА) - an 550 (TC 2190 250 кВА)	0,1470	0,0930										
29	<input type="checkbox"/>	ПЗН	1400	1500			an 550 (TC 2190 250 кВА) - an 553 (TC 2188 400 кВА)	0,2220	0,0990										
30	<input type="checkbox"/>	ПЗН	1500	1600			an 553 (TC 2188 400 кВА) - an 556a (TC 01 400 кВА)	0,4420	0,1060										
31	<input type="checkbox"/>	ПЗН	1600	1700			an 558a (TC 01 400 кВА) - an 611 (TC 2193 25 кВА)	3,9070	1,3220										
32	<input type="checkbox"/>	ПЗН	1700	1800			an 611 (TC 2193 25 кВА) - an 612 (TC 2195 25 кВА)	0,0740	0,0250										
33	<input type="checkbox"/>	ПЗН	1800	1900			an 612 (TC 2195 25 кВА) - an 616 (TC 2200 400 кВА)	0,2950	0,1000										
34	<input type="checkbox"/>	ПЗН	1900	2000			an 616 (TC 2200 400 кВА) - an 618 (TC 1604 100 кВА, TC 1600 100 кВА)	0,1470	0,0500										
35	<input type="checkbox"/>	ПЗН	2000	2100			an 618 (TC 1604 100 кВА, TC 1600 100 кВА) - an 622 (TC 2196 250 кВА)	0,2930	0,1000										
36	<input type="checkbox"/>	ПЗН	2100	2200			an 622 (TC 2196 250 кВА) - an 631	0,6630	0,2250										
37	<input type="checkbox"/>	Выкл	2200	2201			an 631 - an 632												
38	<input type="checkbox"/>	ПЗН	2201	2300			an 632 - an 635 (TC 1601 400 кВА)	0,0880	0,0550										
39	<input type="checkbox"/>	ПЗН	2300	2400			an 635 (TC 1601 400 кВА) - an 639	0,0880	0,0510										
40	<input type="checkbox"/>	ПЗН	2400	2430			an 639 - an 886 (TC 04 400 кВА, TC 2197 100 кВА)	1,0150	0,3280										
41	<input type="checkbox"/>	ПЗН	2400	2500	2		an 639 - an 648 (TC 1609 25 кВА)	0,1580	0,1240										
42	<input type="checkbox"/>	ПЗН	2400	2501	1		an 639 - an 648 (TC 1609 25 кВА)	0,1580	0,1240										
43	<input type="checkbox"/>	ПЗН	2500	2600			an 648 (TC 1609 25 кВА) - an 654 (TC 1619 250 кВА)	0,1900	0,1200										
44	<input type="checkbox"/>	ПЗН	2600	2700			an 654 (TC 1619 250 кВА) - an 653	0,0220	0,0140										
45	<input type="checkbox"/>	ПЗН	2701	2800			an 656 - an 657a (TC 2187 100 кВА)	0,0440	0,0280										
46	<input type="checkbox"/>	ПЗН	2800	2900			an 617a (TC 2187 100 кВА) - an 709 (1620 100 кВА)	3,7800	1,6700										
47	<input type="checkbox"/>	ПЗН	2900	2930			an 709 (1620 100 кВА) - an 713 (TC 1624 100 кВА, TC 1615 100 кВА)	0,2000	0,1000										
48	<input type="checkbox"/>	ПЗН	790	800			an 401 (TC 05 100 кВА) - an 405 (TC 2181 160 кВА)	0,1940	0,0910										
49	<input type="checkbox"/>	Выкл	2700	2701			an 653 - an 656												
50	<input type="checkbox"/>	Тр-р	810	900			БДТ - an 525	0,2100	1,2005	102,1	1,150								

Рисунок 2.19 – Параметры ветвей в программе “RastrWin”



Модель участка изображена на рисунке 2.20:

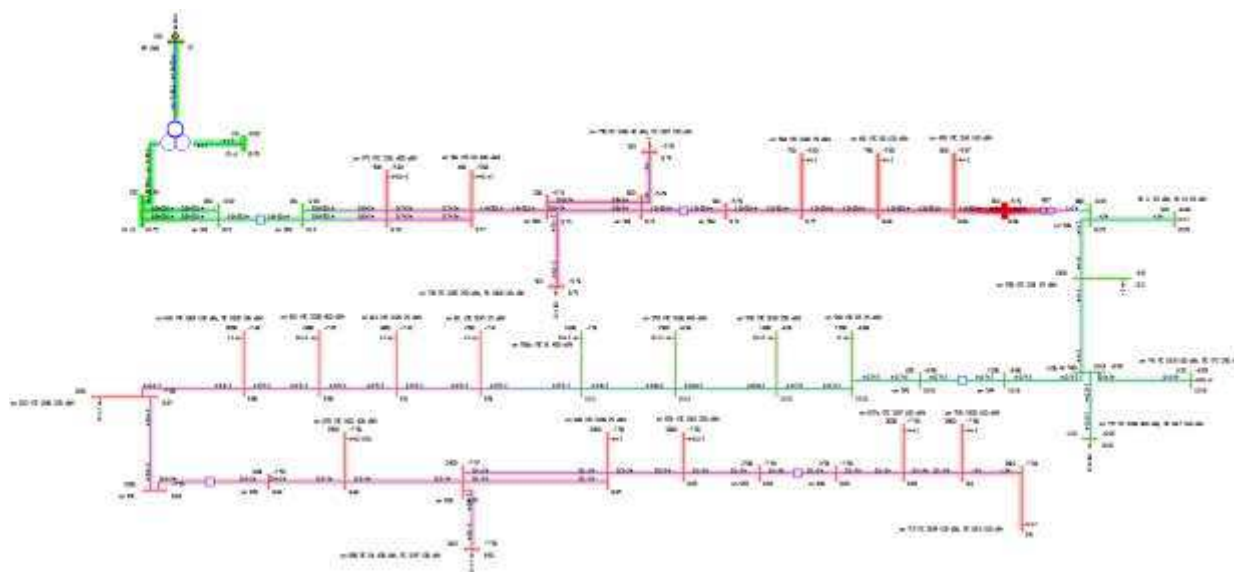


Рисунок 2.20 – Модель участка в программе “RastrWin”

В данном мероприятии была добавлена вторая цепь для линии, проходящая от оп. 1 до оп. 201, длина данного участка составляет 16 км, линия выполнена сечением марки А-95; от оп. 202 до оп. 375, длина данного участка составляет 14,24 км, линия выполнена сечением марки А-70; от оп. 375 до оп. 381, длина данного участка составляет 0,48 км, линия выполнена сечением марки А-70; от оп. 385 до 391, длина данного участка составляет 0,48 км, линия выполнена сечением марки А-70; от оп. 639 до 648, длина данного участка составляет 0,4392 км, линия выполнена сечением марки А-70. Один вольтодобавочный трансформатор был помещен между опорами 405 и 526. Данные мероприятия значительно улучшили ситуацию в плане напряжения на головном участке, по рисунку 2.20 видно, что теперь ни на одной линии нет отклонения напряжения больше, чем на  $\pm 10\%$ . Сечения проводов остались стандартными, которые соответствуют первоначальному виду участка. С помощью данного мероприятия удалось снизить большие потери в ЛЭП, которые составили 0,27 МВт, а в исходном варианте схемы – 0,31 МВт (рис. 2.7). Ток в начале головного участка составил 46 А.

Параметры трансформаторов и анцапф были представлены ранее на рисунках 2.11 и 2.12 соответственно.

## 2.2.4 Повышение пропускной способности участка с помощью двух ВДТ и повышения сечения некоторых участков

Данное мероприятие схоже с тем, которое было описано в пункте 2.2.1. За исключением того, что в данном мероприятии используются два ВДТ, а не один, также не были добавлены дополнительные цепи ЛЭП.

На рисунке 2.21 представлены параметры узлов в программе “RastrWin”:

№	Тип	Наименование	U_ном	N_окв	Рейс	P_n	Q_n	P_г	Q_г	V_ж	Q_min	Q_max	ε_ж	V	Delta	Тех...	dV
1	ВЛ	ВЛ 13кВ	35		1					37,0				37,00			5,71
2	Нагр	101	35		1			2,0	0,7					36,99	-0,02		5,70
3	Нагр	110	35		1									30,76	-0,02		7,59
4	Нагр	120	35		1									30,74	0,38		5,41
5	Нагр	200	30		1									9,62	-3,72		-2,81
6	Нагр	201	30		1									9,62	-3,72		-2,80
7	Нагр	210	30		1									9,66	-7,42		-15,99
8	Нагр	300	30	3	1	0,4888	0,0229							9,87	-8,85		-1,35
9	Нагр	400	30	3	1	0,3003	0,0329							9,84	-8,95		-1,60
10	Нагр	500	30		1									9,81	-9,01		-1,76
11	Нагр	610	30	3	1	0,1193	0,0480							9,82	-9,03		-1,81
12	Нагр	600	30		1									9,81	-9,10		-1,98
13	Нагр	601	30		1									9,80	-9,10		-2,38
14	Нагр	610	30	3	1	0,4796	0,0235							9,81	-9,10		-1,99
15	Нагр	700	30	3	1	0,0050	0,0016							9,79	-9,13		-2,03
16	Нагр	750	30	3	1	0,2203	0,0066							9,77	-9,22		-2,23
17	Нагр	800	30	3	1	0,2449	0,0269							9,76	-9,27		-2,43
18	Нагр	810	30		1									9,38	-10,88		-6,28
19	Нагр	900	30		1									10,72	-11,73		7,28
20	Нагр	910	30	3	1	0,0300	0,0099							10,71	-11,74		7,13
21	Нагр	1000	30	3	1	0,0200	0,0066							10,69	-11,86		6,98
22	Нагр	1300	30		1									10,68	-11,88		6,81
23	Нагр	1130	30	3	1	0,1881	0,1131							10,69	-11,88		6,78
24	Нагр	1120	30	3	1	0,0700	0,0230							10,68	-11,88		6,78
25	Нагр	1200	30		1									10,67	-11,91		6,73
26	Нагр	1201	30		1									10,67	-11,91		6,73
27	Нагр	1300	30	3	1	0,0050	0,0016							10,67	-11,93		6,57
28	Нагр	1400	30	3	1	0,0700	0,0420							10,66	-11,95		6,42
29	Нагр	1500	30	3	1	0,0503	0,0364							10,66	-11,97		6,38
30	Нагр	1600	30	3	1	0,0300	0,0364							10,65	-12,01		6,49
31	Нагр	1700	30	3	1	0,0030	0,0018							10,57	-12,23		5,70
32	Нагр	1800	30	3	1	0,0030	0,0030							10,57	-12,24		5,69
33	Нагр	1900	30	3	1	0,0300	0,0364							10,56	-12,38		5,62
34	Нагр	2000	30	3	1	0,0200	0,0066							10,56	-12,37		5,60
35	Нагр	2300	30	3	1	0,0300	0,0264							10,55	-12,38		5,55
36	Нагр	2200	30		1									10,54	-12,43		5,44
37	Нагр	2301	30		1									10,54	-12,43		5,44
38	Нагр	2300	30	3	1	0,0092	0,0529							10,54	-12,45		5,42
39	Нагр	2400	30		1									10,54	-12,45		5,40
40	Нагр	2430	30	3	1	0,3000	0,0329							10,53	-12,47		5,29
41	Нагр	2300	30	3	1	0,0070	0,0342							10,54	-12,47		5,36
42	Нагр	2600	30	3	1	0,3000	0,0329							10,53	-12,48		5,33
43	Нагр	2700	30		1									10,53	-12,48		5,33
44	Нагр	2701	30		1									10,53	-12,48		5,33
45	Нагр	2900	30	3	1	0,0400	0,0331							10,53	-12,48		5,33
46	Нагр	2900	30	3	1	0,0400	0,0331							10,52	-12,52		5,23
47	Нагр	2910	30	3	1	0,0300	0,0358							10,52	-12,52		5,23

Рисунок 2.21 – Параметры узлов в программе “RastrWin”

На рисунке 2.22 представлены параметры ветвей в программе “RastrWin”:

№	С	Тип	R <sub>норм</sub>	R <sub>длин</sub>	R <sub>лп</sub> ID F...	Название	R	X	B	K <sub>П</sub>	R <sub>норм</sub>	R <sub>длин</sub>	P <sub>норм</sub>	Q <sub>норм</sub>	No	I макс	I сред
1	<input type="checkbox"/>	Тр-р	100	101		HT 100 - 101	0,0420	0,1148	130,8	1,000			-2	-1		23	3,1
2	<input type="checkbox"/>	Тр-р	101	110		101 - 10 c1	0,0078	4,4495		0,291							
3	<input type="checkbox"/>	Тр-р	101	120		101 - 10 c2	0,0078	4,4495		0,291			-2			21	0,8
4	<input type="checkbox"/>	Тр-р	120	200		10 c2 - on 201 (сект)	5,3800	4,3800					-2			107	
5	<input type="checkbox"/>	Вект	200	201		on 201 (сект) - on 202 (сект)							-2				
6	<input type="checkbox"/>	Тр-р	201	210		on 202 (сект) - БДТ N02	4,6990	3,9020					-2			117	
7	<input type="checkbox"/>	Тр-р	210	300		БДТ N02 - on 375 (TC 2201 400 кВА)	0,3100	1,2006	102,1	1,150			-2			117	
8	<input type="checkbox"/>	Тр-р	300	400		on 375 (TC 2201 400 кВА) - on 381 (TC 02 400 кВА)	0,1580	0,1320					-1			87	
9	<input type="checkbox"/>	Тр-р	400	500		on 381 (TC 02 400 кВА) - on 385	0,1050	0,0880					-1			81	
10	<input type="checkbox"/>	Тр-р	500	510		on 385 - on 730 (TC 2180 250 кВА, TC 2008 180 кВА)	0,4320	0,2720					-1			7	
11	<input type="checkbox"/>	Тр-р	500	600		on 385 - on 391 (сект)	0,1580	0,1320					-1			75	
12	<input type="checkbox"/>	Тр-р	600	610		on 391 (сект) - on 730 (TC 2180 40 кВА, TC 1607 100 кВА)	0,1440	0,0910					-1			5	
13	<input type="checkbox"/>	Вект	600	601		on 391 (сект) - on 392 (сект)							-1				
14	<input type="checkbox"/>	Тр-р	601	700		on 392 (сект) - on 394 (TC 2182 25 кВА)	0,0510	0,0420					-1			72	
15	<input type="checkbox"/>	Тр-р	700	790		on 394 (TC 2182 25 кВА) - on 401 (TC 04 100 кВА)	0,1700	0,1480					-1			72	
16	<input type="checkbox"/>	Тр-р	790	800		on 401 (TC 04 100 кВА) - on 405 (TC 2181 160 кВА)	0,1020	0,0840					-1			71	
17	<input type="checkbox"/>	Тр-р	800	810		on 405 (TC 2181 160 кВА) - БДТ N01	3,0850	2,3650					-1			68	
18	<input type="checkbox"/>	Тр-р	810	900		БДТ N01 - on 526	0,3100	1,2006	102,1	1,150			-1			68	
19	<input type="checkbox"/>	Тр-р	900	910		on 526 - TC 11 63 кВА, TC 10 63 кВА	1,2040	0,7000					-1			5	
20	<input type="checkbox"/>	Тр-р	900	1000		on 526 - on 538 (TC 2191 63 кВА)	0,3050	0,2530					-1			57	
21	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1000	1100		on 538 (TC 2191 63 кВА) - on 540	0,0510	0,0430					-1			88	
22	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1100	1110		on 540 - on 737 (TC 2198 400 кВА, TC 3017 160 кВА)	0,1400	0,0740					-1			11	
23	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1100	1120		on 540 - on 741 (TC 1618 300 кВА, TC 172 250 кВА)	0,3654	0,1723					-1			4	
24	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1100	1200		on 540 - on 544 (сект)	0,1060	0,0880					-1			41	
25	<input type="checkbox"/>	Вект	1200	1201		on 544 (сект) - on 545 (сект)							-1				
26	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1201	1300		on 545 (сект) - on 548 (TC 03 25 кВА)	0,0800	0,0670					-1			41	
27	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1300	1400		on 548 (TC 03 25 кВА) - on 550 (TC 2196 238 кВА)	0,0530	0,0490					-1			41	
28	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1400	1300		on 550 (TC 2196 250 кВА) - on 553 (TC 2188 400 кВА)	0,0800	0,0670					-1			37	
29	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1500	1600		on 553 (TC 2188 400 кВА) - on 558a (TC 01 400 кВА)	0,1600	0,1330					-1			24	
30	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1600	1700		on 558a (TC 01 400 кВА) - on 611 (TC 2193 25 кВА)	1,4170	1,1700					-1			31	
31	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1700	1800		on 611 (TC 2193 25 кВА) - on 612 (TC 2195 25 кВА)	0,0378	0,0226					-1			31	
32	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1800	1900		on 612 (TC 2195 25 кВА) - on 616 (TC 2200 400 кВА)	0,1078	0,0880					-1			31	
33	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1900	2000		on 616 (TC 2200 400 кВА) - on 618 (TC 1604 100 кВА, TC 1603 100 кВА)	0,0530	0,0440					-1			28	
34	<input type="checkbox"/>	Тр-р	2000	2100		on 618 (TC 1604 100 кВА, TC 1600 100 кВА) - on 622 (TC 2196 250 кВА)	0,1678	0,0880					-1			28	
35	<input type="checkbox"/>	Тр-р	2100	2200		on 622 (TC 2196 250 кВА) - on 631	0,2410	0,2000					-1			24	
36	<input type="checkbox"/>	Вект	2200	2201		on 631 - on 632							-1				
37	<input type="checkbox"/>	Тр-р	2201	2300		on 632 - on 633 (TC 1601 400 кВА)	0,0640	0,0530					-1			24	
38	<input type="checkbox"/>	Тр-р	2300	2400		on 633 (TC 1601 400 кВА) - on 639	0,1640	0,0530					-1			18	
39	<input type="checkbox"/>	Тр-р	2400	2410		on 639 - on 308 (TC 04 400 кВА, TC 2187 100 кВА)	1,0180	0,3280					-1			8	
40	<input type="checkbox"/>	Тр-р	2400	2500		on 639 - on 648 (TC 3009 25 кВА)	0,1450	0,1200					-1			13	
41	<input type="checkbox"/>	Тр-р	2500	2600		on 648 (TC 3009 25 кВА) - on 654 (TC 1619 250 кВА)	0,1390	0,1150					-1			12	
42	<input type="checkbox"/>	Тр-р	2600	2700		on 654 (TC 1619 250 кВА) - on 655	0,0160	0,0130					-1			6	
43	<input type="checkbox"/>	Вект	2700	2701		on 655 - on 656							-1				
44	<input type="checkbox"/>	Тр-р	2701	2800		on 656 - on 657a (TC 2187 188 кВА)	0,8328	0,3278					-1			6	
45	<input type="checkbox"/>	Тр-р	2800	2800		on 657a (TC 2187 188 кВА) - on 709 (1620 100 кВА)	1,3700	1,1378					-1			4	
46	<input type="checkbox"/>	Тр-р	2800	2910		on 709 (1620 100 кВА) - on 713 (TC 2634 100 кВА, TC 1615 300 кВА)	0,2800	0,1000					-1			2	

Рисунок 2.22 – Параметры ветвей в программе “RastrWin”

Модель участка изображена на рисунке 2.23:

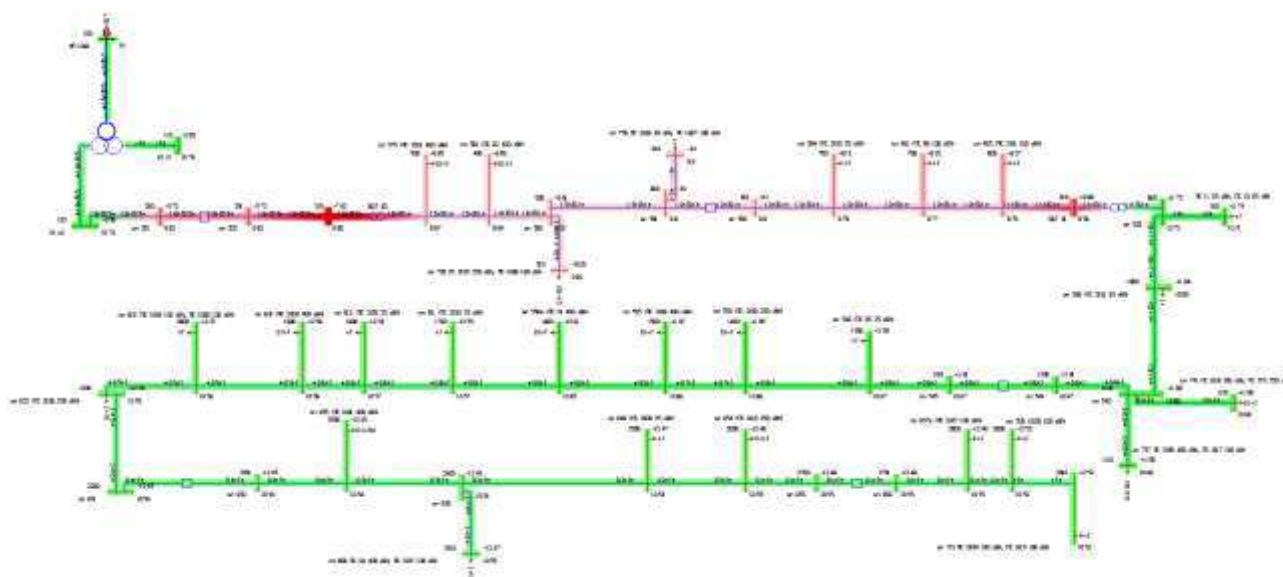


Рисунок 2.23 – Модель участка в программе “RastrWin”

В данном мероприятии один вольтодобавочный трансформатор был помещен между опорами 202 и 375, другой ВДТ – между опорами 405 и 526. Данные мероприятия значительно улучшили ситуацию в плане напряжения на головном участке, по рисунку 2.23 видно, что теперь ни на одной линии нет отклонения напряжения больше, чем на  $\pm 10\%$ . Было произведено повышение сечения участков, которые имели сечения проводов А-35, А-50, А-70 на А-95. С помощью данного мероприятия не удалось снизить потери в ЛЭП, которые составили 0,41 МВт, а в исходном варианте схемы – 0,31 МВт (рис. 2.7). Ток в начале головного участка составил 107 А.

Параметры трансформаторов и анцапф были представлены ранее на рисунках 2.11 и 2.12 соответственно.

### **3 Практическая часть**

#### **3.1 Расчет капиталовложений по укрупненным показателям затрат на реализацию предложенных мероприятий**

##### **3.1.1 Расчет стоимости ВЛ 10 кВ**

В данном разделе выполнен расчет укрупненных показателей капиталовложений, на основании которых выполнено технико-экономическое сравнение вариантов.

Для оценки капитальных вложений на строительство воздушной линии 10 кВ на унифицированных железобетонных опорах со сталеалюминиевым проводом марки А-95 был выбран метод укрупненных показателей стоимости.

Данный метод хоть не самый всеохватывающий, но с его помощью можно оперативно оценить стоимость всех необходимых строительно-монтажных работ с учетом усложняющих коэффициентов.

Укрупненные показатели стоимости строительства линии электропередачи напряжением 10 кВ разработаны с целью обеспечения соответствия укрупненных стоимостных показателей электрических сетей новым проектным решениям и технологиям строительного производства, современному уровню базисных цен в строительстве, также УПС предназначены для оценки предполагаемого объекта инвестиций в сооружение линий электропередачи (ВЛ) как при осуществлении нового строительства, так и при реконструкции и расширении действующих ВЛ [8].

Стоимостные показатели элементов электрических сетей энергосистем, приняты в базисном уровне цен (по состоянию на 1 января 2020 года) без учета НДС.

Затраты на строительство воздушной линии 10 кВ складываются из [8]:

а) Затрат на строительно-монтажные работы:

– затраты на заливку фундаментов под опоры;

- затраты на установку опор;
- затраты на протяжку проводов;
- затраты на подвеску грозозащитных тросов;
- затраты на устройства заземления.

б) Затраты на вырубку и подготовку просеки.

Для получения общей стоимости ВЛ добавляют затраты на благоустройство, временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы и авторский надзор, прочие работы и затраты. Средние значения указанных затрат от базисной стоимости ВЛ составляют [8]:

1,5% – благоустройство;

2,5-3,3% – временные здания и сооружения (при реконструкции и расширении применяется коэффициент 0,8);

7,5-9,0% – проектно-изыскательские работы и авторский надзор;

2,6-3,18% – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;

5,0-8,0% - прочие работы и затраты (производство работ в зимнее время, средства на покрытие затрат строительных организаций по добровольному страхованию работников и имущества, затраты по перевозке рабочих, затраты, связанные с командированием рабочих для строительства, средства на проведение подрядных торгов);

3% – непредвиденные затраты (при согласовании с заказчиком до 10%).

Общий процент сопутствующих строительству ВЛ 10 кВ затрат составляет 22,1 %.

По таблице 4 [8] выбираем коэффициент учета усложняющих условий строительства ВЛ 10 кВ на железобетонной опоре – 1,003.

Стоимость ВЛ 10 кВ по базисным показателям:

$$16 \text{ км} * 465,4 \text{ тыс.руб/км} * 1,003 = 7469 \text{ тыс.руб.}$$

Вырубка и подготовка просеки:

$$16 \text{ км} \cdot 68 = 1088 \text{ тыс.руб.}$$

Итого:

$$7469 + 1088 = 8557 \text{ тыс.руб.}$$

Стоимость строительства ВЛ (с учетом затрат сопутствующих строительству 22,1 %):

$$8557 \cdot 1,221\% = 10450 \text{ тыс.руб.}$$

Расчет затрат на строительство ВЛ 10 кВ по укрупненным показателям стоимости.

В ценах на 1 квартал 2020 г. стоимость строительства ВЛ 10 кВ составит:

– с-м работы:

$$10450 \cdot 0,8 \cdot 5,63 = 47070 \text{ тыс.руб.}$$

где 5,63 – индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных единичных расценок на 1 квартал 2020 года [10];

– прочие работы:

$$10450 \cdot 0,2 \cdot 8,35 = 17450 \text{ тыс.руб.}$$

где 8,35 – индекс стоимости для прочих затрат, определяемых с применением федеральных единичных расценок на 1 квартал 2020 года (приложение №1 к письму Минрегиона России от 19.02.2020 № 5414-ИФ/09 – воздушная прокладка кабеля с алюминиевыми жилами без учета НДС) [10].

Затраты на ячейку одного комплекта масляного выключателя составили 190 тыс.руб.

Всего затрат на строительство ВЛ 10 кВ:

$$47070+17450+190=64710 \text{ тыс.руб.}$$

### **3.1.2 Расчет стоимости ПАРН**

ПАРН – пункт автоматического регулирования напряжения. Используется при модернизации ЛЭП [9]

С помощью ПАРН можно увеличить пропускную способность ЛЭП для повышения нагрузки за счет добавления новых потребителей, передавать электроэнергию на большие расстояния, обеспечивать потребителей нужным уровнем напряжения.

ПАРН включает в себя функции повышения или понижения напряжения на ЛЭП в тех местах, где заметны существенные провалы напряжения.

Конструкция ПАРН включает в себя: ВДТ, шкафы управления и контроля, разъединители и непосредственно монтажного комплекта для установки комплектующих пункта автоматического регулирования напряжения.



На рисунке 3.1 представлена стоимость реконструкции ВЛ 10 кВ и стоимость установок ПАРН [11]:

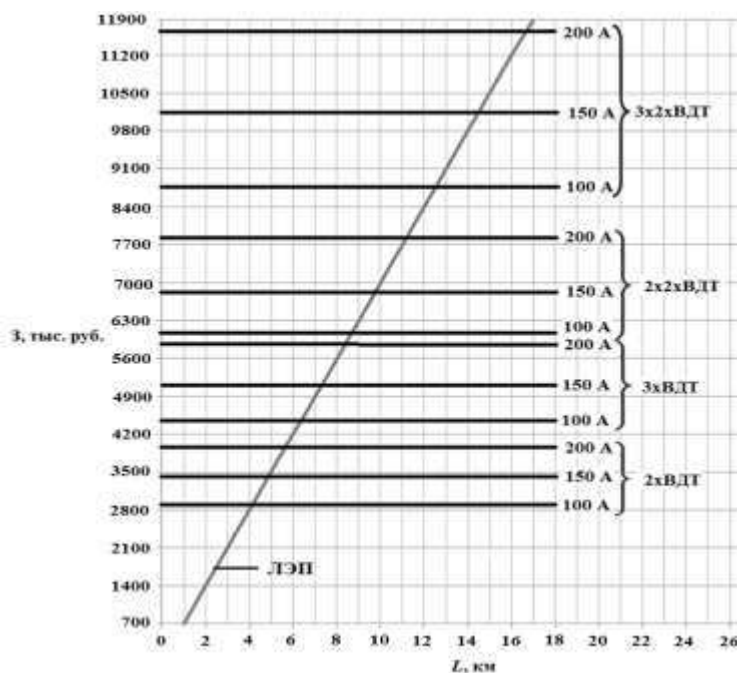


Рисунок 3.1 – Стоимость реконструкции ВЛ 10 кВ и стоимость установок ПАРН

Ориентировочная стоимость ТВМГ предоставлена генеральным директором ООО “СКЭ-Электро” Дороховым С. М. и составляет 650 тыс. руб [11].

### 3.1.3 Расчет капиталовложений на увеличение сечения проводов линий

Демонтаж опор:

$$534 \text{ шт.} \cdot 0,39 \text{ тыс.руб.} = 208,26 \text{ тыс.руб.},$$

где 0,39 – составляющие затрат для демонтажа опор, тыс.руб. [8]; 534 – число опор, шт.

Демонтаж проводов:

$$40 \text{ км} * 4,29 \text{ тыс.руб.} = 171,6 \text{ тыс.руб.},$$

где 4,29 – составляющие затрат для демонтажа проводов, тыс.руб. [8]; 40 – протяженность участка, км.

Строительство ЛЭП:

$$40 \text{ км} * 465,4 \text{ тыс.руб.} = 18620 \text{ тыс.руб.},$$

где 40 – протяженность участка, км; 465,4 – укрупненный показатель стоимости ВЛ 10 кВ, тыс.руб.

Итого по базисным показателям:

$$208,26 + 171,6 + 18620 = 19000 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты на строительные-монтажные работы (с учетом коэффициента перевода цен):

$$19000 \text{ тыс.руб.} * 0,8 * 5,63 * 1,09 * 1,05 = 97940 \text{ тыс.руб.},$$

где 1,09 – районный коэффициент; 1,05 – коэффициент зональности; 0,8 - составляющие стоимости строительства ВЛ 10 кВ (строительно-монтажные работы), о.е. [8]; 5,63 – индекс изменения сметной стоимости строительномонтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных единичных расценок на 1 квартал 2020 года (приложение №1 к письму Минрегиона России от 19.02.2020 № 5414-ИФ/09 – воздушная прокладка кабеля с алюминиевыми жилами без учета НДС) [10];

Прочие затраты (с учетом коэффициента перевода цен):

$$19000 \text{ тыс.руб.} * 0,2 * 8,35 * 1,09 * 1,05 = 36310 \text{ тыс.руб.},$$

где 1,09 – районный коэффициент; 1,05 – коэффициент зональности; 0,2 - составляющие стоимости строительства ВЛ 10 кВ (прочие затраты); 8,35 – индекс изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, определяемых с применением федеральных единичных расценок на 1 квартал 2020 года (приложение №1 к письму Минрегиона России от 19.02.2020 № 5414-ИФ/09 – воздушная прокладка кабеля с алюминиевыми жилами без учета НДС) [10].

Итого капиталовложения на увеличение сечения проводов линий:

$$97940 + 36310 = 134250 \text{ тыс.руб.}$$

### **3.2 Технико-экономическое сравнение рассмотренных вариантов**

Расчет общей стоимости для первого варианта, который был представлен в пункте 2.2.1.

В данном варианте был использован один вольтодобавочный трансформатор, использована дополнительная цепь ЛЭП, а также повышение сечения некоторых участков.

Итого для первого ряда предложенных мероприятий:

$$134250 + 47070 + 1400 = 182700 \text{ тыс.руб.}$$

Расчет общей стоимости для второго варианта, который был представлен в пункте 2.2.2.

В данном варианте были использованы два вольтодобавочных трансформатор, а также использование дополнительной цепи ЛЭП.

Итого для второго ряда предложенных мероприятий:

$$47070 + 2800 = 49870 \text{ тыс.руб.}$$

Расчет общей стоимости для третьего варианта, который был представлен в пункте 2.2.3.

В данном варианте был использован один вольтодобавочный трансформатор и использована дополнительная цепь ЛЭП.

Итого для третьего ряда предложенных мероприятий:

$$47070 + 1400 = 48470 \text{ тыс.руб.}$$

Расчет общей стоимости для четвертого варианта, который был представлен в пункте 2.2.4.

В данном варианте было использовано два вольтодобавочных трансформатора, а также повышение сечений некоторых участков.

Итого для четвертого ряда предложенных мероприятий:

$$134250 + 2800 = 137100 \text{ тыс.руб.}$$

Из расчетов видно, что наиболее дешевое мероприятие будет с использованием одного вольтодобавочного трансформатора, а также использованием дополнительной цепи ЛЭП.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с поставленной целью в работе выполнен анализ участка ВЛ 10 кВ ф. 37-02 от П/С №37 «Имисская» «Красноярскэнерго».

При выполнении выпускной квалификационной работы были достигнуты следующие результаты:

- произведен анализ ряда мероприятий, направленных на повышение пропускной способности ВЛ 10 кВ;
- выполнен расчет укрупненных показателей затрат на реализацию предложенных мероприятий;
- выполнен технико-экономическое сравнение предложенных вариантов и выбран наиболее дешевый из них.

Для решения поставленной задачи было использовано программное обеспечение Microsoft Excel, Mathcad и RastrWin.

Для повышения пропускной способности ВЛ 10 кВ и обеспечения нормального уровня напряжения во всех узлах рассматриваемого участка было предложено четыре мероприятия:

- использование одного ВДТ, повышение сечения некоторых участков и использования дополнительной цепи ЛЭП;
- использование двух ВДТ и использование дополнительной цепи ЛЭП;
- использование одного ВДТ и использование дополнительной цепи ЛЭП без изменения первоначальных сечений проводов рассматриваемого участка;
- использование двух ВДТ и повышения сечения некоторых участков.

В технико-экономическом сравнении предложенных мероприятий определен наименее затратный вариант, который позволит повысить пропускную способность ВЛ и обеспечить нормальное качество напряжения на всем исследуемом участке сети.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Лыкин, А. В. Электрические системы и сети: Учеб. пособие. – М.: Университетская книга; Логос, 2006. – 254 с.
2. Международный научно-исследовательский журнал [Электронный ресурс] : Пропускная способность линии электропередачи и методы её увеличения. – Режим доступа: <https://research-journal.org>.
3. Увеличение пропускной способности линии 6-10 кВ [Электронный ресурс] : Увеличение пропускной способности ВЛ 6-10 кВ с использованием вольтодобавочных трансформаторов. – Режим доступа:
4. Конденсаторный завод «Нюкон» [Электронный ресурс] : Компенсация реактивной мощности: способы и средства. – Режим доступа: <https://www.nucon.ru/reactive-power/reactive-power-and-types-of-compensation.php>.
5. Новости Электротехники [Электронный ресурс] : Новые технологии повышения способности ЛЭП. – Режим доступа: <http://news.elteh.ru/arh/2007/46/07.php>.
6. Повышение пропускной способности ВЛ [Электронный ресурс] : Анализ технических решений. – Режим доступа: <https://www.essp.ru/upload/iblock/f5c/f5c5d85e7c8f2706dbdc373aa95e482f.pdf>.
7. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 720 с.
8. Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». – введ. 20.09.2012 – Москва, 2012. – 71 с.
9. Инновационная энергетика [Электронный ресурс] : ПАРН. – Режим доступа: <http://www.ipenet.ru/vr-32.shtml>.

10. Письмо Минстроя России от 19.02.2020 № 5414-ИФ/09 «Об индексах изменения сметной стоимости строительства в I квартале 2020 года» // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
11. Применение вольтодобавочных трансформаторов в РЭС 0,4-10 кВ для улучшения показателей качества электроэнергии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.lib.tpu.ru/fulltext/c/2011/C01/V01/005.pdf>.
12. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года [Электронный ресурс] // Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1026>.
13. Беляевский, Р. В. Вопросы компенсации реактивной мощности : учебное пособие / Р. В. Беляевский. – Кемерово: КузГТУ, 2011. – 132 с.
14. Карагодин, В. В. Оптимизация размещения устройств компенсации реактивной мощности в распределительных электрических сетях / В. В. Карагодин, Д. В. Рыбаков // Вопросы электромеханики. Труды ВНИИЭМ, 2015. - №17. С. 43-50.
15. Тарабин, И. В. Компенсации реактивной мощности как метод повышения качества электрической энергии и сокращения потерь на примере данных «МРСК СИБИРИ» / И. В. Тарабин, Р. Б. Скоков, И. А. Терехин // Фундаментальные исследования, 2015. - №2-22. С. 4876-4879.
16. Дьяков, В. А. Mathcad : учебный курс / В. А. Дьяков – СПб.: Питер, 2009. – 592 с.
17. Программный комплекс RastrWin3 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru/>.
18. Железко, Ю. С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии / Ю. С. Железко. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 224 с.
19. Управление электропотреблением : курс лекций для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение» / авт. – сост. А. В. Сычев – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2006. – 100 с.

20. Системы электроснабжения [Электронный ресурс] : курс лекций / сост.  
Н. В. Дулесова ; Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ. – 228 с.



Бакалаврская работа выполнена мной самостоятельно. Используемые в работе материалы и концепции из опубликованной научной литературы и других источников имеют ссылки на них.

Отпечатано в одном экземпляре.

Библиография 20 наименований.

Электронный экземпляр сдан на кафедру.

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

К. А. Загrevский  
инициалы, фамилия

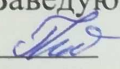
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
институт

«Электроэнергетика»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 Г. Н. Чистяков  
подпись инициалы, фамилия

«28» 07 2020 г.

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

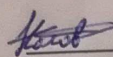
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Повышение пропускной способности линии 10 кВ  
ф. 37-02 от П/С №37 «Имисская» «Красноярскэнерго»

тема


Руководитель

 28.07.20  
подпись, дата

К. Т. Н., доцент кафедры ЭЭ  
должность, ученая степень


А. В. Коловский  
инициалы, фамилия

Выпускник

 28.07.20  
подпись, дата

К. А. Загrevский  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

 28.07.20  
подпись, дата

И. А. Кычакова  
инициалы, фамилия