

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы  
«Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И. о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина


« 19 » 06 2019 г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**


на тему: Повышение эксплуатационной эффективности электрических сетей напряжением 6 кВ города Николаевск-на-Амуре путем снижения потерь электрической энергии

Исполнитель


студент группы 742-ом

 17.06.2019. А.Г. Яненко  
подпись, дата

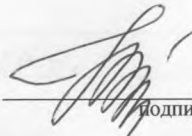
Руководитель  
профессор, доктор  
техн. наук

 18.06.2019 Н.В. Савина  
подпись, дата

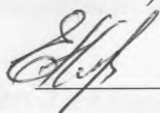
Руководитель  
магистерской програм-  
мы, профессор, доктор  
техн. наук

 18.06.2019 Н.В. Савина  
подпись, дата

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

 19.06.2019 Н.С. Бодруг  
подпись, дата

Рецензент

 21.06.2019 Е.Б. Николаенко  
подпись, дата

Благовещенск 2019

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И. о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 07 » 03 2019 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Анатолия Артёма  
Темазьева 1.

Тема выпускной квалификационной работы:

Повышение эксплуатационной эффективности электрических  
сетей напряжением 6 и 10 кВ города Ишмаевск-на-Амуре путем снижения  
потерь электрической энергии  
(утверждено приказом от 6.03.2019 № 531-уз)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 26 июня 2019 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы, полученные  
при прохождении преддипломной практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Анализ текущего состояния распр. сетей г. Ишмаевск-на-Амуре, современное сост.  
проблемы технич. потерь в распр. сетях структурной анализ потерь в распр. сетях  
г. Ишмаевск-на-Амуре, перевод распр. сетей на высоковольт. архитектуру, оценка эконом. эффекта

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Структурные схемы и

схемы размещения отдельных линий соединений, результаты структурного  
анализа потерь, расчёт ступенчатых потерь

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов)

7. Дата выдачи задания 7.03.2019 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна,  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

проректор по учеб. работе АмГУ кафедра энергетик, доктор техн. наук, профессор

Задание принял к исполнению (дата): 7.03.2019  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 126 с., 8 рисунков, 6 таблиц, 3 приложения, 73 источника.

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ГРАФИК ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, ТОПОЛОГИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ, ЧИСТЫЙ ДОХОД, РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ.

В работе предложен способ минимизации потерь электрической энергии в городской распределительной сети 6 кВ г. Николаевск-на-Амуре с использованием нового электрооборудования.

Приводятся анализ и общая характеристика объекта исследования, выполнен структурный анализ электрической сети. Произведен обзор существующих источников информации по рассматриваемой в работе проблеме. Оценена загрузка воздушных линий и подстанций, производится выбор необходимых управленческих решений для минимизации потерь в распределительной сети с применением нового оборудования. Приведена экономическая оценка необходимости проведения принятых мероприятий.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Анализ текущего состояния распределительных сетей г. Николаевск-на-Амуре	9
1.1 Общая энергоэкономическая характеристика системы электроснабжения г. Николаевск-на-Амуре	9
1.2 Общая характеристика системы электроснабжения г. Николаевск-на-Амуре	12
1.3 Структурный анализ распределительной сети г. Николаевск-на-Амуре	15
2 Современное состояние проблемы технологических потерь в распределительных сетях	22
2.1 Нормативно-правовые акты	23
2.2 Научные и учебные издания	27
2.3 Научные публикации и материалы периодических изданий	34
2.4 Зарубежные научные публикации	39
2.5 Комплексная характеристика проблемы потерь электроэнергии	41
3 Структурный анализ потерь в распределительных сетях г. Николаевск-на-Амуре	57
3.1 Сбор и анализ исходных данных	59
3.2 Выбор методологии для расчёта потерь электроэнергии	60
3.3 Структурный анализ технических потерь в распределительной сети	70
3.4 Анализ технических потерь в трансформаторах подстанций	79
3.5 Анализ потерь в воздушных и кабельных линиях	83
3.6 Выявление очагов повышенных потерь	84
3.7 Прогноз уровня потерь	86
4 Перевод распределительной сети на инновационную архитектуру	89
4.1 Топологический анализ существующей распределительной сети	89
4.2 Выбор возможных вариантов изменения конфигурации сети	93
4.3 Оптимизация числа и мощности силовых трансформаторов	96
4.4 Организация системы управления техническими потерями	98

5 Оценка экономической целесообразности предложенных мероприятий по оптимизации потерь	106
5.1 Определение капитальных вложений в сеть	106
5.2 Расчет амортизационных отчислений и эксплуатационных затрат	108
5.3 Приведённые затраты и чистый доход за расчётный период, дисконтированный доход	110
5.4 Определение показателей экономической эффективности	112
Заключение	115
Библиографический список	117
Приложение А Структурные схемы и схемы замещения отдельных присоединений	127
Приложение Б Результаты структурного анализа потерь	144
Приложение В Расчёт стоимостных показателей	210

## ВВЕДЕНИЕ

Эксплуатационная эффективность электрических сетей является степенью соответствия показателей их качества установленным уровням в течение всего заданного срока службы. Она определяется периодичностью и плановостью их функционирования, эффективностью периодических ремонтов и координацией сроков их проведения, своевременным планированием и выполнением необходимых технических мероприятий, требований и показателей качества. Одним из таких показателей является передача электроэнергии с минимальными потерями, которая составляет основу эксплуатационной эффективности любой электрической сети. Следовательно, важной задачей в современной энергетике является решение проблемы потерь электрической энергии.

Данная проблема всегда являлась актуальной и остается таковой при современных темпах развития рыночных отношений и тенденциях развития электроэнергетики. В настоящее время наблюдается повсеместный рост технической и коммерческой составляющих потерь электрической энергии, различающийся в сетях, принадлежащих разным сетевым организациям; общей тенденцией является их увеличение.

Снижение потерь электроэнергии является наиболее важной стратегической задачей электросетевого комплекса Российской Федерации. По данным статистического исследования, представленного в [1], можно утверждать о том, что относительные потери электроэнергии в распределительных электрических сетях в два раза превышают аналогичные показатели в ЕНЭС.

Несмотря на заметную тенденцию снижения относительных потерь в электрических сетях, их диапазон для отдельных РСК остается достаточно широким и находится в пределах от 2,54% до 23,08% от общего отпуска электроэнергии в сеть. При рассмотрении величины фактических потерь в отдельных энергорайонах или распределительных сетях значения относительных потерь могут достигать 50%.

Исходя из вышесказанного, появляется необходимость в определении и анализе существующих потерь электроэнергии в отдельных энергосистемах и

распределительных сетях для установления их первопричин, выбора наиболее подходящих организационных и технических механизмов их минимизации.

Такая необходимость возникает вследствие того, что потери электроэнергии являются причиной прямых финансовых убытков электросетевых компаний, которые не выгодны как гарантирующему поставщику, так и потребителю вследствие роста заемных средств на их покрытие и тарифов. Исходя из этого, снижение уровня потерь электрической энергии является одним из важнейших направлений в современной мировой энергетике, поскольку экономию от снижения потерь можно направить на увеличение зарплаты персонала, совершенствование и техническое переоснащение систем транспорта электроэнергии, повышение надежности и качества электроснабжения потребителей, снижение тарифов на электроэнергию. Для этого необходимо решать существующие проблемы высоких потерь электроэнергии на уровне энергосистем отдельных районов страны и распределительных сетей, находящихся в ведении энергетических компаний.

В качестве объекта исследования данной выпускной квалификационной работы были выбраны распределительные сети 6 кВ г. Николаевск-на-Амуре, расположенного на севере Хабаровского края, более подробная характеристика которых была представлена в соответствующих разделах работы. Предметом исследования являются потери электроэнергии в этой сети.

Проблемой представленного в работе исследования является неизменно высокий уровень потерь электроэнергии в распределительной сети.

Целью данного исследования - минимизация потерь электроэнергии при помощи использования инновационного оборудования и перевода существующей сети на повышенный класс напряжения для повышения эксплуатационной эффективности.

Основными задачами исследования являются:

- анализ схемно-режимной ситуации в распределительной электрической сети;

- характеристика современного состояния проблемы потерь электроэнергии и оценка их влияния на эффективность работы электрических сетей;
- структурный анализ существующих потерь в распределительной сети и выявление их очагов;
- выбор направления повышения экономической эффективности работы распределительной сети на основании полученных результатов анализа потерь;
- повышение эффективности работы электрических сетей;
- экономическая оценка выбранного направления повышения экономической эффективности.

Гипотеза исследования – существует возможность создания конкретной методики определения эксплуатационной эффективности работы городской распределительной сети для дальнейшего принятия управленческого решения, направленного на увеличение эффективности её работы.

Были использованы следующие методы исследования: сводка и группировка данных статистического наблюдения, моделирование распределительной сети в ПВК, теоретический анализ и обобщение научных источников, анализ данных статистического наблюдения.

Научно-практическая значимость данной квалификационной работы заключается в изложении методологии определения эффективности работы реальных городских распределительных сетей с дальнейшим принятием эффективных и экономически обоснованных управленческих решений, направленных на снижение технологических потерь электроэнергии.



# 1. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ Г. НИКОЛАЕВСК-НА-АМУРЕ

## 1.1 Общая энергоэкономическая характеристика системы электроснабжения г. Николаевск-на-Амуре

Город Николаевск-на-Амуре располагается в восточной части Хабаровского края, является административным центром Николаевского района и занимает площадь 17,1883 км<sup>2</sup>; находится на расстоянии 977 км к северо-востоку от краевого центра и в 582 км от Комсомольска-на-Амуре. По состоянию на 2019 г. население города составляет 18159 человек. Численность населения города находилась на 701 месте из 1113 городов Российской Федерации по состоянию на 1 января 2019 г., наблюдается её отрицательная динамика с 2005 г [2]. Плотность населения составляет 1056,3 чел. на км<sup>2</sup>. Николаевск-на-Амуре является малым городом, большая часть населения которого представлена маломобильными группами населения, которые заняты в градообразующей и обслуживающей сферах.

Территория, на которой располагается город, приравнивается к районам Крайнего Севера вследствие умеренно-холодного, влажного климата. Среднегодовая температура составляет - 1,8 °С, среднегодовая влажность воздуха - 78%; наблюдаются значительный разброс между абсолютным максимумом и минимумом температур, а также резкая смена сезонов. Территория города расположена в районе VI по ветровой нагрузке (нормативное ветровое давление - 1250 Па) и районе IV по гололеду (нормативная толщина стенки - 25 мм), средняя скорость ветра составляет 3,5 м/с [3].

Городская дорожная сеть имеет прямоугольную планировку, застройка является периметральной и характеризуется расположением домов вдоль линий улиц – такой прием застройки является наиболее простым для организации электроснабжения. Система электроснабжения потребителей является разветвленной и, в целом, соответствует периметральной городской застройке, соблюдая требования, установленные в [4]. Архитектура города представлена в значительной степени частным жилым сектором и многоквартирными панельными

домами, гаражными массивами и складскими помещениями, занимающими около 60% площади города в его северной части. Центральную часть города занимают магазины и торгово-развлекательные центры, образовательные учреждения, а южную часть у берегов устья реки Амур – портовая зона. Жилищный фонд Николаевска-на-Амуре включает в себя 2701 жилое строение [5].

Городская распределительная сеть 6 кВ покрывает практически всю площадь города и охватывает соседствующие с ним села Чныррах, Красное и Половинка. Большинство потребителей электроэнергии на напряжении 6 кВ выступают коммунально-бытовые потребители в селитебной зоне города: застройка частного сектора, сельские потребители, предприятия оптовой и розничной торговли, магазины и супермаркеты, панельные многоквартирные дома и старая городская застройка. На территории города действуют 24 образовательных учреждения, в их числе девять детских садов, пять средних общеобразовательных школ и два учреждения среднего профессионального образования. Также, распределительная сеть 6 кВ снабжает следующих потребителей [6]:

- два водозабора («Камора», «Рассошино»);
- два асфальтных завода;
- морской порт и аэропорт;
- хлебокомбинат;
- два предприятия по переработке рыбы;
- две логистические компании по перевозке грузов.

Потребители распределительной сети 6 кВ Николаевска-на-Амуре представлены II и III категориями надежности. Ко второй категории относятся те электроприемники, перерыв в работе которых приводит к нарушению производственно-технологических процессов потребителей, простоям производственного оборудования; для потребителей данной категории надежности необходимо питание от двух независимых источников и допустим перерыв электропитания на время, необходимое на прибытие оперативной выездной бригады или включение резервного питания. К третьей категории относятся те электро-

приемники, которые не входят в первые две группы надежности (т.е. жилые малоэтажные строения, офисные и складские помещения, магазины и т.д.), электроснабжение данной группы не должно прерываться более чем на 24 часа подряд и более 72 часов за год суммарно [7].

Электроприемники данной распределительной сети можно разделить на две группы:

- приемники трехфазного тока напряжением до 1 кВ частотой 50 Гц (промышленные потребители II категории надежности), работающие в продолжительном и повторно-кратковременном режимах работы): котельные и насосные станции, мастерские, погрузочные и строительные краны, электропечи, дерево- и металлообрабатывающие станки, холодильные установки;
- приемники однофазного тока напряжением до 1 кВ частотой 50 Гц (все коммунально-бытовые потребители III категории надежности): административные здания, офисы, одно- и двухквартирные частные дома, многоквартирные дома, школы, медицинские учреждения, учреждения культуры, гаражные кооперативы и складские помещения.

К особенностям режима работы распределительной сети 6 кВ Николаевска-на-Амуре можно отнести:

- пики нагрузок в суточном и годовом графиках нагрузки, вследствие чего происходит неравномерная загрузка оборудования сети;
- высокий коэффициент мощности нагрузок потребителей, связанный со значительной долей коммунально-бытовой нагрузки в доле потребления электроэнергии;
- неизменную динамику потребления электроэнергии на протяжении долгого периода времени [6, 9].

Коэффициент мощности ( $\cos\varphi$ ) для группы промышленных потребителей находится в пределах от 0,5 до 1, для коммунально-бытовых потребителей – от

0,7 до 1. Суммарный коэффициент мощности ( $\cos\varphi$ ) для нагрузок потребителей, подходящих к подстанциям 6 кВ, находится в пределах от 0,9 до 1 [8].

## **1.2 Общая характеристика системы электроснабжения г. Николаевск-на-Амуре**

Распределительная электрическая сеть 6 кВ г. Николаевск-на-Амуре по своей общей структуре является одноступенчатой и смешанной – потребители электроэнергии связаны с центром питания при помощи трансформаторных подстанций 6 кВ как по радиальным, так и по магистральным линиям электропередачи в зависимости от структуры отдельных присоединений. Система электроснабжения города является изолированным энергообъектом в энергосистеме Хабаровского края, и не имеет связи с другими энергообъектами, кроме своего источника питания.

Сеть представлена десятью присоединениями, снабжающими по большей части коммунально-бытовых и промышленных потребителей (II и III категорий надежности). Между присоединениями существуют гибкие связи, которые также позволяют характеризовать структуру данной сети как сложноразветвленную.

Суммарная длина всех представленных в распределительной сети присоединений составляет 122 км без учета длины гибких связей, количество трансформаторных подстанций, связанных с ними – 99. Общая длина кабельных и воздушных линий, количество подстанций на отдельных присоединениях представлены в таблице 1. Сечения, марки и длины отдельных участков линий электропередачи указаны в таблице Б2 приложения Б. Упрощенная схема электрической сети представлена на листе 1 графической части работы. На её основании разработаны структурные схемы отдельных присоединений, приведенные в приложении А на рисунках А1 - А7.

Таблица 1 – Общий анализ отдельных присоединений распределительной сети г. Николаевск-на-Амуре

Номер присоединения	Суммарная длина всех участков линий на присоединении, км	Количество трансформаторных подстанций на присоединении
1	2	3
5	16,7	14
6	17,5	15
7, 31	7,9	11
9, 27	22,1	18
1	2	4
36	7,8	15
16	0,4	1
23	17,9	17
29	31,7	10

На территории г. Николаевск-на-Амуре расположен лишь один крупный энергообъект, который играет роль двух источников питания для всей системы электроснабжения - Николаевская ТЭЦ (далее НТЭЦ) с установленной мощностью 130,6 МВт и 99 связанных с ней подстанций, подробный перечень которых приводится в таблице 2. В роли двух источников питания выступают разделенные выключателем секции распрестройства 6 кВ НТЭЦ; от первой секции питаются присоединения № 5, 6, 7, 9, 36, от второй – 16, 23, 27, 29, 31 [6]. Николаевская ТЭЦ является основным источником электроэнергии в изолированном от единой энергетической системы Николаевском энергоузле. Она была введена в эксплуатацию в 1973 г. [3, 9].

В данной работе Николаевская ТЭЦ рассматривается только с позиции источника питания, мощности генераторов которой достаточны для питания рассматриваемой распределительной сети и подключения новых потребителей.

Электрооборудование Николаевской ТЭЦ включает в себя: 2 турбоагрегаты Т-2-12-2 № 1 и 2 суммарной мощностью 24 МВт, введенных в эксплуатацию в 1973 г.; 2 турбоагрегата ТВФ-63-2 № 3 и 4 суммарной мощностью 110 МВт,

находящихся в эксплуатации с 1983 и 1987 гг.; два дизель-генератора СГД2-17-44-16 суммарной мощностью 1,6 МВт, введенные в работу в 1979 г.

Техническое состояние электрооборудования НТЭЦ можно характеризовать как полный износ, так как сроки службы турбоагрегата № 4 и двух дизель-генераторов вышли за пределы установленного - конец их срока службы приходился на 2017 г., а окончание срока службы турбоагрегатов № 1, 2, 3 намечено на 2020 г. Оборудование электростанции отработало более 37 лет, на текущий момент его физический износ составляет от 34 до 87 % [9].

Распредустройство 6 кВ НТЭЦ выполнено одной одиночной, секционированной выключателем, системой шин (схема № 10 (б) – 1 согласно [39]). Данная схема является наиболее простой для распредустройств 6 кВ. По условиям надежности рекомендуется подключать не более шести отходящих линий на отдельную секцию шин; в рассматриваемом случае данное условие соблюдается, поскольку от каждой секции питается по пять присоединений. Также схема распредустройства 6 кВ имеет 7 резервных ячеек, которые могут позволить в случае изменения существующей топологии сети подключить к ней новые присоединения.

К достоинствам данной схемы распредустройства можно отнести то, что она достаточна по своему уровню надежности для обеспечения электроэнергией местных потребителей и собственных нужд. Из существенных недостатков можно выделить ограничение по количеству отходящих от одной секции линий, необходимость применения дорогостоящей коммутационной аппаратуры вследствие возможного превосходства уровня токов короткого замыкания над возможностями существующих выключателей, необходимость в использовании расщепления трансформаторов или реакторов для снижения токов короткого замыкания [39, 40].

Если рассматривать данный источник питания распределительной сети с точки зрения надежности, то можно утверждать об её высоком уровне, поскольку Николаевская ТЭЦ обеспечивает практически бесперебойное и стабильное функционирование без отключения потребителей около 40 лет [10].

Существующие характеристики изоляции распределительного устройства 6 кВ НТЭЦ позволяют при необходимости осуществить перевод распределительной сети на более высокий класс напряжения.

### **1.3 Структурный анализ распределительной сети г. Николаевск-на-Амуре**

Общее состояние системы электроснабжения города можно охарактеризовать как неудовлетворительное, наблюдается значительный износ основных фондов – электрооборудования подстанций и линий электропередач, который на текущий момент составляет более 70%. В сетях 6 кВ наблюдается большая доля технологических потерь, более подробный анализ которых приведен в п. 3 исследовательской работы. Также, в некоторых местах наблюдаются недопустимые провисы проводников воздушных линий [9].

Отсюда появляется необходимость дальнейшего структурного анализа распределительной сети 6 кВ г. Николаевск-на-Амуре для установления конкретных источников повышенных потерь и принятия дальнейших мероприятий по их минимизации.

Для структурного анализа распределительной сети г. Николаевск-на-Амуре по отдельным присоединениям были составлены их структурные схемы, приведенные на рисунках А1 - А7 в приложении А, где отдельные элементы (подстанции) были изображены в виде окружностей, над которыми указаны их названия, а внутри – напряжения на высокой и низкой сторонах; линии электропередачи были выполнены в виде линий связи между элементами для дальнейшего удобства анализа; информация о марках провода, сечений и длин отдельных участков линий приведены в таблице Б2. Можно обратить внимание на то, что городская распределительная сеть имеет петлевую структуру в нормально разомкнутом режиме с точками размыкания на следующих узлах: 60024 (присоединение № 6), ТП - 40 (присоединение № 16), 50010 (присоединение № 5), ТП - 5 (присоединение № 23), ТП - 25 (присоединение № 9), узел 290024 (присоединение № 29), ТП - 56 (присоединение № 36) и ТП - 45 (присоединение № 27) - данные точки представлены на листе 1 графической части работы.

Исключением являются два отдельных присоединения, между которыми существуют гибкие связи, задействованные в нормальном режиме работы.

Согласно структурным схемам отдельных присоединений их можно разделить на две группы: магистральные и сложно-разветвленные. К первой группе можно отнести присоединения № 5, 23, 7, 31, представленные на рисунках А1, А3 и А5 в приложении А; остальные – ко второй; общей характерной чертой двух групп является наличие значительного количества элементов, присоединенных в рассечку основного участка линии электропередачи.

Среди структурных схем отдельных присоединений можно выделить две петли, питающиеся от двух отдельных секций генераторного распределительного устройства 6 кВ Николаевской ТЭЦ:

- 1) Присоединения № 9, 27 с точкой нормального размыкания на выключателе второй ячейки ТП - 43.
- 2) Присоединения № 7, 31 с точкой нормального размыкания на выключателе девятой ячейки ТП - 74.

Схемы данных присоединений представлены на рисунках А3 и А4 Приложения А.

Общее количество элементов структурной схемы (трансформаторных подстанций) равно 99, а общее количество связей между элементами структурной схемы, представленных участками воздушных и кабельных линий электропередачи – 290 [6].

Ниже приведена упрощенная типология трансформаторных подстанций распределительной сети г. Николаевск-на-Амуре. В Таблице Б1 Приложения Б указана более подробная информация по отдельным подстанциям, содержащая их названия, марки и мощность установленных трансформаторов.



Таблица 2 – Структурный анализ трансформаторных подстанций распределительной сети г. Николаевск-на-Амуре

Тип трансформаторных подстанций	Количество подстанций	Установленная мощность, кВА
1	2	3
Узловая	36	100 - 630
Отпаечная	27	100 - 630
Проходная	28	160 - 630
Тупиковая	8	250 - 400

В рассматриваемой распределительной сети преобладающим способом присоединения подстанций к сети является узловое, что является следствием преобладающего числа магистральных линий и её сложнозамкнутой конфигурации. Из 99 подстанций 88 являются однострановыми; 11 подстанций (ТП - 34, 35, 27, 118, 70, 6А, 15, 60, 104, РП - 5, 71) являются двухтрансформаторными, на большинстве из которых второй трансформатор отключен и находится в резерве.

Наиболее распространенными схемами распрестроустройств трансформаторных подстанций являются: одиночная система шин (схема № 1) и одна одиночная, секционированная выключателем, система шин (схема № 10 (б) - 1). Распространенность таких схем распрестроустройств объясняется их низкой стоимостью и простотой при эксплуатации, которая исключает ошибочные операции с разъединителями. Тем не менее, следует предусматривать блокирующие устройства, препятствующие неправильным операциям. Из недостатков такого типа распрестроустройств трансформаторных подстанций, как одиночная система шин, следует отметить необходимость отключения всего устройства во время профилактического ремонта сборных шин и шинных разъединителей, отключение отдельных присоединений при ремонте принадлежащим им выключателей и линейных разъединителей, повреждение (короткое замыкание) в зоне сборных шин может привести к полному отключению распределительного устройства.

Вышеперечисленные недостатки схемы одиночной системы шин частично минимизирует схема с одной рабочей секционированной выключателем системой шин за счёт ее разделения на части, с установленными в точках деления секционными выключателями. Каждая секция шин получает питание от разных источников, а число присоединений и нагрузка на отдельных секциях по возможности равны.

В рассматриваемой городской распределительной сети большинство подстанций с данной схемой распределения функционируют в режиме раздельной работы секций шин. Из достоинств данной схемы следует отметить её простоту исполнения, наглядность, малозатратность и экономичность, широкую область применения в городских электрических сетях для электроснабжения потребителей любой категории. Данная схема имеет преимущество в сетях 6 кВ, поскольку имеет большую надежность при коротком замыкании, в случае возникновения которого отключается только одна секция шин, в то время как другая продолжает функционировать.

К недостаткам данной схемы можно отнести необходимость в отключении источника питания на все время проведения ремонта либо проверки состояния секции сборных шин; отключение всех линий при профилактическом ремонте секции шин, к которой они принадлежат; для ремонта выключателей необходимо отключать соответствующие присоединения [39, 40].

Линии электропередачи распределительной сети 6 кВ г. Николаевска-на-Амуре представлены следующими марками:

- Воздушные линии:
  - А - 1×35, А - 1×50, А - 1×95;
  - АС - 50/8, АС - 95/16;
  - СИП - 3 1×95 - 35, СИП - 3 1×120 - 35.
- Кабельные линии:
  - ААБл 3×50 - 10, ААБл 3×70 - 10, ААБл 3×95 - 10, ААБл 3×120 - 10, ААБл 3×150 - 10, ААБл 3×185 (ож) - 10;

- АСБ 3×70 - 10, АСБ 3×95 - 10, АСБ 3×120 (ож) - 10, АСБ 3×150 - 10;
- ААШв 3×50 (ож) - 10, ААШв 3×120 (ож) - 10, ААШв 3×185 (ож) - 10;
- АВБбШв 3×120 (ож) - 6, АВБбШв 3×240 (ож) - 6;
- АВВГ 3×70 (ож) - 6;
- СБ 3×25 - 10.

Информация о длинах отдельных участков линий определенной марки представлена в таблице Б2 приложения Б.

Минимальное сечение между элементами системы наблюдается на участке ВЛЭП между узлом 500239 и ТП - 116, выполненном проводом А - 35 длиной 10 м (присоединение № 5) - см. рисунок А13 приложения А. Максимальное сечение наблюдается на участке кабельной линии длиной 672 м. между ячейкой № 31 распреустройства НТЭЦ и ТП - 74 - см. рисунок А8 приложения А. Суммарная длина линий электропередачи распределительной сети 6 кВ составляет 135,813 км. Большую часть сети составляют воздушные линии суммарной длиной 80,537 км, оставшуюся - кабельные линии длиной 55,276 км. Их доли в процентном соотношении представлены на рис. 3 [6].



Рисунок 1 – Доли кабельных и воздушных линий в распределительной сети

Самая короткая линия длиной 3 м расположена между узлом 231168 и ТП - 67 (воздушная линия, присоединение №23); самая длинная линия - 7490 м, находится между узлами 29486 и 2948113 (присоединение №29) - см. рисунки А10 и А14 приложения А.

Суммарная длина радиальных линий составляет 16,8 км, а длина магистральных линий - 67,21 км. В целом, доля магистральных линий по всей распределительной сети г. Николаевск-на-Амуре составляет 87,6 % от суммарной длины всех линий. Самая короткая магистральная линия длиной 6,4 км расположена на участке между ячейкой № 36 распреустройства НТЭЦ и ТП - 85 на присоединении № 36. Самый большой участок магистральных линий составляет 29,8 км и расположен на присоединении № 29 между ячейкой № 29 распреустройства НТЭЦ и ТП - 118 - см. рисунки А9 и А14 приложения А.

Самым коротким цикл в распределительной сети равен 7,99 км и расположен на присоединения № 7, 31; самый длинный равен 16,321 км (присоединения №9, 27) - см. рисунки А8 и А12 приложения А.

Резервирование по линиям электропередачи от других источников осуществляется на 50 подстанциях, представленных на листе 1 графической части: ТП - 1, 8, 11, 34, 36, 38, 5, 48, 62, 65, 68, 78, 81, 99, 27, 43, 76, 93, 3, 9, 45, 56, 70, 72, 75, 100, 15, 18, 22, 23, 28, 40, 46, 51, 66, 77, 104, 108, 13, 71, 74, 83, 102, 103, 14, 25, 26, 29, 50, 39.

В данной распределительной сети не наблюдается наличие линий электропередачи, выполненных участками кабельных или воздушных линий разных марок. Это является одним из её достоинств, поскольку наличие большого количества таких участков линий могло бы значительно снизить надежность электроснабжения потребителей [6].

В результате проведения анализа текущего состояния распределительной сети г. Николаевск-на-Амуре, проведения общей энергоэкономической характеристики системы электроснабжения и структурного анализа сети были установлены её географическое положение и соответствие планировке города, площадь покрытия распределительной сети, виды потребителей электроэнергии и группы их надежности, особенности режима работы сети. Были определены общая структура сети, количество содержащихся в ней присоединений и их структура, состав существующего электрооборудования и линий электропере-

дачи; дана характеристика Николаевской ТЭЦ, рассматриваемой с точки зрения источника питания данной распределительной сети.

Полученные в ходе анализа данные могут быть использованы для дальнейшего структурного анализа потерь в данной сети, определения её топологии и выбора возможных вариантов изменения её конфигурации для снижения существующего уровня потерь. Результаты общей энергоэкономической характеристики системы электроснабжения будут учитываться в Разделе 4, посвященном переводу существующей сети на инновационную архитектуру. Данные, полученные в результате структурного анализа распределительной сети, будут использованы в анализе уровня технических потерь в Разделе 3 исследовательской работы.

Исходя из полученных данных можно утверждать о том, что в распределительной сети г. Николаевск-на-Амуре существуют проблемы, связанные с износом электрооборудования подстанций и линий электропередачи, неравномерным распределением нагрузки потребителей по присоединениям и наличием большого числа незаземленных воздушных линий. Данные проблемы могут быть причиной существующего высокого уровня потерь и требующие решения путем введения инновационного электрооборудования, перераспределения нагрузок между присоединениями путем создания гибких связей. Характеристики Николаевской ТЭЦ удовлетворяют возможности перевода данной распределительной сети на более высокий класс напряжения.

## 2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Вследствие важности и актуальности рассматриваемой в научно-исследовательской работе проблемы минимизации потерь электроэнергии, а также в связи с тем, что повышение эксплуатационной эффективности распределительной сети г. Николаевск-на-Амуре рассматривается на основании снижения существующего уровня потерь, то для этого необходим комплексный обзор современного состояния рассматриваемой проблемы и степени её изученности в нормативно-правовой документации, научных публикациях и статьях, научной и учебной литературе, зарубежных источниках. Для этого необходимо производить обзор рассматриваемой проблемы в различных видах письменных источников. Выделение видов является вторым уровнем классификации источников информации, в котором источники одного вида как правило содержат сходную информацию, что способствует удобству поиска необходимой информации для дальнейшей разработки проблемы. Источники информации были подобраны таким образом, чтобы охватить ключевые аспекты, связанные с рассматриваемой проблемой и необходимые для дальнейшего исследования - анализ существующего уровня потерь, их расчёты в условиях эксплуатации и способы их снижения. Также подробный анализ существующих источников был необходим для выделения возможных мероприятий по снижению технических потерь, которые могли бы быть приняты к дальнейшему рассмотрению.

Нормативно-правовые акты являются официальными документами, устанавливающими нормы, в данном случае касающиеся рассматриваемой в рамках научной работы проблемы, на территории Российской Федерации и подлежащие общеобязательному исполнению. Следовательно возникает необходимость проведения исследования и по данной группе источников, поскольку в них могут содержаться необходимые алгоритмы расчёта и методы определения потерь, которые закреплены на юридическом уровне.

## 2.1 Нормативно-правовые акты

В [11] содержатся указания для организации работы по расчету нормативов технологических потерь и их структуре, общие принципы нормирования, формулы определения различных видов технологических потерь и методику их расчета. В приказе приведены формулы для определения следующих величин:

- нагрузочных потерь электроэнергии;
- потерь, обусловленных погрешностями систем учета;
- технологических потерь по абсолютной величине на регулируемый период;
- норматива технологических потерь при передаче электроэнергии.

Далее, в п. 17 раздела III, приводится порядок определения технологических потерь электроэнергии в сетях территориально-сетевых организаций и по уровням напряжения. В приложении 1 данного приказа приводится более подробная методика по расчету технологических потерь, включающая в себя статистические данные о потерях электроэнергии на различном электрооборудовании по классам напряжения; приведены различные методы определения нагрузочных потерь и порядок их расчёта.

В [12] содержатся основные положения по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении, устанавливает требования к организации, составу и правилам эксплуатации систем учета электроэнергии и мощности. Представлены формулы определения фактического и допустимого небалансов мощности, доли учтенной электроэнергии и предела допустимой погрешности измерительного комплекса; формулы по определению значений фактического небаланса внутри и вне границ балансовой принадлежности, предела допустимого значения относительной погрешности измерительного комплекса. Указаны возможные места установки приборов учета электроэнергии и перечень расчётных величин, включаемых в акт выработки и отпуска электроэнергии.

В [13] устанавливается порядок определения потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям ТСО организаций на основании их сравнения с учетом технических характеристик воздушных и кабельных линий, а также другого электрооборудования. Представлены расчетные формулы для определения предельного уровня потерь и их норматива, величины условно-постоянных потерь.

В [14] содержатся общие принципы и порядок обеспечения доступа к услугам по передаче электроэнергии и оказания этих услуг, порядок их определения и оплаты (п.6). Приводится формула по расчету фактических потерь для тех потребителей, энергопринимающее оборудование которых присоединено к объектам электрической сети, при помощи которых они оказывают услуги по передаче электроэнергии (п. 6); формула для определения среднемесячной величины оплаты услуг по передаче электроэнергии (п. 9).

В [15] устанавливаются допустимые нагрузки силовых трансформаторов общего назначения. Устанавливаются методы расчета допустимых нагрузок и аварийных перегрузок, а также их нормы для суточного графика нагрузки трансформаторов. Приводятся нормы максимально-допустимых систематических нагрузок трансформаторов с различными способами охлаждения в соответствии с их начальной загрузкой и температурой охлаждающей среды. Представленные в Стандарте данные позволяют определить интервал оптимального коэффициента загрузки силовых трансформаторов для рассматриваемой энергосистемы.

Инструкция [16] предназначена для организации работ по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии и их снижения в сетях организаций, осуществляющих передачу электроэнергии, федеральной сетевой компании и магистральных сетевых компаний. Представлены структура технологических потерь электроэнергии, принципы нормирования технологических потерь и методика их расчета. Кроме того, подробно рассматривается порядок расчета потерь, обусловленных допустимыми погрешностями счетчиков электроэнергии, представлены формулы для определения абсолютных по-



терь и погрешности измерительного канала активной электроэнергии (Раздел IV).

В [17] содержатся тарифы на электрическую энергию, отпускаемую ПАО «ДЭК» (филиал «Хабаровскэнергосбыт») прочим потребителям и сетевым организациям, покупающим электроэнергию для компенсации потерь на территории Николаевского района Хабаровского края; приведены основные показатели деятельности по филиалу АО «ДРСК» «Хабаровские электрические сети»; приведены одноставочные и двухставочные тарифы, ставки на содержание сетей и оплату технологических потерь на период 2017-2019 гг.

Рекомендации [18] предназначены для технически обоснованных расчетов и анализа уровня потерь, разработки мероприятий по оптимизации конфигурации и режимов работы городских электрических сетей для снижения потерь. Рассматривается определение потерь электроэнергии в электросетевом оборудовании; содержится порядок определения потерь методом средних нагрузок и поэлементного расчета. Предложены способы определения места эпицентра мощной нагрузки вдоль линии передачи; расчетные формулы для нахождения относительного значения тока нагрузки для каждой линии, потерь электроэнергии по каждой линии для определения суммарных потерь и потерь в силовых трансформаторах. Дается подробный перечень возможных мероприятий по снижению потерь в городских сетях; представлены примеры расчета эффективности мероприятий при сезонном отключении одного из трансформаторов двухтрансформаторной подстанции, замены малозагруженных трансформаторов на трансформаторы меньшей мощности. Приводится подробный пример определения потерь по всей сети и во всём электросетевом оборудовании.

Методика [19] предназначена для расчета технологических потерь в электрических сетях, принадлежащих к энергоснабжающим организациям. В разделе II приводятся различные методы расчета технологических потерь: пять методов расчёта нагрузочной составляющей потерь, условно-постоянных потерь (т.е. потерь в силовых трансформаторах и электрооборудовании), потерь при

погодных условиях. Разделы III и IV приводят формулы для расчёта погрешности трансформаторной схемы подключения счетчика, нормативной характеристики технологических потерь электроэнергии включая её отдельные составляющие.

Инструкция [20] описывает порядок разработки планов мероприятий по снижению технологических потерь электроэнергии при её передаче, содержит перечень типовых мероприятий и методику расчета снижения потерь от их выполнения. Приводятся перечень мероприятий по снижению потерь электроэнергии совместно с расчётными формулами для каждого из них, которые позволяют определить планируемую и фактическую величины снижения потерь от внедрения конкретного мероприятия. Приводятся рекомендации по выбору конкретных управленческих решений и алгоритм расчёта затрат на их внедрение.

Инструкция [31] устанавливает методы анализа и нормирования потерь электроэнергии, определения допустимых и нормативных небалансов электроэнергии на объектах и выбора мероприятий по снижению потерь. В Инструкции приведены рекомендации по стимулированию персонала к внедрению указанных мероприятий. Приведены расчетные формулы для определения систематической и случайной составляющей небаланса электроэнергии и инструментальной погрешности измерительных комплексов, перспективного норматива коммерческих потерь электроэнергии; формулы характеристики потерь холостого хода, нагрузочных потерь в радиальной сети, предлагаются мероприятия по снижению потерь электроэнергии. Приводятся расчётные примеры.

На основании нормативно-правовых актов, представленных в данном разделе, осуществлялся анализ и расчёт существующего уровня технологических потерь, создание комплекса мероприятий по их снижению в соответствии с существующими характеристиками сети в Разделах 3 и 4 исследовательской работы. Данные документы содержат основу для проведения дальнейшего исследования и обоснования для принятия управленческих решений и выбора методики расчёта потерь. Из достоинств рассмотренных нормативно-правовых ак-

тов следует отметить их конкретику и подробность в изложении информации, из недостатков - достаточно большой объем информации.

## **2.2 Научные и учебные издания**

В [21] предложен алгоритм определения и анализа потерь в электрических сетях в условиях неопределенности. Приводятся обобщенная модель токовой нагрузки, описывающая закономерности ее изменения при достоверной и неполной исходной информации, математические модели эквивалентных токов на вводных присоединениях подстанций. Представленные методы предназначены для исключения ненаблюдаемой части сети и сокращения объема информации, используемой для расчета потерь. Данный способ уточненного определения потерь электроэнергии должен использоваться для снижения трудоемкости расчетов. Приводится комплексная программа и мероприятия по снижению потерь, связь между определением величины потерь электроэнергии и качеством исходных данных.

В [22] приводится структура фактических потерь в сетях энергоснабжающих организаций. Представлены методы расчета потерь в сетях и электрооборудовании, методы анализа потерь и их снижения. Изложены способы расчета допустимых небалансов и уровня коммерческих потерь. В данной книге рассматриваются нагрузочные потери в линиях, трансформаторах, электрооборудовании подстанций, потери холостого хода, климатические и транзитные потери, приведены формулы для их определения; расход электроэнергии на собственные нужды подстанций и его норма. Рассматриваются вопросы погрешности средств учета электроэнергии, допустимые небалансы электроэнергии на электросетевых объектах. Приводится алгоритм по выявлению присоединений 6 – 20 кВ с повышенными коммерческими потерями с примерами расчета.

В [23] описываются основные причины появления потерь электроэнергии в электрических сетях и описана их структура. Дан ответ на вопрос о рациональном уровне потерь электроэнергии в электрических сетях. Описаны и проиллюстрированы примерами основные методы расчета различных составляющих технологических потерь электроэнергии в электрических сетях разных

классов напряжения, мероприятия по их снижению и оценка экономической эффективности этих мероприятий. К рассматриваемым примерам даны полные решения и подробные объяснения. Изложены принципы нормирования потерь электроэнергии, подробно рассматриваются отдельные технические и организационные мероприятия по снижению потерь вместе с примерами расчёта и необходимыми формулами для каждого из них. Широко рассматриваются основные сведения о снижении потерь электроэнергии, приводятся результаты и проблемы введения тех или иных управленческих решений, оценка их экономической эффективности.

В [24] рассматривается проблема хищения электроэнергии и снижения потерь в электрических сетях потребителей. Излагаются вопросы определения параметров средств учета электроэнергии, показаны схемы подключения счетчиков. Описываются различные виды хищения электроэнергии. Приведены по обнаружению и предотвращению хищений. В частности, рассматриваются такие меры как контроль работы приборов учета и проведение их ревизий, совершенствование конструкции либо замена приборов учёта. Данная книга по большей части носит рекомендательный характер по организации систем учета электроэнергии и различных мер воздействия на неплательщиков, приводятся некоторые характеристики счетчиков (в т.ч. их классы точности).

В [25] рассматриваются основные направления экономии электроэнергии на промышленных предприятиях и примеры их практической реализации. В частности, рассматриваются проблемы экономии электроэнергии в силовых трансформаторах, кабельных сетях, замена малозагруженных электродвигателей на двигатели меньшей мощности. Приведены расчетные формулы для определения загрузки силовых трансформаторов. Рассматривается сокращение числа трансформации как одного из способов экономии электроэнергии. Представлена формула по определению коэффициента загрузки силового трансформатора, использовавшаяся для дальнейшего анализа загрузки силовых трансформаторов рассматриваемой распределительной сети в третьем разделе научно-исследовательской работы.

В [26] даны сведения об электрических станциях и электрических системах, описаны основное электрооборудование станций и подстанций, устройства релейной защиты и автоматики, рассмотрены электрические нагрузки промышленных предприятий, приведены расчеты электрических заводских и цеховых сетей. Даны сведения об электрических станциях и энергетических системах; описано основное электрооборудование станций и подстанций; рассмотрены электрические нагрузки промышленных предприятий, режимы работы и вопросы компенсации реактивной мощности электроустановок; приведены новые примеры расчета. В разделе 9.2 подробно рассмотрен вопрос учета и контроля электроэнергии, места установки счётчиков со стороны подстанции и потребителя.

В [27] рассматриваются вопросы планирования и управления режимами сетей: потери электроэнергии и управление её качеством. Приводится структура фактических потерь. Описываются методы расчёта, анализа и нормирования потерь в электрооборудовании и сети; мероприятия по их снижению и расчет допустимых небалансов. Рассматриваются различные технические мероприятия.

В [28] описываются элементы электрических сетей и методы расчёта их режимов. Представлена информация о рабочих режимах энергосистем и мероприятиях по повышению качества электроэнергии. Рассматриваются основы проектирования сетей, режимы ЛЭП и их расчёты на механическую прочность. Изложены способы снижения потерь и оптимизации режимов. Поднимаются вопросы качества поставляемой потребителям электроэнергии и методы его обеспечения, методы регулирования напряжения, мероприятия по борьбе с несинусоидальностью в энергосистеме. Приводится классификация мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в распределительных сетях.

В [29] представлено методическое обеспечение для расчета и нормирования технических потерь по ступеням напряжения; рассмотрена их структура и мероприятия по снижению технических потерь.

В [30] приводится методология расчёта потерь в сетях различных классов напряжения и выбор мероприятий по их минимизации. Изложены методы расчёта допустимых небалансов и уровня коммерческих потерь в РЭС, ПЭС и энергосистеме в целом. Рассматриваются структура потерь электроэнергии и классификация их методов расчета, в том числе расчёт допустимых коммерческих потерь, потерь в радиальных сетях 6-20 кВ, определение эффективности утвержденных мероприятий по снижению потерь и дальнейшее их планирование. Все излагаемые методы иллюстрируются числовыми примерами, основным качеством данной книги являются конкретика и краткость изложения информации.

В [32] приводится структура фактических потерь в сетях энергоснабжающих организаций. Описываются методы расчета потерь в сетях и на присоединенном оборудовании, методы их анализа и выбора мероприятий по снижению. Излагаются методы расчета допустимых небалансов и уровня коммерческих потерь на подстанциях.

В [33] приведена информация по электрическим системам, станциям, подстанциям, электроснабжению городов, сельского хозяйства, промышленности и транспорта. Раздел 52 данного справочника рассматривает вопрос электроснабжения городов, представлены типовые суточные зимние графики нагрузок для характерных групп городских потребителей, приводится структура принципиальных схем различных вариантов городских сетей напряжением 6 - 20 кВ. Кратко рассмотрен вопрос категоричности потребителей по уровням надежности.

В [34] рассмотрены проблемы электроснабжения в целом, с упором на распределительные сети, питающие сельскохозяйственные предприятия и населенные пункты. Представлены рекомендации по организации контроля за потреблением электроэнергии и совершенствованию систем учета. В главе 5 рассматривается электрический расчет потребителей III категории надежности (на примере сельских потребителей), в которой рассмотрены расчёты сетей по экономическим показателям, экономической плотности тока и интервалов нагруз-

ки; расчеты разомкнутой и замкнутой электрических сетей по уровню потерь напряжения.

В [35] рассматриваются общие вопросы снижения потерь в сетях, методы их расчета и прогнозирования, анализ структуры и расчет их технико-экономической эффективности, планирование и мероприятия по их снижению. Третья глава данной книги полностью посвящена расчёту потерь в распределительных сетях, методам определения и расчёта потерь при неполной информации о режиме сети. Приводится перечень и классификация способов снижения потерь, задачи и методы их прогнозирования и планирования.

В [36] изложены вопросы построения схем электрических сетей, организации работ по техническому обслуживанию линий, распределительных устройств и трансформаторных подстанций. Седьмой раздел посвящен оценке экономической эффективности мероприятий по повышению пропускной способности сети и снижению потерь электроэнергии. Приводятся типовые схемы построения систем электроснабжения второй и третьей категорий, питающих сетей напряжением 6-20 кВ. Рассматриваются вопросы о совершенствовании эксплуатации электрических сетей, эффективности мероприятий по повышению пропускной способности электрической сети. Рассмотрена методика определения рациональных мест размыкания петлевой схемы городской сети. Данное пособие можно выделить за удобство, краткость и наглядность в изложении материала, необходимого для практического применения в данной научной работе.

Пособие [37] содержит информацию об исполнении воздушных и кабельных линий электропередачи, их параметры, режимные характеристики и математические модели. Приводятся методы расчета сетей простейшей и сложной конфигураций; рассмотрены требования к качеству напряжения, средства и требования для его достижения, технико-экономические основы проектирования электрических сетей.

Книга [38] содержит примеры расчёта параметров электрических сетей, и нагрузок, установившихся режимов разомкнутых и замкнутых сетей. Приводятся практические расчёты по определению параметров электрических нагрузок.

зок и схем замещения линий электропередачи, трансформаторов и автотрансформаторов, общих нагрузок сети. Рассмотрены расчеты параметров установившегося режима и потерь в различных элементах электрической сети. Основным достоинством источника является конкретика и наглядность изложенной информации, сопровождающейся численными примерами и тренировочными заданиями. Данная книга будет использоваться для расчёта установившихся режимов в Разделе 3 и 4.

Пособие [39] содержит принципы построения схем электрических соединений подстанций и требования к их надежности. Представлены типовые схемы распределительных устройств на классы напряжения 10 (6) – 750 кВ, приводятся общие указания по их применению. Данный источник был использован для определения схем распреедустройств источника питания и подстанций распределительной сети в Разделе 1.

В [40] рассмотрены основные вопросы проектирования электрической системы отдельного района, сведения об основных режимах систем. Приводятся примеры расчётов баланса активной и реактивной мощности, отобранных вариантов построения сети, его технико-экономического обоснования и регулирования напряжения в сети. Изложенная информация полезна для расчёта режимов сети и выбора наиболее оптимального варианта её конфигурации с дальнейшим обоснованием. Информация из данного источника будет использована в Разделах 3, 4, 5.

В [41] предлагается и рассматривается использование интеллектуальных систем электроснабжения SmartGrid в городских сетях, рассматриваются предпосылки интеллектуализации систем электроснабжения городов, концепция SmartGrid за рубежом и базовые подходы к построению сети в её рамках, функциональные свойства и их сравнительная характеристика с классическими электрическими сетями, опыт внедрения данной концепции. Изложена информация о приемах застройки городских микрорайонов и их связи с существующей структурой распределительной сети. Главы 2 и 3 посвящены моделированию городских электрических нагрузок в рамках интеллектуальных систем



электроснабжения, приводятся перечень общих для городских систем электроснабжения проблем и недостатков, принципы формирования интеллектуальной системы электроснабжения, управленческие решения для перевода сетей на интеллектуальную основу. Показана реализация данной концепции на различных примерах сетей и распределительных устройств.

Учебно-методическое пособие [42] описывает методики и программы для расчета, нормирования и снижения потерь электроэнергии, приводится структура различных групп потерь и расчётные формулы для их определения. Представлены различные методы и программы расчёта технических и коммерческих потерь, мероприятия по их снижению. В приложении приводится оценка погрешностей расчёта технических потерь электроэнергии на примере АО «Мосэнерго» в сетях различных классов напряжения, рассмотрено влияние среднеквадратической погрешности расчета потерь в отдельном присоединении на ту же погрешность для суммарных потерь.

В данном разделе была произведена краткая характеристика научных и учебных изданий, посвященных проблеме снижения потерь электроэнергии. Полученная информация будет использована для написания разделов, посвященных структурному анализу потерь, переводу сети на инновационную архитектуру и экономическому обоснованию данного перевода и в целом несет рекомендательный характер, изложенная информация будет использована не в полной мере. Из достоинств рассмотренных в данном разделе изданий можно отметить последовательное изложение материала и его деление на разделы, что упрощает поиск необходимой информации; наличие необходимых для дальнейшего структурного анализа алгоритмов определения и расчёта потерь. В качестве недостатка выступают большие объемы излагаемого теоретического материала и использование материалов из нормативно-правовых документов, которые могли быть актуальными на момент написания конкретного издания, но могли перестать действовать на момент написания данной исследовательской работы и требовать проверки.

### 2.3 Научные публикации и материалы периодических изданий

В [43] представлен анализ методов расчета потерь и оценка эффективности их использования, методика расчета потерь между границами раздела балансовой принадлежности и точками учета электроэнергии. Приводятся результаты расчета потерь, дается их технико-экономическая оценка. На основе расчетов доказываем, что корректировка коэффициента потерь в сторону уменьшения дает существенный экономический эффект. В результате представленной в статье исследовательской работы было определено, что наиболее эффективным является организационное мероприятие по более корректному определению величины заявленного максимума активной мощности. Было доказано, что экономия платы за электроэнергию в результате снижения тарифа может составить около 13 %.

В [44] исследуется проблема расчета потерь распределительной электрической сети путем реконфигурации сети при обеспечении минимума потерь мощности и соблюдении требуемых границ изменения напряжений и токов. Автор производит общий анализ источников информации, посвященных снижению потерь электроэнергии и дает общую оценку и краткое изложение приведенной в них информации.

Целью, поставленной в [45], являлось создание алгоритма комплексного анализа потерь в распределительных сетях. Для решения поставленной задачи был разработан комплекс анализа потерь в распределительных сетях при малом количестве исходной информации, уточнена структура потерь электроэнергии. Предложенная методика анализа универсальна и была рассмотрена на примере Амурской области. Произведен анализ динамики и структуры потерь в сети, динамика отпуска электроэнергии в сеть по годам, зависимости отпуска в сеть и потребителю, соотношения технологических потерь к отпуску в сеть на отдельно рассматриваемом классе напряжения. Данная научная работа является хорошим пособием по комплексному анализу фактических потерь в распределительной сети; на её примере будет произведен аналогичный анализ потерь в

распределительной сети 6 кВ г. Николаевск-на-Амуре в Разделе 3 исследовательской работы.

В [46] приводится метод точного определения и прогнозирования потерь в распределительных сетях с существенной неопределенностью. Предложены дерево функций системного анализа потерь и его применение для распределительных сетей, порядок проведения системных исследований потерь в распределительных сетях в нормальном режиме работы. Предлагается представлять системное исследование потерь в распределительных сетях в виде дерева функций – модели, на основе которой возможно сформулировать требования к ней. Приводится перечень критериев анализа потерь в динамике, порядок системных исследований потерь и предлагается ссылка на инструментарий, который позволяет их реализовать.

В [47] приведены основные понятия и определения, связанные с потерями электроэнергии в электрических сетях систем электроснабжения. Рассмотрены практические зависимости относительных потерь электроэнергии в распределительных сетях от потребляемой электроэнергии и параметров системы электроснабжения. Предложены мероприятия по минимизации относительных потерь электроэнергии. Приведены формула расчета технических потерь для радиальных сетей 6 – 20 кВ и норматива потерь, метод расчёта потерь по суммарной длине линий. Представлен пример определения норматива технических потерь для электрической сети, состоящей из одноцепной ВЛ 10 Кв, ТП 10/0,4 кВ и ВЛ 0,4 кВ, приводятся числовые и графические результаты данного анализа потерь, в том числе влияние числа отходящих линий 0,4 кВ и комбинированных мероприятий по реконструкции сетей на значение относительных потерь. На основе анализа предлагаются мероприятия по реконструкции сетей и совершенствованию управления их режимами. Предложенный алгоритм анализа потерь будет использован в Разделе 3.

В [48] рассмотрен способ повышения эффективности ввода мероприятий, направленных на минимизацию потерь электроэнергии на примере простейшей электрической сети. Представлены результаты сравнительных расчетов без

учета и с учетом температуры элементов сети (линий и трансформаторов), произведена оценка погрешности расчета сроков окупаемости и приведенных затрат, возникающей в результате неучета тепловых процессов. На основании полученных результатов может быть разработана методика для разветвленных систем электроснабжения, направленная на уменьшение величины потерь электроэнергии в распределительном комплексе МРСК. В качестве оптимального способа выбора мероприятий предлагается их комбинация. Для примера электрической сети 10/0,4 кВ предложены расчётные комбинации мероприятий по снижению потерь на основе капиталовложений; приводятся параметры рассматриваемой сети и данные результатов экономического расчета без и с учетом температуры элементов сети. Доказывается, что учет нагрева элементов сети оказывает сильное влияние на итоговые результаты расчёта.

В [49] излагаются предложения авторов по основным мероприятиям, направленным на экономию электроэнергии потребителей. В качестве таких мероприятий рассматриваются исследования энергосиловых параметров при производстве различных видов продукции, разработка и внедрение оптимальных режимов работы распределительных сетей и электрооборудования. Рассмотрен вопрос об оптимизации режимов распределительных сетей на примере управления режимами работы систем электропитания подвижных объектов – электротранспорта, подвижных кранов и др. Представленные в статье алгоритмы управления напряжением источников питания пригодны для анализа режимов работы сети с большим количеством распределительных подстанций и источников питания.

В [50] представлен методический подход и соответствующие математические модели и методы, алгоритмы для системного анализа потерь, направленные на повышение эффективности их функционирования. Приводятся выражения для определения полноты и достоверности исходных данных, тока вводных присоединений подстанций, алгоритм расчёта потерь между границей раздела балансовой принадлежности и точкой учета. Предложена программа по повышению точности учета электроэнергии. Изложенные в работе математические

модели предназначены для задач долгосрочного прогнозирования изменения токовой загрузки и мощности и могут быть использованы в Разделе 3 данной исследовательской работы.

В [51] исследовалась проблема несимметрии эксплуатационных режимов работы распределительных трансформаторов, являющаяся одной из причин потерь в распределительных сетях. Был произведен анализ известных методов расчетов потерь в режиме несимметричных нагрузок силовых трансформаторов, выявлены закономерности изменения потерь холостого хода и короткого замыкания от срока эксплуатации трансформаторов. В качестве главного фактора потерь в силовых трансформаторах указывается на применение схемы звезда – звезда с нулевым проводом вследствие преобладания сопротивления нулевой последовательности над сопротивлением прямой. Приводится математическая модель для определения параметров схемы замещения с учетом влияния несимметричных нагрузок и взаимной индукции обмоток распределительного силового трансформатора, сравниваются зависимости потерь активной мощности в трансформаторе от коэффициента загрузки и от пульсирующей мощности трех фаз с учетом и без учета несимметрии.

Статья [52] рассматривает проблему нормирования потерь электроэнергии. Делается акцент на снижение потерь до экономически обоснованного уровня, что не обеспечивает существующая практика нормирования; предлагается использовать нормативные характеристики потерь, разработанные на основе детальных расчетов сетей различных классов напряжения.

Работа [53] производит оценку результирующих погрешностей системы учета поступления и отпуска электроэнергии из сети энергоснабжающей организации, рассматриваются систематические погрешности. Приводятся формула для определения предела допустимых погрешностей для измерительного комплекса, отдельные аспекты ее применения; формула угловой погрешности. Графически представлены области допустимых токовых погрешностей и погрешностей по модулю напряжения измерительных трансформаторов тока и напряжения, зависимости погрешностей от их коэффициента загрузки. В виде

числового примера приведен расчёт погрешностей для точек учета поступления электроэнергии, определены недоучет электроэнергии и его возможный диапазон для реальной сети.

В [54] была рассмотрена проблема качества электроэнергии, которая оказывает существенное влияние на потери электроэнергии в сетях.

Статья [55] рассматривает уточнение существующих методов расчета потерь, их нормирование в современных условиях, а также новые методы снижения потерь.

В [56] рассматривается получение достоверной информации о параметрах работы элементов сети, и прежде всего о загрузке силовых трансформаторов. Данная информация предназначена для снижения потерь в сетях 0,38 - 10 кВ. Для решения указанной проблемы даются рекомендации по проверке достоверности исходных данных об энергетическом балансе энергообъекта, ввод интеллектуальных средств измерения и использование батарей конденсаторов в качестве средств компенсации реактивной мощности.

Исследовательская работа [57] была посвящена исследованию эффективности работы силовых трансформаторов в современных условиях эксплуатации на примере распределительной сети 6 кВ г. Николаевск-на-Амуре для повышения качества их работы путем оптимизации коэффициента загрузки трансформаторов подстанций. В работе решались следующие задачи: статистические исследования коэффициентов загрузки распределительных сетевых трансформаторов, определение и анализ технических потерь электроэнергии, выбор направлений повышения экономической эффективности силовых трансформаторов путем оптимизации их коэффициентов загрузки. В графическом виде были представлены результаты статистического исследования: загрузка трансформаторов по всей сети, отдельным присоединениям, динамика коэффициента загрузки трансформаторов на период с 2014 по 2017 гг. и уровень потерь электроэнергии по отдельным трансформаторным подстанциям на одном из присоединений. Был предложен перечень возможных направлений повышения эффективности работы силовых трансформаторов, рассмотрено одно из них и

произведен расчёт эффективности данного мероприятия. Расчет показал, что принятие данного решения имеет положительный экономический эффект. Данная исследовательская работа является составной частью магистерского исследования, поэтому полученные в её ходе результаты будут использованы в Разделе 3.

В данном разделе был произведен анализ научных публикаций и материалов статей различных авторов, из которых в Разделе 3 будут полностью использованы работы [45] и [57]. Остальные публикации послужили основой для системного анализа и прогнозирования потерь, совершенствованию управления режимами сети и носили в целом рекомендательный характер для дальнейшего исследования. Из их достоинств следует отметить общую краткость и конкретику в изложении информации и полученных результатов, алгоритмизация необходимых расчётов. Из недостатков можно отметить отсутствие ссылок на программно-вычислительные комплексы, в которых были произведены необходимые расчёты.

#### **2.4 Зарубежные научные публикации**

В [58] предложены два метода оптимизации для снижения потерь электроэнергии в системе, проведено их сравнение в качестве основного метода оптимизации. Предложенная методика была применена на тестовой системе IEEE 118-bus для изучения использования устройств D-FACTS (гибких систем передачи переменного тока) как средства минимизации потерь. Исследованы различные коэффициенты чувствительности величин энергосистемы и влияние установки устройств D-FACTS на снижение потерь. В статье представлено применение устройств D-FACTS для минимизации потерь.

В [59] разработан способ минимизации потерь в распределительной электрической сети за счет реструктуризации фидера, включая способ размещения конденсатора. Исследование данной работы было экспериментально произведено на основе распределительной сети IEEE в Индии. Рассматриваются два специальных вероятностных метода оптимизации – «алгоритм поиска кукушки» (за авторством Susah Deb и Xin-She Yang) и «правило полетов Леви» для

определения количества и расположения оптимальных мест для установки устройств D-FACTS, а также улучшения их чувствительности. Было доказано, что для наибольшего снижения потерь подходит первый метод.

В [60] обсуждается распределение потерь на каждом узле радиальных сетей электроснабжения и повышение эффективности данных сетей за счет разработки новых методов распределения нагрузок в узлах сети. В качестве таких методов предлагаются создание источников распределенной генерации в распределительных сетях и установка комплексов устройств, содержащих конденсаторную батарею, шунтовый и последовательный инверторы. Произведено сравнение двух методов, в качестве наиболее оптимального выбран первый из них, приведены их достоинства и недостатки.

В [61] произведен анализ технических и коммерческих потерь в распределительных сетях Нигерии. Приведена характеристика существующих потерь на нагрев, корону и резистивных потерь; зависимость резистивных потерь и потерь на корону от расстояния и радиуса проводника; экономическая оценка потерь в линиях. Выведены математические формулы по расчету эффективности электропередачи в отдельно рассматриваемой линии, стоимости потерь на одном проводнике. В разделе, посвященном коммерческим потерям, определены причины их возникновения на примере распределительной сети развивающейся страны; выделены факторы, влияющие на системные потери. Предложены возможные пути решения коммерческих и технических потерь в распределительных сетях как на законодательном, так и на организационном уровнях.

В данном разделе был произведен анализ зарубежных научных публикаций, посвященных причинам возникновения высокого уровня технических и коммерческих потерь, а также применения гибких связей и интеллектуальных средств измерения для определения очагов повышенных потерь. В дальнейшем на основании данного раздела будет принято управленческое решение о создании гибких связей между присоединениями для балансировки нагрузок и подключения автоматизированных секционирующих пунктов (реклоузеров) в точках размыкания сети. В качестве основного недостатка обозреваемых источни-



ков следует отметить теоретически сложные алгоритмы исследования уровня потерь и обоснования применения интеллектуальных средств по их определению, требующие применения специализированных программно-вычислительных комплексов и навыков в программировании.

## **2.5 Комплексная характеристика проблемы потерь электроэнергии**

В данном подразделе представлена характеристика мероприятий по минимизации технологических потерь, приведенных в [18, 20, 24, 25, 30]. К технологическим относят потери электроэнергии при её передаче и реализации. Технологические потери при передаче электроэнергии включают в себя технические потери в линиях и электрооборудовании, называемые техническими потерями и потери на собственные нужды подстанций.

Для дальнейшего решения поставленной задачи минимизации потерь электроэнергии в распределительной сети г. Николаевск-на-Амуре является необходимым сводка и анализ существующих мероприятий по их снижению в более удобном для их дальнейшего выбора виде. Снижения потерь можно добиться как в результате мероприятий по общей оптимизации сети, так и мероприятий, направленных на снижение потерь. Все мероприятия по снижению потерь могут быть разделены на три группы [18]:

- организационные, которыми являются мероприятия по совершенствованию эксплуатации сетей, оптимизации их схем и режимов;
- технические, к которым относятся мероприятия по реконструкции, модернизации и строительству сетей;
- мероприятия по совершенствованию учета электроэнергии, которые могут быть беззатратными, либо требующими дополнительных затрат.

К организационным мероприятиям относятся:

- Оптимизация мест размыкания линий 6 - 10 кВ с двухсторонним питанием.

Наиболее эффективное организационное мероприятие по снижению потерь в городских распределительных сетях, которое проводится с учётом изменения потерь в оптимизируемой сети. Существенным недостатком данного мероприятия является внушительный объем производимых расчётов, поскольку зачастую необходим учет сетей нескольких классов напряжения. Рекомендуется использовать специализированные программно - вычислительные комплексы (далее ПВК) для решения подобной задачи. Эффект от данного мероприятия рассчитывается в следующей последовательности:

- 1) определяется снижение потерь электроэнергии в размыкаемой сети;
  - 2) уточняются нагрузки подстанций основной сети в соответствии с изменениями, внесенными в схему распределительной сети;
  - 3) рассчитываются потери электроэнергии в основной сети с использованием уточненных нагрузок, определяется изменение потерь в ней;
  - 4) определяется суммарное изменение потерь электроэнергии в основных и распределительных сетях.
- Уменьшение времени нахождения линии в отключенном положении при выполнении технического обслуживания и ремонта оборудования и линий.

Данное мероприятие требует составление такого плана выполнения ремонта электрооборудования, его осмотра и обслуживания, который учитывает как необходимый объем времени для выполнения отдельных операций, так и время, необходимое для предварительного инструктажа и для прибытия выездной бригады или персонала на место производимых работ. Также требуется слаженная работа оперативной бригады, не допускающая ошибок, поэтому данное мероприятие можно считать очень трудоемким для реализации на практике.

- Сокращение продолжительности технического обслуживания и ремонта основного оборудования электростанций и сетей.

Данное мероприятие эффективно для транзитных линий электропередачи большой пропускной способности и автотрансформаторов связи, отключение которых может вызвать значительное повышение потерь. Данное мероприятие подразумевает под собой улучшение организации работ, совмещение ремонтов последовательно включенных элементов сети, проведение их по оптимальному графику, выполнение пофазных ремонтов, ремонтов под напряжением и т. д. Эффективность от проведения данного мероприятия определяется для тех работ, на которые имеются нормативы продолжительности проведения.

- Оптимизация установившихся режимов электрических сетей по реактивной мощности.

Целью данного организационного мероприятия является выбор близких к оптимальным законов регулирования имеющихся источников реактивной мощности и коэффициентов трансформации трансформаторов связи. Эффективность данного мероприятия зависит от частоты проведения расчетов и степени их реализации на практике. Для этого рассчитываются оптимальные режимы для часов максимальных суточных нагрузок и ночных провалов нагрузок для рабочих и нерабочих суток. При неполноте исходной информации, т. е. отсутствии данных о нагрузках подстанций для указанных 16 режимов расчёты для них производятся по приближенно вычисленным значениям. Следовательно, главным недостатком данного мероприятия является необходимость наличия более подробной исходной информации.

При наличии в сети трансформаторов связи с ПБВ расчёты необходимо производить в следующем порядке:

- 1) принимается, что на всех трансформаторах связи установлено РПН и расчет оптимальных значений коэффициентов трансформации для часов максимальных суточных нагрузок и ночных провалов нагрузок;

2) определяются коэффициенты трансформации для каждого трансформатора;

3) производятся оптимизационные расчёты для часов максимальных суточных нагрузок и ночных провалов нагрузок и определяются значения снижения потерь мощности при оптимизации двух режимов;

4) определяется планируемое снижение потерь по результатам оптимизации двух планируемых режимов работы основной сети.

- Уменьшение ограничения мощности генераторов электростанций.

Применение данного мероприятия эффективно в дефицитных по активной мощности энергосистемах, где вследствие уменьшения выработки электроэнергии увеличивается покупная электроэнергия. При этом возрастают межсистемные перетоки, дополнительно загружается системообразующая электрическая сеть. Увеличение рабочей активной мощности электростанций при том же составе генерирующего оборудования осуществляется за счет выполнения организационно-технических мероприятий на электростанциях. Для расчетов эффективности рекомендуется строить зависимости суммарных нагрузочных потерь электроэнергии от выработки электроэнергии нестабильно работающих электростанций

- Снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций

Снижение расхода определяется по отношению к нормативам расхода электроэнергии для подстанций, на которых имеются потребители и счетчики электроэнергии собственных нужд. Экономия расхода электроэнергии обеспечивается рационализацией режимов работы электрообогрева производственных помещений подстанций, приводов выключателей в ОРУ, оптимизацией режимов работы вентиляторов обдува трансформаторов, установкой и вводом в работу автоматического включения устройств электрообогрева и обдува. Плани-

руемое снижение расхода электроэнергии определяется исходя из предполагаемого объема мероприятий на планируемый период.

- Стимулирование потребителей электроэнергии к выравнению графиков нагрузки.

Данное мероприятие выполняется потребителями электроэнергии для уменьшения максимума и выравнивание графика нагрузки. Снижение потерь определяется разностью коэффициентов формы графика потерь.

- Ввод в работу неиспользуемых средств автоматического регулирования напряжения

Данное мероприятие выполняется на подстанциях, где устройства автоматического регулирования напряжения переведены в режим дистанционного управления. Эффект достигается за счет повышения возможностей регулирования напряжения.

- Выравнивание нагрузок фаз в электрических сетях 0,4 кВ

Сущность мероприятия заключается в том, что к городским и сельским трехфазным сетям напряжением 0,4 кВ подключается большое количество однофазных электроприемников, присоединяемых между одной из фаз и нулевым проводом. Перераспределение нагрузок необходимо, если среднее значение тока на головном участке нулевого провода больше 15А.

- Оптимизация законов регулирования напряжения в центрах питания разомкнутых электросетей 6 - 20 кВ

Основной задачей данного мероприятия является обеспечение допустимого уровня отклонения напряжения у электроприемников, присоединенных к сетям 6—10 кВ и ниже. Регулирование напряжения в центре питания производят так, чтобы напряжение было наиболее высоким в период больших нагрузок и наиболее низким в период малых нагрузок. На подстанциях 6-10 / 0,4 кВ обыч-

но применяются трансформаторы без регулирования под нагрузкой с ПБВ и имеют два - четыре ответвления кроме основного. Они имеют ограниченные возможности по регулированию напряжения, не обеспечивают встречного регулирования (для него требуется переключение регулировочного ответвления и отключение всего трансформатора от сети).

- Перевод генераторов электростанций в режим синхронного компенсатора.

Целесообразность такого мероприятия оценивается, исходя из программы по оптимизации режима основной сети по реактивной мощности, и рассматривается для генераторов, которые часть времени находятся в резерве - малоэкономичных, выводимых из работы во время снижения нагрузки или генераторов электростанций, работающих на дефицитном топливе.

- Отключение трансформаторов в режимах малых нагрузок на подстанциях с двумя и более трансформаторами, отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой.

В режиме работы подстанции по заданному графику минимум приведенных затрат на трансформацию электроэнергии равен минимуму потерь мощности в трансформаторах. Значение нагрузки, целесообразное для отключения одного из параллельно работающих трансформаторов, определяется по равенству потерь мощности в  $n$  и  $n - 1$  трансформаторах. Такое отключение целесообразно, если их максимальная нагрузка не превышает 40-45% от их суммарной номинальной мощности.

К техническим мероприятиям в распределительных сетях 10 (6) - 0,4 кВ относятся:

- Перевод действующих сетей 6 кВ на повышенное напряжение 10 кВ.

Данное мероприятие позволит обеспечить увеличение пропускной способности существующих линий электропередачи без прокладки новых, уменьшить потери в распределительной сети и сечения новых линий, улучшение качества напряжения у потребителей и увеличение экономического радиуса обслуживания. Мероприятие предполагает определение переводимого участка сети, составления перечня существующего технического фонда сети (линий и трансформаторов) подлежащего переводу с указанием его технических характеристик и степени физического износа, определение объема и стоимости производимых работ и составление графика очередности для постепенного перевода сети на новый класс напряжения. Для непосредственного перевода сети на высший класс напряжения необходима замена трансформаторов 6 кВ ТП на трансформаторы 10 кВ, предохранителей и разрядников на ТП а также трансформаторов напряжения в центре питания. Рекомендуется использовать существующее электрооборудование при соответствии его характеристик для использования на более высоком классе напряжения для сокращения финансовых затрат. Из достоинств данного мероприятия следует отметить достаточно большой экономический эффект по снижению потерь электроэнергии и увеличение пропускной способности сети до 1,5 раз. К недостаткам относятся значительные финансовые затраты, необходимость в обеспечении запаса нового электрооборудования.

- Применение столбовых трансформаторов (10 (6)/0,4 кВ) малой мощности для сокращения протяженности сетей напряжением 0,4 кВ.

Применения столбовых трансформаторов предполагает отсутствие необходимости обслуживания в течение всего срока службы, что достигается применением силового трансформатора в герметичном исполнении. В ходе мероприятия обычно устанавливается трансформатор ТМГ обычного исполнения на сварную раму. Достоинством такого мероприятия является относительная дешевизна столбовых трансформаторов и их монтажа, однако для их обслужива-

ния необходимо иметь квалифицированный персонал с группой допуска по электробезопасности не ниже третьей.

- Применение самонесущих изолированных и защищенных проводов для линий напряжением 0,4 - 10 кВ.

Широкие перспективы применения самонесущих изолированных проводов обусловлены рядом преимуществ по сравнению с обычными проводниками: устранение случайных контактов проводника с посторонними предметами, минимальная вероятность короткого замыкания между фазами и на землю, экономия по материалу опор за счёт снижения габаритов подвесок провода, возможность установки телефонных линий на тех же опорах, уменьшение гололедно - ветровых нагрузок на линии, исключение возможности хищения электроэнергии. Из недостатков проводов СИП следует отметить их дороговизну и неготовность отечественных сетей к полному переходу на изолированные воздушные линии, которая объясняется сложностью нормативной документации и необходимостью квалифицированного персонала для работы с ними.

- Использование максимально допустимого сечения проводов в электрических сетях напряжением 0,4 - 10 кВ с целью адаптации их пропускной способности к росту нагрузок в течение всего срока службы.

Данное мероприятие осуществляется, если механическая прочность существующих опор ЛЭП допускает подвеску проводов большего сечения. Достоинством данного мероприятия является его простота (требуется лишь знать значения экономической плотности тока) и сравнительно краткий срок реализации. Недостатком является высокая стоимость замены проводников.

- Усиление элементов действующей сети путем прокладки новых линий, замена существующих проводов и кабелей на проводники большего сечения.
- Поддержание значений показателей качества электроэнергии в соответствии с требованием ГОСТ 32144-2013.



- Внедрение трансформаторов с уменьшенными активными и реактивными потерями холостого хода (трансформаторов с литой изоляцией и магнитопроводом из холоднокатанной стали), установка конденсаторных батарей.
- Отключение недогруженных трансформаторов и перевод их нагрузки на ближайшие трансформаторные подстанции с недогруженными трансформаторами.

Данное мероприятие позволяет эффективно перераспределять нагрузки между ближайшими по отношению друг к другу подстанциями и повышать коэффициент полезного действия электрооборудования недогруженных подстанций, чей эксплуатационный ресурс и срок службы расходуется впустую. При этом отсутствует необходимость замены существующих трансформаторов на оборудование большей или меньшей мощности, установка которого помимо положительного эффекта в виде снижения нагрузочных потерь и потерь холостого хода (для установки трансформаторов большей и меньшей мощностей соответственно) несет и обратный негативный эффект в виде затрат на его покупку и монтаж, «зеркальном» повышении потерь холостого хода и нагрузочных потерь при установке трансформаторов большей или меньшей мощности. Кроме того, те недогруженные подстанции, с которых осуществляется перевод нагрузки, могут оставаться в техническом резерве.

- Применение средств дистанционного определения мест повреждения в электрических сетях.

Мероприятие осуществляется за счёт применения устройств для определения мест повреждения, в первую очередь на линиях электропередач напряжением 10 кВ и выше, основанные на измерении параметров аварийного режима. Эти устройства можно разделить на две основные группы, предназначенные для определения мест повреждений при коротких замыканиях и при замыканиях на землю: фиксирующие приборы для определения расстояния до места повреждения, автоматически измеряющие и фиксирующие соответствующие

электрические величины во время аварийного режима; устройства для определения поврежденных участков линий (сетевые датчики, указатели коротких замыканий, автоматически контролируемые и фиксирующие изменения электрических величин во время аварийного режима). Применение фиксирующих приборов позволяет определить место повреждения с достаточно высокой точностью, около 5% длины линии, что обеспечивает сокращение времени отыскания мест повреждения на линиях электропередачи в 2 — 3 раза. Случаи определения повреждения с погрешностью более 10% обусловлены в основном неточностью расчетных параметров, погрешностью измерительных трансформаторов, сбоями фиксирующих приборов и методическими погрешностями. Однако подобные устройства не рекомендуются к использованию в электрических сетях с двигательной нагрузкой и выполненным стальным проводом, сами измерительные приборы имеют низкую эксплуатационную надежность.

- Уменьшение отрицательного влияния несимметрии (неравномерности нагрузки фаз) путем замены силовых трансформаторов со схемой соединения обмоток "звезда/звезда" на трансформаторы со схемой "звезда/зигзаг" или "треугольник/звезда".

Большинство распределительных трансформаторов имеют схему звезда — звезда. Трансформаторы, имеющие схему звезда — звезда, дешевы, но имеют большое сопротивление нулевой последовательности. Для снижения несимметрии напряжений наиболее подходящими являются схемы соединения треугольник — звезда или звезда — зигзаг. Для наибольшего снижения несимметрии применяется схема звезда — зигзаг. Трансформаторы с таким соединением дорогие и трудоемкие при изготовлении, их нужно применять при большой несимметрии, которая обусловлена несимметрией нагрузок и сопротивлением нулевой последовательности линий.

- Снижение влияния несимметрии за счёт увеличения сечения нулевого провода в линии 0,4 кВ до сечения фазного провода.

Снижение несимметрии в четырехпроводных городских сетях можно осуществить при помощи уменьшения тока нулевой последовательности и снижения сопротивления нулевой последовательности в элементах сети. Уменьшение тока нулевой последовательности достигается за счёт перераспределения нагрузок. Выравнивание нагрузок при помощи сетей, где есть трансформаторы, работающие параллельно на стороне низкого напряжения.

- Установка и ввод в работу устройств компенсации реактивной мощности в электрических сетях энергосистем.

В результате проведения данного мероприятия фактическое снижение потерь электроэнергии должно быть больше величины потерь в компенсирующих устройствах (синхронных компенсаторах, либо батареях конденсаторов), в обратном случае проведение мероприятия является нецелесообразным. Планируемое снижение потерь при установке батарей конденсаторов определяется по нормам, приведенным в таблице 2 источника [20].

- Увеличение рабочей мощности установленных в электрических сетях синхронных компенсаторов.

Увеличение рабочей мощности достигается при помощи их перевода на водородное охлаждение и повышения качества ремонтов. При одновременном увеличении мощности нескольких синхронных компенсаторов может быть определена их общая эффективность, при последовательном увеличении рабочей мощности нескольких из них снижение потерь определяется суммой снижений потерь в интервалах между увеличениями их мощностей. Снижение потерь в каждом интервале - разность между потерями при первоначальной и увеличенной мощности всех компенсаторов.

- Замена проводов на перегруженных линиях.

Целесообразность данного мероприятия оценивается по минимуму затрат на замену. Для этого нужно учитывать фактическую нагрузку линий, ее прогно-

зируемое увеличение и стоимость замены линий. Данное мероприятие широко применяется в сетях 6-10 кВ. Для замены отдельных участков линий необходимо знать значения их максимальных токовых нагрузок, для приближенной оценки целесообразности данного мероприятия можно руководствоваться экономическими интервалами нагрузок. Сечение провода на перегруженной линии рекомендуется изменять на то, которое превышает существующее на две ступени.

- Замена ответвлений от ВЛ 0,4 кВ к зданиям.

При проведении данного мероприятия снижение потерь электроэнергии определяется как сумма снижений потерь в заменяемых ответвлениях. Для расчёта необходимо иметь информацию об удельных сопротивлениях материалов старого и нового проводов, а также количество фаз в ответвлениях. Мероприятие является трудоемким, поскольку необходим учет множества ответвлений от основной распределительной сети.

- Замена перегруженных, установка и ввод в эксплуатацию дополнительных силовых трансформаторов на действующих подстанциях.

Данное мероприятие производится при превышении коэффициентом загрузки верхнего экономически целесообразного предела. Из недостатков следует отметить одновременное увеличение потерь холостого хода вместе со снижением нагрузочных потерь, а также его затратность.

- Замена недогруженных силовых трансформаторов.

Замена производится, если прогнозируемый коэффициент загрузки в режиме наибольших нагрузок ниже экономически целесообразного предела, а установка трансформатора меньшей мощности не приводит к его перегрузке в нормальном режиме. При недостатке трансформаторов для замены нижний предел экономически целесообразного коэффициента загрузки нужно увеличить. Основным недостатком мероприятия является его затратность.

- Установка и ввод в работу компенсирующих устройств у промышленных потребителей.

Стимулирование установки компенсирующих устройств производится на основании скидок и надбавок к тарифам за компенсацию реактивной мощности, при этом степень компенсации реактивной мощности потребителя и режимы работы компенсирующих устройств задаются электроснабжающей организацией, Целесообразность данного мероприятия определяется ежегодным ростом оснащённости сетей потребителей компенсирующими устройствами, а сумма надбавок должна уменьшаться. Значение оснащённости должно ежегодно возрастать на 1,5 - 2,0. Главное достоинство и, одновременно, недостаток мероприятия – переложение ответственности на его выполнение с гарантирующего поставщика на потребителя.

В составе мероприятий по совершенствованию учета находятся:

- Применение приборов учета более высокого класса точности измерения.

Это одно из мероприятий, дающее наибольший полезный эффект. Однако его существенными недостатками являются необходимость правильного определения класса точности для отдельных групп потребителей а также материальные затраты на замену счётчиков и необходимость её юридического обоснования.

- Установка автоматизированных систем учета электроэнергии.

На текущий момент существует два вида приборов учёта: электронные и индукционные. Первые осуществляют подсчёт использованной электроэнергии при помощи микросхем или полупроводников. Данные аппараты дороже индукционных, но имеют достоинства: дают более точные показания и удобны для их снятия, исключают воровство электричества. Из недостатков стоит от-

метить сравнительно малый срок службы и меньшая надежность таких устройств в сравнении с индукционными приборами, а также их дороговизна.

- Согласованный расчётный учет электроэнергии между энергоснабжающей организацией и потребителями.

В ходе данного мероприятия организуется установка автоматических систем коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) со стороны гарантирующего поставщика и потребителя. Благодаря этому обеспечивается ежедневный учет отпуска и потребления электроэнергии, учет средних получасовых значений активной мощности в точках учета, определение потерь электроэнергии между точками учета и расчёт баланса её отпуска и приема. Мероприятие обеспечивает практически полное решение проблемы хищения электроэнергии и быструю окупаемость, однако установка АСКУЭ является затратным и трудоемким процессом.

- Контроль энергосбытовой организации над работой приборов учета с выпиской счетов потребителям.

Мероприятие заключается в проверке существенных снижений потребления электроэнергии у отдельно взятых потребителей и дальнейшая проверка фактического её расхода и правильности работы счётчика. При обнаружении факта хищения предполагается применение штрафных санкций к абоненту-расхитителю для возмещения убытков энергоснабжающей организации. Сбор данных по электропотреблению производится различными способами, наиболее эффективным из которых является использование электронных носителей – «таблеток». Данное мероприятие позволяет увеличить уровень оплаты потребителей в среднем на 20%, однако оно является относительно дорогим, требует наличие обученного и технически грамотного персонала и встречает противодействие потребителей.

- Установка приборов учёта на стороне высшего напряжения абонентских трансформаторов.

В результате проведения данного мероприятия все виды потерь будут учитываться приборами учета на высокой стороне, что позволит исключить неточность в их определении и избежать претензий со стороны потребителей по неправомерному списанию потерь на них.

- Установка блокировок на подстанциях

Мероприятие подразумевает ограничение доступа к коммерческим счётчикам, установленным на подстанциях, за счёт установки блокировки на решетках и дверях камер, на рукоятках приводов разъединителей.

- Проверка схем включения приборов учета, порядка чередования фаз и правильности работы счётного механизма.

Целью проверки схем включения является выявление расхождения между фактически потребленной и измеряемой электроэнергией, чтобы убедиться, что на проверяемом участке сети измеряется вся потребляемая электроэнергия. Проверку порядка чередования фаз в цепях тока и напряжения производят с помощью фазоуказателя – порядок всегда должен быть прямым. При регулировке тока одной фазы до максимального значения ток других фаз не должен изменяться более чем на 3 %. Проверка работы счётного механизма производится следующими методами: проверка совпадения составляющей относительной погрешности счётчика с погрешностью, определенной методом ваттметра и секундомера в результате кратковременного испытания.

- Замена старых электросчетчиков на новые.

Данное мероприятие является наиболее трудоемким вследствие необходимости соблюдения оснований для их замены: окончание указанного в техническом паспорте срока службы, неисправность устройств либо их плановая замена.

В данном разделе были приведены возможные мероприятия по снижению потерь электроэнергии из научных и учебных изданий, посвященных рассмот-

рению данной проблемы. Из перечисленных организационных, технических мероприятий и мероприятий по совершенствованию учета к дальнейшему рассмотрению были приняты:

- Перевод действующих сетей 6 кВ на повышенное напряжение 10 кВ.
- Отключение недогруженных трансформаторов и перевод их нагрузки на ближайшие трансформаторные подстанции с недогруженными трансформаторами.
- Замена проводов на перегруженных линиях.

Выбор данного комплекса мероприятий был обусловлен их наибольшей эффективностью по минимизации потерь электроэнергии в сравнении с другими вариантами. Перевод существующей сети на более высокий класс напряжения позволит увеличить пропускную способность существующих линий электропередачи, трансформаторов и коммутационной аппаратуры, получить значительный экономический эффект. Капиталовложения будут осуществляться лишь на замену перегруженных или имеющих признаки старения участков линий электропередачи и обеспечения необходимого запаса новых силовых трансформаторов для тех подстанций, электрооборудование которых не удовлетворяет переводу на высший класс напряжения.

В комплексе с предложенными мероприятиями по снижению потерь в электрических сетях 6 кВ г. Николаевка-на-Амуре будет выполняться топологическое изменение структуры существующей сети, заключающееся в создании разомкнутых в нормальном режиме петлевых структур и лучевых присоединений для питания потребителей III категории надежности.



### 3. СТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРЬ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ Г. НИКОЛАЕВСК-НА-АМУРЕ

Перед рассмотрением структуры потерь электроэнергии необходимо привести основные определения.

Фактические (отчетные) потери - это потери, определяемые разницей между электроэнергией, поступившей в сеть и отпущенной из сети, регистрируемые системами учёта.

Технологические потери - потери электроэнергии, состоящие из технических потерь, расходов на собственные нужды подстанций при её передаче и реализации; потерь, обусловленных погрешностями системы учета электроэнергии.

Технические потери электроэнергии состоят из потерь, не зависящих от величины передаваемой мощности (условно-постоянные потери), и потерь, зависящих от её величины (нагрузочные потери).

В свою очередь коммерческие потери при реализации электроэнергии включают в себя потери, вызванные погрешностями системы учета электроэнергии, её хищениями, несоответствие показаний счетчиков оплате электроэнергии и другими организационными причинами.

Потери, вызванные погрешностями системы учета электроэнергии - небаланс электроэнергии, обусловленный режимами работы и техническими характеристиками всех измерительных приборов.

Фактический небаланс электроэнергии - разность между электроэнергией, поступившей в сеть и суммой отпущенной электроэнергии, технических потерь и расходов на собственные нужды подстанций.

Структурный анализ потерь электроэнергии подразумевает под собой оценку экономической приемлемости уровня потерь, выявляет причины превышения допустимых небалансов электроэнергии, зоны, группы элементов и отдельные элементы с повышенными потерями (очаги потерь) и определяет влияние отдельных составляющих потерь на отчетные потери.

Проведение структурного анализа потерь необходимо для дальнейшего принятия мероприятий по снижению потерь, которые могли бы принести наибольшую прибыль в эксплуатационных условиях. Для подтверждения его необходимости нужно произвести исследование существующих потерь в энергосистеме.

Согласно данным о фактическом потреблении электроэнергии, представленным в таблице 3 и содержащимся в [9], а также величине суммарной длины линий можно утверждать о том, что существующие значения потерь энергии в Николаевском районе превышают нормативные значения при её передаче в среднем на 13 % и являются сверхнормативными. Нормативные значения потерь для данной распределительной сети равны 8,08 % согласно [69] исходя из данных о суммарной длине и процентном соотношении воздушных и кабельных линий.

Таблица 3 – Фактическое потребление электроэнергии в Николаевском районе Хабаровского края на период 2014 - 2018 гг [9]

Год	2014	2015	2016	2017	2018
Отпуск электроэнергии в сеть, тыс. кВт·ч	236100,86	247775,5	255412,16	243797,22	245759,1
Полезный отпуск электроэнергии, тыс. кВт·ч	202541,5	213050,63	219120,16	213435,23	219685,78
Потери электроэнергии, %	14,21	14,02	14,21	12,45	10,61

Под сверхнормативными потерями понимают разницу между фактическими и нормативными потерями электроэнергии. Нормативные потери - это потери, заложенные в тарифы для конечных потребителей.

Вследствие того, что в электрических сетях Николаевского района наблюдаются сверхнормативные потери, необходим дальнейший анализ и определение очагов повышенных потерь. Для этого будут рассмотрены техническая и коммерческая составляющая потерь. Дальнейший сбор и анализ ис-

ходных данных, а также выбор подходящей методологии расчёта необходим для определения их величин.

### **3.1 Сбор и анализ исходных данных**

Для последующего выбора необходимой методологии расчёта потерь электроэнергии было необходимо оценить объем исходной информации и его достаточность для проведения расчётов по установлению очагов повышенных потерь и значений их составляющих.

В качестве исходных данных для проведения структурного анализа потерь в распределительной сети г. Николаевск-на-Амуре были представлены значения фактического потребления электроэнергии по Николаевскому району, динамика потребления электроэнергии и изменения максимума нагрузки за последние пять лет, состав генерирующего оборудования Николаевской ТЭЦ, показатели технического состояния электрооборудования, структура выработки электроэнергии, прогнозные значения потребления электроэнергии и мощности на 2018 - 2022 гг., приведенные в [9].

Также в качестве исходных данных имелась информация о наличии объема свободной для технологического присоединения потребителей трансформаторной мощности (наличия технологической возможности доступа) по трансформаторным подстанциям и распределительным пунктам 10/6/ 0,4 кВ с дифференцированием по всем уровням напряжения. Графическая часть исходных данных была представлена попорными схемами воздушных линий 6 кВ, однолинейными схемами подстанций 6/0,4 кВ, схемой-макетом распределительной сети 6 кВ г. Николаевска-на-Амуре [6].

В исходных данных приводятся длины различных участков воздушных и кабельных линий и марок провода, которыми они выполнены; места расположения трансформаторных подстанций с указанием установленной мощности и числа трансформаторов, информация об установленном на них электрооборудовании, допустимой нагрузке, загрузке по состоянию контрольного годового замера, перспективной нагрузке, резервам свободной мощности.

Представленный объем исходной информации является неполным, но достаточным для определения технической составляющей потерь в рассматриваемой распределительной сети. В дальнейших расчётах потерь электроэнергии будет определяться лишь её техническая составляющая, поскольку в исходных данных отсутствует информация об отпуске электроэнергии в городские распределительные сети Николаевска-на-Амуре. Информация о фактическом потреблении электроэнергии в Николаевском районе, представленная в таблице 3, лишь позволяет выделить существующую проблему высокого уровня потерь и служит в качестве обоснования для проведения дальнейшего структурного анализа.

### **3.2 Выбор методологии для расчёта потерь электроэнергии**

Для получения исходной информации используются три вида контроля параметров электрической сети. Первый вид контроля осуществляется при помощи устройств телемеханики с высокой частотой сбора данных, даёт полный объем исходной информации и характерен для системообразующих сетей. При втором виде контроля производится ежемесячный учет электроэнергии. В третьем виде контроля, применяемом чаще всего в электрических сетях напряжением 6 – 35 кВ, используются результаты контрольных замеров. В рассматриваемом случае использовался контроль параметров сети путем контрольных замеров.

В соответствии с [16] технологические потери делятся на две группы – технические и коммерческие потери. Целесообразно рассматривать технические потери, поскольку режимы работы трансформаторов, воздушных и кабельных линий оказывают влияние именно на них. Технические потери в силовых трансформаторах состоят из условно-постоянных и нагрузочных потерь.

В зависимости от объема информации о нагрузках и схемах электрических сетей нагрузочные потери могут быть определены одним из пяти методов:

- 1) оперативных расчетов;
- 2) расчетных суток;

- 3) средних нагрузок;
- 4) числа часов наибольших потерь мощности;
- 5) оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети.

Данные методы были перечислены в порядке снижения точности данных, получаемых в результате расчета [11].

При расчёте потерь мощности в сети с помощью первых четырех методов в качестве исходных данных используются заданная схема сети и нагрузки ее элементов, которые определяются при помощи замеров или расчета в соответствии с законами электротехники.

По методам расчётных суток, средних нагрузок и числа часов наибольших потерь мощности расчёты могут производиться по каждому месяцу расчетного периода с учетом схемы сети, соответствующей данному месяцу. При этом допускается рассчитывать потери за расчетные интервалы, в которых схемы сетей могут рассматриваться в качестве неизменных. Потери электроэнергии за базовый период определяются как сумма потерь для входящих в базовый период месяцев.

Метод оперативных расчётов позволяет определить потери с наибольшей точностью, но требует наличие большого количества измерительного оборудования, контролирующего параметры сети.

Метод расчётных суток использует суточные графики электрических нагрузок и позволяет с достаточной точностью производить расчёты потерь, но уступает по своей точности методу оперативных расчётов.

Исходной информацией для метода средних нагрузок служит отпущенная в сеть электроэнергия за расчётный период и типовые графики электрических нагрузок. В своей точности он уступает двум предыдущим методам, но позволяет при недостаточном объёме исходной информации определить уровень потерь в рассматриваемой сети.

Метод числа часов наибольших потерь мощности использует короткий промежуток времени измерения, поэтому не может дать достаточных точностей по сравнению с методом средних значений, который использует показания счётчиков за весь период измерения.

Из данных методов был принят метод средних нагрузок с интервалом в один год как наиболее подходящий в связи с наличием результатов годовых контрольных замеров в качестве исходной информации. Потери электроэнергии холостого хода (условно - постоянные потери) и нагрузочные потери будут определяться согласно формулам, приведенным в [16].

Поскольку для определения технических потерь используется метод средних нагрузок, их значения будут определяться по формулам:

$$P_{cp} = \frac{W_T}{T}, \text{ кВт} \quad (1)$$

где  $W_T$  - электроэнергия в узле за базовый период  $T$ , кВт.ч.

Для выполнения расчётов определены параметры ВЛ, КЛ и трансформаторов схем замещения, выполненных на основании однолинейной схемы существующей сети.

Схемы замещения ВЛ и КЛ 6 кВ вводятся двумя следующими параметрами [62]:

Активное сопротивление линии:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}, \text{ Ом} \quad (2)$$

где  $r_0$  – удельное активное сопротивление 1 км линии, Ом/км

$l_{ВЛ}$  – длина линии, км

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{ВЛ}, \text{ Ом} \quad (3)$$

где  $x_0$  – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Для определения параметров трансформаторов используем каталожные данные из справочника [63] и формулы из [62]:

$$R_T = \Delta P_{КЗ} \cdot \frac{U_{В\text{ ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2}, \text{ Ом} \quad (4)$$

$$X_T = \frac{U_{КЗ}}{100} \cdot \frac{U_{В\text{ ном}}^2}{S_{\text{ном}}}, \text{ Ом} \quad (5)$$

$$G_T = \frac{\Delta P_{ХХ}}{U_{\text{ном}}^2}, \text{ См} \quad (6)$$

$$B_T = \frac{I_{ХХ}}{100} \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{U_{В\text{ ном}}^2}, \text{ См} \quad (7)$$

где  $\Delta P_{КЗ}$  – потери мощности короткого замыкания, Вт;

$U_{КЗ}$  – напряжение короткого замыкания, %;

$\Delta P_{ХХ}$  – потери мощности холостого хода, Вт;

$I_{ХХ}$  – ток холостого хода, %;

$S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность трансформатора, ВА;

$U_{В\text{ ном}}$  – номинальное напряжение на высокой стороне трансформатора, В;

$R_T, X_T$ , – активное и индуктивное сопротивления трансформатора, Ом;

$B_T, G_T$ , – активная и индуктивная проводимость трансформатора, См.

Нагрузочные потери мощности в ВЛ, КЛ или двухобмоточном трансформаторе определяются по формуле из [62]:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R, \text{ кВт} \quad (8)$$

где  $P$  - поток активной мощности, Вт;

$Q$  - поток реактивной мощности, вар;

$U$  - напряжение на элементе сети, В;

$I$  - значение токовой нагрузки, А;

$R$  - активное сопротивление ВЛ, КЛ или двухобмоточного трансформатора, Ом.

Нагрузочные потери трансформатора также можно определить по формуле:

$$\Delta P_m = \Delta P_{кз} \cdot \left( \frac{S_n}{S_{т.ном}} \right)^2 \quad (9)$$

где  $\Delta P_{кз}$  - потери активной мощности при коротком замыкании, кВт;

$S_n$  - мощность нагрузки, кВА;

$S_{т.ном}$  - номинальная мощность трансформатора, кВА.

В данной формуле не учитывается коэффициент формы  $K_\phi$ , поскольку значения мощностей нагрузок в сети за рассматриваемый период времени в данном случае считаются неизменными и равными средним значениям. Эти потери будут занижены по сравнению с реальными значениями и должны быть учтены при расчёте потерь электроэнергии с помощью квадрата коэффициента формы.



Условно-постоянные мощности потерь трансформаторов будут определяться по формуле [62]:

$$\Delta P_{xx.mpr} = \Delta P_{xx} \cdot \left( \frac{U_B}{U_{B \text{ ном}}} \right)^2, \text{ кВт} \quad (10)$$

где  $\Delta P_{xx}$  - потери активной мощности на холостом ходу, кВт;

$U_B$  - напряжение на высшей стороне трансформатора, кВ;

$U_{B \text{ ном}}$  - номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора, кВ.

Для упрощения конфигурации схемы замещения сети и уменьшения количества узлов расчётной схемы будем использовать мощности нагрузок подстанций, приведенные к высокой стороне трансформатора, т.е. мощности нагрузок с учетом потерь мощностей в силовых трансформаторах [62]:

$$S_n = S_n + \Delta S_m = P_n + \Delta P_m + j(Q_n + \Delta Q_m), \text{ кВА} \quad (11)$$

Потери мощности в трансформаторах определяются по формулам [62]:

$$\Delta P_m = \Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot \left( \frac{S_n}{S_{m.ном}} \right)^2, \text{ кВт} \quad (12)$$

$$\Delta Q_m = \frac{U_{к\%} \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{m.ном}} + \frac{I_{xx} \cdot S_{m.ном}}{100}, \text{ квар} \quad (13)$$

где  $P_n$  - активная мощности нагрузки, кВт;

$Q_n$  - реактивная мощности нагрузки, квар;

$S_n$  - полная мощности нагрузки, кВА;

$\Delta P_{кз}$  - потери активной мощности при коротком замыкании, кВт;

$\Delta P_{xx}$  - потери активной мощности на холостом ходу, кВт;

$I_{xx}$  - ток холостого хода трансформатора, %;

$U_{к\%}$  - напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

$S_H$  - мощность нагрузки, кВА;

$S_{т.ном}$  - номинальная мощность трансформатора, кВА.

Дополнительно к потерям мощности необходимо рассмотреть потери напряжения, так как падение напряжения может превысить допустимые пределы а также для уточнения величины потерь электроэнергии холостого хода в силовых трансформаторах в формуле (14). Для исследования допустимости потерь напряжения в линиях электропередачи и вычисления напряжения на трансформаторах, потери напряжения будут определяться по формуле [62]:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_H}, \text{ кВ} \quad (14)$$

где  $P$  – активная мощность, МВт;

$Q$  – реактивная мощность, Мвар;

$R$  – активное сопротивление линии, Ом;

$X$  – реактивное сопротивление линии, Ом;

$U_H$  – номинальное напряжение в линии, кВ.

Абсолютные значения потерь напряжения не позволяют судить о допустимости потерь напряжения при различном уровне номинальных напряжений. Поэтому выразим потери напряжения, определенные по формуле (10), в процентах от номинального напряжения [62]:

$$\Delta U \% = \frac{\sum \Delta U}{U_H} \cdot 100\% , \quad (15)$$

где  $\sum \Delta U$  - сумма потерь напряжения по участкам линии, кВ;

$U_n$  - номинальное напряжение, кВ.

Потери электроэнергии холостого хода в силовом трансформаторе определяются на основе его приведенных паспортных данных и уточняются по фактическому напряжению в условиях эксплуатации по формуле [62]:

$$\Delta W_x = \Delta P_x \cdot T_p \left( \frac{U_B}{U_{B \text{ ном}}} \right)^2, \text{ кВт}\cdot\text{ч} \quad (16)$$

где  $T_p$  - число часов работы трансформатора, ч;

$U_B$  - напряжение на высшей стороне трансформатора, кВ;

$U_{B \text{ ном}}$  - номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора, кВ;

$\Delta P_x$  - потери активной мощности на холостом ходу, кВт.

Напряжение на трансформаторе определяется с помощью измерений или с помощью расчета установившегося режима.

Нагрузочные потери электроэнергии в ВЛ, КЛ или двухобмоточном трансформаторе за базовый период определяются по формуле [16]:

$$\Delta W_n = k_k \cdot \Delta P_{cp} \cdot T \cdot k_\phi^2, \text{ кВт}\cdot\text{ч} \quad (17)$$

где  $\Delta P_{cp}$  - потери мощности в ВЛ, КЛ или двухобмоточном трансформаторе при средних за базовый период нагрузках, кВт;

$k_\phi^2$  - квадрат коэффициента формы графика за базовый период, о.е.;

$k_k$  - коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки (принимается равным 0,99 [16]), о.е.;

$T$  - число часов в базовом периоде, ч.

Коэффициент формы графика необходим для определения нагрузочных потерь в линиях электропередачи и трансформаторах. При отсутствии реального графика электрических нагрузок коэффициент формы определяется по формуле [16]:

$$k_{\phi}^2 = \frac{1 + 2 \cdot k_3}{3 \cdot k_3}, \text{ о. е.} \quad (18)$$

где  $k_3$  - коэффициент заполнения графика, который определяется по формуле:

$$k_3 = \frac{W_o}{P_{\max} \cdot T} = \frac{T_{\max}}{T} = \frac{P_{cp}}{P_{\max}}, \text{ о. е.} \quad (19)$$

где  $W_o$  - отпуск электроэнергии в сеть за время  $T$ , кВт·ч;

$T_{\max}$  - число часов использования наибольшей нагрузки сети, ч;

$P_{\max}$  - максимальная мощность нагрузки сети, кВт·ч;

$P_{cp}$  - средняя мощность нагрузки сети, кВт·ч.

При отсутствии данных о коэффициенте заполнения графика нагрузки допускается принимать его значение равным  $k_3 = 0,5$ .

Для получения более точного значения коэффициента формы необходимо использовать реальный график электрических нагрузок, значения мощностей которого используются для определения средней мощности и самого коэффициента формы по формулам [62]:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^m P_i \cdot t_i, \text{ кВт} \quad (20)$$

где  $P_i$  – мощности в промежутки времени  $t_i$ , кВт;

$T$  - число часов в базовом периоде, ч.

$$k_{\phi}^2 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i^2 \cdot t_i}{P_{cp}^2 \cdot T}, \text{ о. е.} \quad (21)$$

Из-за отсутствия реального графика электрических нагрузок будут использованы типовые ГЭН городской сети для летнего и зимнего периодов, по которым будет определён годовой график по продолжительности активной мощности. Годовой график активной мощности представляет из себя диаграмму нагрузок начиная с максимальной мощности до самых низких значений. Для его построения принимают продолжительность зимнего периода 213 суток, а для летнего - 152 дня [65]. График строится начиная с максимальной мощности по убыванию и имеет ниспадающую ступенчатую структуру, суммарная продолжительность которого составляет 8760 часов.

При построении графика проводят ряд горизонтальных линий, проходящих через все ступени двух суточных графиков. По пересечению этих линий с графиками определяется почасовая продолжительность потребления мощности данной и большей мощностей. Годовая продолжительность для каждой ступени мощности определяется суммой двух значений, которые равны произведениям почасовой продолжительности на число суток каждого из периодов. Значения этого графика используются для вычисления средней мощности и квадрата коэффициента формы по формулам (18), (19).

В данном пункте была приведена методология, по которой будет осуществляться дальнейший расчёт и структурный анализ технических потерь. Будет рассматриваться только техническая составляющая технологических потерь, поскольку отсутствует информация по коммерческим потерям - отпуску электроэнергии в распределительную сеть.

### 3.3 Структурный анализ технических потерь в распределительной сети

На основании выбранной методологии расчёта потерь необходимо дальнейшее проведение их структурного анализа, который позволил бы выделить очаги повышенных потерь в распределительной сети г. Николаевск-на-Амуре и выбрать комплекс мероприятий по их снижению.

В структуру технологических потерь входят метрологические потери, которые определяются погрешностями систем учета электроэнергии как предельное значение величины допустимого небаланса электроэнергии в целом по электрической сети с учетом данных за базовый период и вычисляются по формуле [16]:

$$\Delta W_{\text{ногр.Б}} = 0,01 \cdot \sqrt{\sum \delta_i^2 \cdot W_i^2 + \sum \delta_j^2 \cdot W_j^2}, \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч} \quad (22)$$

где  $\delta_i(\delta_j)$  - погрешность измерительного канала принятой (отданной) активной электроэнергии по электрической сети, %;

$W_i(W_j)$  - прием (отдача) электроэнергии, зафиксированные измерительными каналами активной электроэнергии по электрической сети, тыс. кВт·ч.

Расчёт метрологических потерь необходим для сравнения фактического и допустимого небалансов, которые мы проведем в дальнейшем. Его удобнее всего проводить в процентном соотношении. Для этого используется следующая формула [16]:

$$\Delta W_{\text{ногр.Б, \%}} = \frac{\Delta W_{\text{ногр.Б}}}{W_{\text{ос.Б}}} \cdot 100\% \quad , \quad (23)$$

где  $W_{\text{ос.Б}}$  - отпуск электроэнергии в сеть в целом по электрической сети за базовый период, кВт·ч;

$\Delta W_{\text{погр.Б}}$  - метрологические потери электроэнергии, кВт·ч.

Для вычисления метрологических потерь необходимо определение погрешности измерительного канала активной электроэнергии по формуле [16]:

$$\delta = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{СЧ}}^2 + \delta_{\text{ТТ}}^2 + \delta_{\text{ТН}}^2 + \delta_{\text{Л}}^2}, \% \quad (24)$$

где  $\delta_{\text{СЧ}}$  - основная допустимая погрешность счетчиков при нормальных условиях (по значению класса точности), %;

$\delta_{\text{ТТ}}$  - основная допустимая погрешность трансформаторов тока при нормальных условиях (по значению класса точности), %;

$\delta_{\text{ТН}}$  - основная допустимая погрешность трансформаторов напряжения при нормальных условиях (по значению классов точности), %.

$\delta_{\text{Л}}$  - предел допустимых потерь напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН, % [11].

Для расчёта технических потерь в рассматриваемой распределительной электрической сети необходимо создание схем замещений для всех существующих в сети присоединений, которые представлены в приложении А на рисунках А8 - А14. В схемах замещения элементы сети были представлены в виде сопротивлений, включающих в себя активную и реактивную составляющие, вычисленных при помощи справочных данных, представленных в [66]. Длины участков воздушных и кабельных линий представлены в таблице Б4 приложения Б.

Технические потери можно точно определить только на основе расчёта режима. Так как для расчёта режима использовались показания счётчиков в контрольных замерах, то мощность, используемая в расчётах режима выбирается средней. Это дает занижение величины потерь, поэтому в дальнейшем значения потерь электроэнергии будут пересчитаны с учетом квадрата коэффициента формы.

Произведем расчет потерь мощности в режиме средних нагрузок потребителей и электрической энергии на примере присоединения 16, поскольку оно является самым простым по структуре в распределительной сети. Определим активные сопротивления представленной на присоединении линии согласно формуле (2):

$$R_{16000-39} = r_{0.16000-39} \cdot l_{ВЛ.16000-39} = 0,21 \cdot 0,43 = 0,09 \text{ Ом};$$

В дальнейших расчётах не используются значения индуктивных сопротивлений линий и трансформаторов, поскольку в расчётной схеме замещения они представлены приведенными нагрузками. Значения индуктивных сопротивлений кабельных линий имеют крайне малое значение величины по отношению к активному и не учитываются.

Активные и реактивные составляющие потерь мощности трансформаторов были определены по формулам (12) и (13) для расчёта приведенной нагрузки:

$$\Delta P_{T39} = \Delta P_{xx.T39} + \Delta P_{кз.T39} \left( \frac{S_{н.T39}}{S_{м.ном.T39}} \right)^2 = 0,92 + 5,9 \cdot \left( \frac{177}{400} \right)^2 = 2,08 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{T39} = \frac{U_{к\%.T39} \cdot S_{н.T39}^2}{100 \cdot S_{м.ном.T39}} + \frac{I_{xx.T39} \cdot S_{м.ном.T39}}{100} = \frac{4,5 \cdot 177^2}{100 \cdot 400} + \frac{2 \cdot 400}{100} = 11,53 \text{ квар}.$$

Согласно формуле (10) вычислим приведенные нагрузки:

$$P_{пр.T39} = P_{н.T39} + \Delta P_{м.T39} = 164 + 2,08 = 166,08 \text{ кВт};$$

$$Q_{пр.T39} = Q_{н.T39} + \Delta Q_{м.T39} = 66,6 + 11,53 = 78,13 \text{ кВт}.$$



Далее определим нагрузочные потери мощности на присоединении 16 согласно формуле (8):

$$\Delta P_{cp.16000-39} = \frac{P_{cp.к.16000-39}^2 + Q_{cp.к.16000-39}^2}{U_{cp.к.16000-39}^2} \cdot R \cdot 10^{-3} = \frac{166,08^2 + 78,13^2}{6^2} \cdot 0,09 \cdot 10^{-3} = 0,08 \text{ кВт.}$$

На основании формулы (9) определим нагрузочные потери мощности на силовом трансформаторе подстанции ТП-39:

$$\Delta P_{cp.н.Т39} = \Delta P_{кз.Т39} \cdot \left( \frac{S_{н.Т39}}{S_{т.ном.Т39}} \right)^2 = 5,9 \cdot \left( \frac{177}{400} \right)^2 = 1,16 \text{ кВт.}$$

Определим падение напряжения на рассматриваемой кабельной линии по формуле (14):

$$\Delta U_{16000-39} = \frac{P_{16000-39} \cdot R_{16000-39} + Q_{16000-39} \cdot X_{16000-39}}{U_{H.16000-39}} = \frac{0,17 \cdot 0,09 + 0,08 \cdot 0}{6} = 0,003 \text{ кВ;}$$

$$\Delta U \%_{16000-39} = \frac{\Delta U_{16000-39}}{U_{H.16000-39}} \cdot 100\% = \frac{0,003}{6} \cdot 100 = 0,04 \text{ \% .}$$

Для определения нагрузочных потерь электроэнергии необходимо использовать квадрат коэффициента формы. В рассматриваемом случае из-за отсутствия графика электрических нагрузок (ГЭН) воспользуемся типовыми графиками для городской распределительной сети. Типовые ГЭН показаны на рисунке 2, где графики: а) - зимний, б) - летний [65].

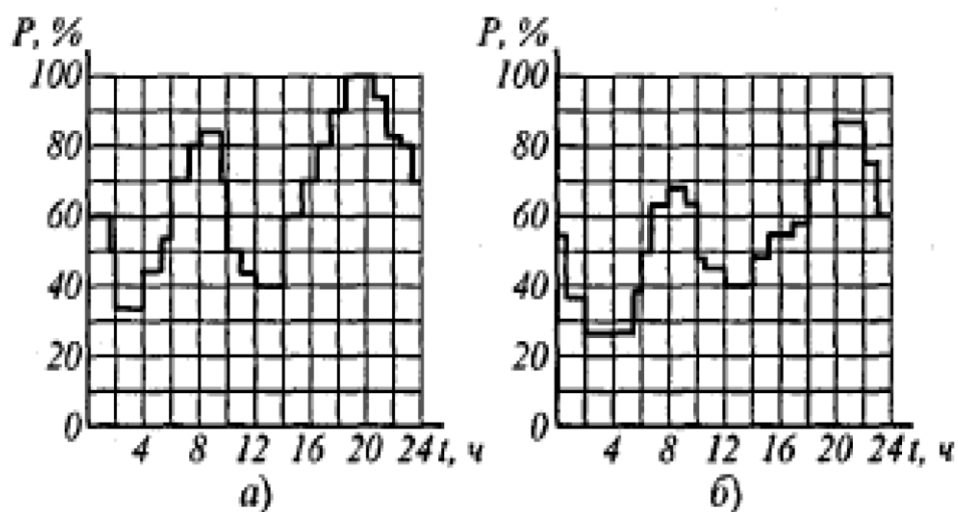


Рисунок 2 – Типовые графики электрических нагрузок для городской распределительной сети

По зимним и летним графикам электрических нагрузок можно построить годовой график мощности нагрузки по продолжительности, данные для построения которого содержатся в таблице 4.

Таблица 4 – Мощности в процентах для построения годового графика

Почасовые максимумы нагрузок, %	Число часов работы с нагрузкой в сутки сезона, ч		Число часов работы с нагрузкой за год, ч
	зима	лето	
1	2	3	4
100 и более	2	0	426
95 и более	3	0	639
90 и более	4	0	852
87 и более	4	2	1156
84 и более	7	2	1795
80 и более	10	3	2586
75 и более	10	4	2738
70 и более	13	5	3529
68 и более	13	6	3681
63 и более	13	8	3985
60 и более	16	9	4776
58 и более	16	10	4928
55 и более	17	13	5597
50 и более	20	14	6388

1	2	3	4
45 и более	20	17	6844
40 и более	20	19	7148
35 и более	24	21	8304
25 и более	24	24	8760

Согласно формулам (20) и (21) определим из данных таблицы 4 среднюю мощность в процентах по отношению к максимальной мощности и квадрат коэффициента формы:

$$P_{cp\%} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^m P_i \cdot t_i = \frac{1}{8760} \cdot 538828 = 61,51 \%;$$

$$k_{\phi}^2 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i^2 \cdot t_i}{P_{cp}^2 \cdot T} = \frac{36891162}{61,51^2 \cdot 8760} = 1,11.$$

В дальнейшем понадобится значение коэффициента максимума, определяемого по формуле:

$$k_{\max} = \frac{P_{\max}}{P_{cp}} = \frac{100 \%}{61,51 \%} = 1,63 .$$

Используя полученный коэффициент формы, определим потери электроэнергии на участке кабельной линии 16000-39 согласно формуле (17):

$$\Delta W_{16000-39} = k_{\kappa} \cdot \Delta P_{cp.16000-39} \cdot T \cdot k_{\phi}^2 = 0,99 \cdot 0,08 \cdot 8760 \cdot 1,11 = 811 \text{ кВт} \cdot \text{ч} .$$

Нагрузочные потери электроэнергии в трансформаторе ТП-39:

$$\Delta W_{39н} = k_k \cdot \Delta P_{ср.н.ТП39} \cdot T \cdot k_\phi^2 = 0,99 \cdot 1,16 \cdot 8760 \cdot 1,11 = 11149 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Потери электроэнергии холостого хода в трансформаторе определялись согласно выражению (16):

$$\Delta W_{х.Т39} = \Delta P_{х.Т39} \cdot T_p \left( \frac{U_{В.Т39}}{U_{В \text{ ном.Т39}}} \right)^2 = 0,92 \cdot 8760 \cdot \left( \frac{6}{5,998} \right)^2 = 8050 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Отпуск электроэнергии потребителям присоединения 16:

$$W_{16о} = P_{ср.16} \cdot T = 164 \cdot 8760 = 1436640 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Аналогичные расчеты для всех остальных присоединений, которые включают большое количество трансформаторов и участков кабельных и воздушных линий, были выполнены в программах MS Excel и RastrWin3, а результаты представлены в таблицах Б1 и Б2 приложения В. Расчёты производились на основании схем замещения А8 - А14, представленных в приложении А.

Для полной оценки уровня технических потерь в распределительной сети г. Николаевск-на-Амуре было необходимо определить суммарные потери электроэнергии.

Отпуск электроэнергии потребителям в распределительной сети 6 кВ определяется путем произведения средней мощности нагрузки потребителей и годового числа часов:

$$W_{он} = P_{ср} \cdot T = 8600 \cdot 8760 = 75336000 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Согласно формуле (17) определим суммарные нагрузочные потери электроэнергии на воздушных и кабельных линиях по всей распределительной сети:

$$\Delta W_{Л} = k_{\kappa} \cdot \Delta P_{cp.Л} \cdot T \cdot k_{\phi}^2 = 0,99 \cdot 243,27 \cdot 8760 \cdot 1,11 = 2348134 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{Л\%} = \frac{\Delta W_{Л} \cdot 100}{W_{OC}} = \frac{2348134 \cdot 100}{79468350} = 2,95 \text{ \%}.$$

Суммарные нагрузочные потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta W_{Т.Н} = k_{\kappa} \cdot \Delta P_{cp.Т} \cdot T \cdot k_{\phi}^2 = 0,99 \cdot 54,41 \cdot 8760 \cdot 1,11 = 525128 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{Т.Н\%} = \frac{\Delta W_{Т.Н} \cdot 100}{W_{OC}} = \frac{525128 \cdot 100}{79468350} = 0,66 \text{ \%}.$$

Суммарные потери электроэнергии холостого хода в трансформаторах:

$$\Delta W_{Т.x} = \Delta P_x \cdot T_p \left( \frac{U_B}{U_{B \text{ ном}}} \right)^2 = 87,98 \cdot 8760 = 770705 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{Т.x\%} = \frac{770705 \cdot 100}{79468350} = 0,97 \text{ \%}.$$

Далее необходимо оценить фактический небаланс, поскольку суммарные технические потери составляют 4,58 % от отпуска электроэнергии в сеть и отличаются от величины потерь в таблице 3, равной 10,61 % за 2018 г, что может быть связано с техническими потерями при преобразовании напряжения с низкой ступени на более высокую и обратно. Причем сети 110 кВ по мощности выше сетей 6 кВ почти в 3 раза.

Согласно данным из [6], классы точности для счетчиков, трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, входящих в состав измерительного канала, в распределительной сети 6 кВ г. Николаевск-на-Амуре равны 0,5.

Исходя из этого, погрешность измерительного канала активной электроэнергии согласно формуле (24) равна:

$$\delta = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{СЧ}^2 + \delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2} = 1,1 \cdot \sqrt{0,5^2 + 0,5^2 + 0,5^2} = 0,95;$$

Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии (или допустимый небаланс) определяется по формулам (22) и (23):

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{ногр}} &= 0,01 \cdot \sqrt{\sum \delta_i^2 \cdot W_i^2 + \sum \delta_j^2 \cdot W_j^2} = 0,01 \cdot \sqrt{0,95^2 \cdot 6,32 \cdot 10^{15} + 0,95^2 \cdot 8,88 \cdot 10^{13}} = \\ &= 754949 \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \end{aligned}$$

$$\Delta W_{\text{ногр}\%} = \frac{\Delta W_{\text{ногр.Б}}}{W_{\text{ос.Б}}} \cdot 100\% = \frac{754949 \cdot 100}{79468350} = 0,95 \%$$

Фактический небаланс составляет:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{НБ.факт}\%} &= W_{\text{ос}\%} - (W_{\text{ПО}\%} + \Delta W_{\text{Л}\%} + \Delta W_{\text{Т.Н}\%} + \Delta W_{\text{Т.Х}\%}) = \\ &= 100 - (94,8 + 2,95 + 0,66 + 0,97) = 0,62 \%. \end{aligned}$$

Так, как установленное значение фактического небаланса меньше значения допустимого небаланса, то в рассмотрении коммерческих потерь нет необходимости. Требуется дальнейший анализ технических потерь.

### **3.4 Анализ технических потерь в трансформаторах подстанций**

Одной из проблем, приводящих к повышенным потерям в трансформаторах, является большой интервальный разброс по коэффициентам загрузки силовых трансформаторов. Работа силовых трансформаторов в режиме оптимальной загрузки обеспечивает наименьшую долю потерь при транспорте электроэнергии. С одной стороны, при увеличении их загрузки будет происходить увеличение нагрузочных потерь и превышение уровня загрузки трансформаторов экономически целесообразных значений. В обратном случае их уровень загрузки может оказаться низким, что также нецелесообразно из-за непропорционально больших потерь холостого хода по отношению к нагрузке. В связи с этим возникает необходимость в анализе загрузки силовых трансформаторов в действующих распределительных сетях, принятии дальнейших управленческих решений, направленных на повышение энергоэффективности электроснабжения потребителей.

Статистические исследования коэффициентов загрузки трансформаторов позволяют определить эффективность режимов их работы и закономерность изменения загрузки в условиях эксплуатации для дальнейшего принятия необходимых управленческих решений.

Для проведения исследования коэффициента загрузки силовых трансформаторов использовалась следующая стандартная методика – сводка и группировка материалов статистического наблюдения. Её реализация заключалась в идентификации и делении на отдельные группы статистических величин, полученных согласно результатам контрольных замеров; в применении типологической группировки значений, заключающейся в делении трансформаторных подстанций на отдельные группы. Для статистического исследования был принят временной интервал равный 4 годам, в качестве исходного был принят 2017 год. Коэффициент загрузки силового трансформатора для каждой подстанции определялся по общеизвестной формуле, представленной в [25].

На основании проведенного статистического анализа все трансформаторные подстанции были разделены на три группы: оптимально загруженные под-

станции; подстанции, работающие в режиме перегрузки и недогруженные. При этом интервалы значений коэффициентов загрузки трансформаторов в соответствии с их режимами работы были определены согласно [15] с учетом категории надежности потребителей. Интервал оптимального коэффициента загрузки входит в предел  $0,7 \div 0,85$ ; значения коэффициентов загрузки ниже и выше данного интервала характеризуют трансформаторы как соответственно работающие в режиме недогрузки и перегрузки. Для определения устойчивости результатов найденных средних значений коэффициента загрузки необходимо провести анализ их динамики за предыдущие годы.

В результате статистического исследования определено, что только 2 силовых трансформатора работают с коэффициентом загрузки, близким к оптимальному (2 %); перегружен один трансформатор (1 %), недогружены все оставшиеся 96 (97 %), что представлено на рис. 3 [57].

Следовательно, для определения очагов повышенных потерь необходим статистический анализ коэффициентов загрузки трансформаторов, подключенных к отдельным присоединениям, что представлено на рис. 4. Наблюдаются ярко выраженные очаги повышенных потерь – это подстанции ТП - 120, 35 и 60. Наиболее явным из них является ТП - 35 вследствие крайне низкого коэффициента загрузки, не превышающего тысячные доли значения.



Рисунок 3 – Загрузка трансформаторов по всей распределительной сети г. Николаевск-на-Амуре (по состоянию на 2017 г.)





Рисунок 4 – Загрузка трансформаторов по отдельным присоединениям распределительной сети г. Николаевск-на-Амуре (по состоянию на 2017 г.)

Исследование динамики загрузки трансформаторов за предыдущие три года подтвердило устойчивость приведенных на рис. 3 и 4 данных, что видно из рис. 5 [57].



Рисунок 5 – Динамика коэффициента загрузки силовых трансформаторов по распределительной сети г. Николаевск-на-Амуре

Так как силовой трансформатор является статическим электромагнитным устройством, то потери в нем – это потери активной мощности, которые происходят в магнитном сердечнике, обмотках и других частях оборудования. Во время разных режимов работы трансформатора величина его загрузки меняется. В свою очередь недостаточная загрузка или перегрузка трансформаторов несет финансовые потери для гарантирующего поставщика, увеличение трудовых и материальных затрат. Индикатором сложившейся ситуации является неизменная доля недогруженных трансформаторов распределительной сети согласно анализу динамики загрузки. Поэтому необходимо произвести оценку потерь электроэнергии в трансформаторах при фактических коэффициентах загрузки.

Согласно принятому методу произведен расчет технических потерь для силовых трансформаторов подстанций, лежащих в разных интервалах по коэффициенту загрузки: выбраны две подстанции с коэффициентами загрузки в оптимальном пределе – ТП - 75, ТП - 28, одна перегруженная (ТП - 91) и восемнадцать самых недогруженных. Результаты расчета представлены на рис. 6 [57].

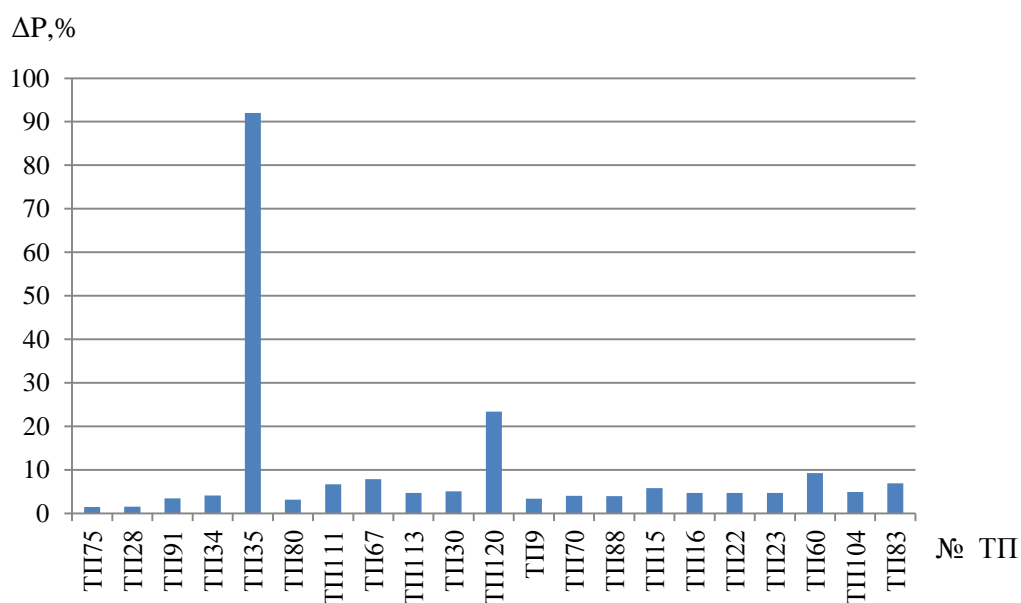


Рисунок 6 – Потери электроэнергии по отдельным трансформаторным подстанциям

### 3.5 Анализ потерь в воздушных и кабельных линиях

В результате статистического исследования было установлено, что наибольшая часть технических потерь приходится на линии электропередачи (рис. 7) [6].

■ потери в линиях  $\Delta P_{л},\%$  ■ потери в трансформаторах  $\Delta P_{т},\%$

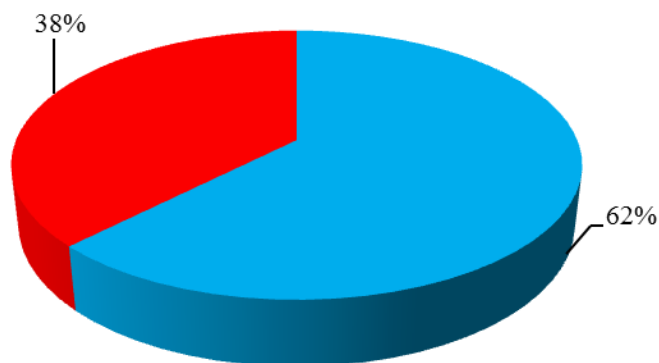


Рисунок 7 – Доли потерь активной мощности по всей сети

Для дальнейшего определения очагов повышенных потерь был необходим статистический анализ потерь электроэнергии на отдельных присоединениях, результаты которого представлены ниже (рис. 8).

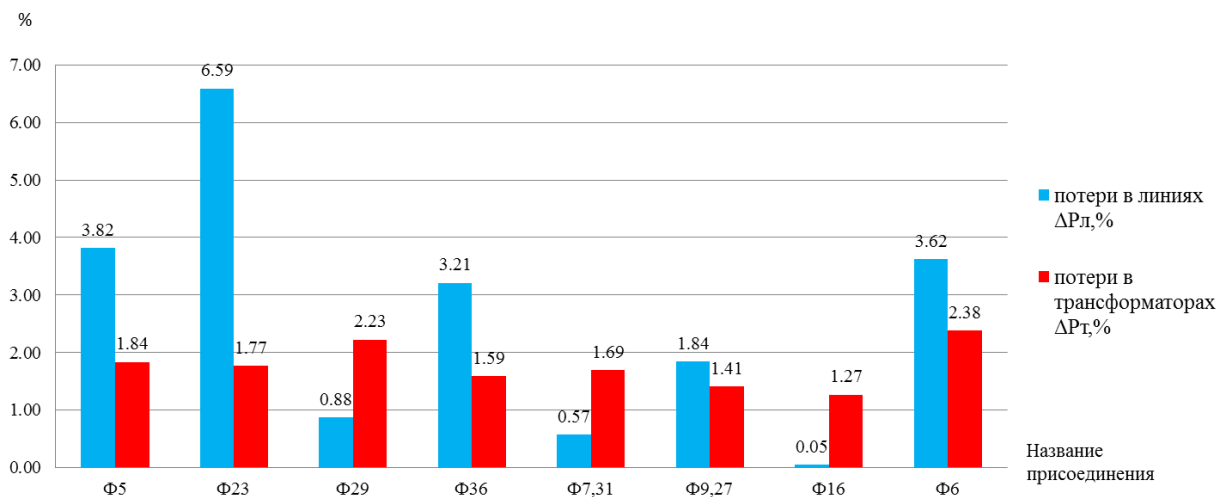


Рисунок 8 – Потери активной мощности по отдельным присоединениям относительно полезного отпуска

### 3.6 Выявление очагов повышенных потерь

Результаты анализа потерь, представленных на рисунке 6, позволяют легко выделить очаги повышенных потерь, в данном случае это ТП - 120, 35, 60; диапазон номинальных мощностей трансформаторов этих подстанций находится в пределах от 250 до 400 кВА, а коэффициенты их загрузки варьируются в пределах  $0,002 \div 0,03$ .

После выявления очагов повышенных потерь необходимо выбрать возможные направления их снижения путем оптимизации режима работы силовых трансформаторов. Для этого целесообразно рассматривать следующие направления:

- Замена вышедших из строя или превысивших свой срок эксплуатации трансформаторов на трансформаторы с уменьшенными потерями холостого хода, например, сухих трансформаторов с литой изоляцией и магнитопроводом из холоднокатанной стали.
- Сезонные отключения одного из двух трансформаторов двухтрансформаторных подстанций, работающего с наименьшей нагрузкой и перевода его нагрузки на другой трансформатор.
- Замена существующих трансформаторов с низким коэффициентом загрузки на трансформаторы меньшей мощности (для трансформаторов со сроком службы выше нормативного) либо перестановка трансформаторов.
- Замена существующих трансформаторов при высоком коэффициенте загрузки на трансформаторы большей мощности.
- Отключение недогруженных трансформаторов и перевод их нагрузки на ближайшие трансформаторные подстанции с недогруженными трансформаторами.
- Повышение класса напряжения существующей сети, которое приводит к существенному снижению потерь электроэнергии.

Наиболее подходящим способом является отключение недогруженного трансформатора с переводом его нагрузки на другой ближайший недогруженный трансформатор. Это обусловлено тем, что перевод нагрузки на другие

трансформаторы позволит ликвидировать очаги потерь и повысить эффективность работы трансформаторов, на которые переводится нагрузка путем оптимизации их коэффициентов загрузки. Поэтому можно предложить перевод нагрузки с трех наименее загруженных подстанций – ТП - 120, 35, 60, на ТП – 110, 5, 87, коэффициенты загрузки которых находятся в пределах  $0,1 \div 0,3$ .

В результате статистического анализа потерь активной мощности по отдельным присоединениям, представленных на рис. 8, очагом повышенных потерь являются линии электропередачи на присоединении № 23.

Исходя из полученных результатов статистического анализа, необходимо выбрать мероприятия по снижению потерь в линиях. В результате проведенного анализа и ранжирования мероприятий можно предложить мероприятие, обеспечивающее наибольший эффект - замену трех участков кабельных линий с наибольшими потерями на присоединении, выполненных кабелями марки ААБл  $3 \times 120 - 10$  длиной 350, 363 и 1906 м на марку кабеля с большим сечением – АПвПуг  $3 \times 185/25 - 10$  [6].

В связи с общим техническим износом распределительной сети 6 кВ и превышением допустимых потерь напряжения на отдельных трансформаторных подстанциях более чем на 10 % (согласно таблице Б1 приложения Б) целесообразен переход на повышенный класс напряжения 10 кВ. Данный переход позволит решить проблему недогрузки значительной доли трансформаторных подстанций за счёт их замены на комплектные трансформаторные подстанции с меньшей номинальной мощностью. Замена существующих воздушных и кабельных линий, находящихся в состоянии износа, на самонесущие изолированные провода СИП и кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена позволит снизить значительную долю потерь, приходящуюся на линии электропередачи, ликвидировать очаги повышенных потерь на отдельных присоединениях. Для проведения перехода на новый класс напряжения необходимо произвести анализ динамики потребления электроэнергии.

### 3.7 Прогноз уровня потерь

В связи с отсутствием данных по динамике потребления электроэнергии в распределительной сети 6 кВ г. Николаевск-на-Амуре будет использована информация о потреблении во всём энергорайоне.

Согласно анализу данной информации потребление электроэнергии в Николаевском энергорайоне растёт, о чём свидетельствует отчетная динамика за последние пять лет, приведённая в таблице 5.

Таблица 5 – Динамика потребления электроэнергии в Николаевском энергорайоне за последние пять лет

Наименование показателя	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	За 5 лет
Потребление электроэнергии, млн. кВт·ч	262,8	279,6	288,6	296,9	303,8	-
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВт·ч	14,3	16,8	9	8,3	6,89	55,29
Прирост, %	5,75	6,39	3,22	2,89	2,32	20,57

Исходя из данных таблицы 5 потребление электроэнергии в Николаевском энергорайоне за 2017 год составило 303,8 млн. кВт·ч, что на 6,9 млн. кВт·ч или на 2,32 % больше, чем в 2016 году.

Суммарно за последние 5 лет потребления электроэнергии в Николаевском энергорайоне увеличилось на 55,29 млн. кВт·ч или на 20,57 %.

Согласно сценарию прогнозного изменения потребления мощности энергосистемы Хабаровского края, разработанному АО «СО ЕЭС», прирост составит 1,11 % в 2018 - 2022 годах, а прирост потребления электроэнергии – 1,15 % [9].

С увеличением мощности потребления увеличатся нагрузочные потери в трансформаторах, кабельных и воздушных линиях, что может привести к уменьшению качества и надёжности электроснабжения.

Для правильного выбора электрооборудования на перспективу необходимо использовать спрогнозированные значения вероятностных характеристик. Прогнозируемое значение средней мощности можно получить по формуле [11]:

$$P_{cp}^{прог} = P_{cp}^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_{баз}}, \text{ кВт} \quad (25)$$

где  $P_{cp}^{баз}$  – базовая заданная средняя мощность;

$\varepsilon$  – относительный прирост электрической нагрузки для Николаевского энергорайона, на основании [9] принимаем данный коэффициент равным 0,01;

$t_{прог}$  – год на который определяется электрическая нагрузка;

$t_{баз}$  – год в который снимался первый замер.

Срок выполнения прогноза, для распределительных сетей принимается равным 5 лет.

Для дальнейшего выбора проводников по допустимому току, а также для анализа аварийных ситуаций необходимо определить максимальную прогнозируемую мощность. Максимальная прогнозируемая мощность определяется через коэффициент максимума ( $k_m$ ) по формуле:

$$P_{max}^{прог} = k_m \cdot P_{cp}^{прог}, \text{ кВт} \quad (26)$$

При проектировании сетей принимаем  $t_{прог} - t_{баз}$  равным 5. Так как данные контрольных замеров известны на период 2017 года, то нагрузку прогнозируем на 2022 год.

Ниже приведен пример расчета прогноза средней и максимальной активных мощностей для ТП - 39, принимая определенный ранее коэффициент максимума  $k_m = 1,63$ :

$$P_{cp}^{прог} = 164 \cdot (1 + 0,01)^5 = 172,4 \text{ кВт};$$

$$P_{\max.}^{\text{прог}} = 172,4 \cdot 1,63 = 281,01 \text{ кВт.}$$

Данные для расчета представлены в таблице Б1 приложения Б. Расчёты реактивных мощностей производятся таким же способом.

Аналогичным образом выполнено прогнозирование нагрузок на 2022 год для других ТП, результаты которого приведены в таблице Б6 приложения Б.

В результате проведения структурного анализа потерь электроэнергии было принято решение о переводе существующей распределительной сети 6 кВ на 10 кВ, выполнено прогнозирование электрических нагрузок и определены требуемые вероятностные характеристики, необходимые для выполнения дальнейших расчётов при переходе на напряжение 10 кВ.

Необходимость перевода распределительной сети на повышенный класс напряжения связана с общим износом электрооборудования и превышением допустимых потерь напряжения на отдельных трансформаторных подстанциях. Такой перевод позволит решить проблему недогрузки значительной доли трансформаторных подстанций и снизить долю потерь, приходящуюся на линии электропередачи, ликвидировать очаги повышенных потерь.

После проведения структурного анализа существующего уровня потерь необходим дальнейший топологический анализ распределительной сети для осуществления разработки варианта по изменению её существующей структуры и расчёта характеристик для нового электрооборудования, соответствующего по уровню надежности для повышения класса напряжения сети.



## 4. ПЕРЕВОД РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НА ИННОВАЦИОННУЮ АРХИТЕКТУРУ

В двух первых разделах исследовательской работы были произведены структурный анализ распределительной сети и рассмотрены основные способы минимизации потерь. На основании данных общего структурного анализа сети и направлений, заданных во втором и третьем разделах работы необходимо произвести более детальный топологический анализ отдельных присоединений рассматриваемой сети для дальнейшего выбора варианта по изменению конфигурации существующей структуры сети.

### 4.1 Топологический анализ распределительной сети

Топологический анализ распределительной сети - исследование конфигурации сети с точки зрения взаимного расположения кабельных и воздушных линий, трансформаторных подстанций и другого электрооборудования.

В качестве рассматриваемых объектов приняты источник питания распределительной сети и десять присоединений, отходящих от него. Топологическое расположение источника питания, отдельных присоединений и подстанций приводятся на листах 1 и 2 графической части работы. Графическая часть была выполнена на основе информации, представленной на поопорных схемах присоединений, однолинейных схемах подстанций 6/0,4 кВ и схемы-макета распределительной сети 6 кВ г. Николаевска-на-Амуре с использованием карты города из онлайн-сервиса Яндекс.Карты.

Источник питания распределительной сети 6 кВ г. Николаевска-на-Амуре - Николаевская ТЭЦ, располагается в южной части города на побережье реки Амур и содержит в себе десять ячеек ГРУ, распределенных поровну, по пять ячеек на каждой из двух секций шин распределительного устройства 6 кВ [6].

Присоединения № 7 и № 31 взаимосвязаны между собой и выходят из одной ячейки. Данные присоединения охватывают южную часть города на площади между улицами Воровского, Невельского, Читинской и Школьной и западную окраину, доходя до аэропорта и соединяясь на опоре № 31, 7 – 00 / 1; включают в себя подстанции 32А, 74, 71, 13, 46, 61, 40, 103, РП - 5, 102, 83 (см.

таблицу Б3 приложения Б). По своей структуре присоединение является магистральным с наличием сложноразветвленного участка из радиальных линий, начинающегося от подстанции ТП - 74; включает в себя 4 узла и 8 участков линий (см. рисунки А3 и А8 приложения А). Большинство площади, охватываемой присоединением - городская застройка, за исключением отдельного участка магистральной воздушной линии между ТП - 74 и ТП - 32А, который проходит по пересеченной местности. С точки зрения градостроительного зонирования города Николаевск-на-Амуре подстанции располагаются в зонах многоквартирной застройки выше 4-х этажей, смешанной общественно-деловой и жилой застройки, размещения объектов воздушного транспорта, зоне открытых прибрежных пространств.

Присоединение № 6 по своей структуре является магистральным и сложноразветвленным, имеет Н-образную форму и охватывает южную и юго-западную части города между улиц Советская и Луначарского, проходит в северную часть города вдоль улицы Хабаровской и на западную окраину, снабжая электроэнергией аэропорт. Оно включает в себя подстанции 23, 66, 18, 87, 60, 108, 15, 91, 22, 6А, 21, 32, 94, 16, 77 (см. таблицу Б3 приложения Б). По структуре данное присоединение является магистральным с наличием некоторого числа радиальных ответвлений; включает в себя 9 узлов и 19 участков линий (см. рисунки А2 и А11 приложения А). Присоединение расположено на территории городской застройки за исключением участка воздушной линии между ТП - 91 и ТП - 6А, расположенного на пересечённой местности. Подстанции располагаются в зонах усадебной и коттеджной застройки, многоквартирной застройки до и выше 4-х этажей, обслуживающих центров, фермерских хозяйств.

Присоединение № 16 имеет простую радиальную структуру и включает в себя одну подстанцию – ТП - 39, являющуюся однострансформаторной (см. таблицы А3, А11, Б3 приложений А и Б). Оно представлено одной кабельной линией, подстанция располагается в зоне смешанной общественно-деловой и жилой застройки.

Присоединение № 9 имеет смешанную структуру с наличием трех магистральных участков между источником питания и ТП - 29, ТП - 25 и ТП - 118, ТП - 75 и ТП - 97; радиальных линий на участках между магистралями и подстанциями, подключенными в рассечку линии; одного замкнутого контура между источником питания, ТП - 51 и 43; содержит 5 узлов и 16 участков линий (см. рисунки А4 и А12 приложения А). Географически присоединение охватывает потребителей на территории центральной и северной частей города между улицами Приамурская и Комсомольская, а также вдоль улиц Полярная, Охотская, Наумова, дорогой между городом и поселком Маго; снабжает электроэнергией водозабор «Рассошино». Присоединение включает в себя подстанции 50, 51, 43, 27, 28, 29, 75, 78, 24, 26, 97, 25, 14, 53, 58, 79, 118, 93 (см. таблицу Б3 приложения Б) и охватывает городскую застройку на значительной части своей площади за исключением участка линии между ТП - 25 и ТП - 118. Подстанции располагаются в зонах многоквартирной застройки до 4-х и более этажей, смешанной общественно-деловой и жилой застройки, общественных объектов, зоне размещения предприятий и объектов городского коммунального хозяйства, городских парков и скверов, санитарно-защитных зон объектов и предприятий.

Присоединение № 36 имеет магистральную структуру с некоторым количеством радиальных ответвлений, содержит 7 участков линий и 5 узлов (см. рисунки А7 и А9 приложения А). Присоединение обеспечивает электроснабжение потребителей на территории юго-восточной части города между улицами Лиманская, Красногвардейская, Батарейная, Горького и расположено на площади городской застройки. К данному присоединению присоединены подстанции 45, 56, 34, 4, 2, 1, 100, 9, 72, 3, 6, 88, 8, 101, 84 (см. таблицу Б3 приложения Б). Подстанции расположены в зонах многоквартирной застройки до 4-х и более этажей, коттеджной застройки, смешанной общественно-деловой и жилой застройки, общественных объектов, смешанной жилой и общественной застройки, коммерческих и производственных объектов, жилых территорий в зоне действия экологически вредных предприятий.

Присоединение № 29 по своей структуре радиальное и имеет один сложноразветвленный участок, содержит 7 линий и 7 узлов (см. рисунки А6 и А14 приложения А). Присоединение снабжает потребителей на северной окраине города и территории, прилегающей к Николаевской ТЭЦ; к нему относятся подстанции 76, 57, 37, 114, 82, 118, 92, 30, 31, 120, 110 (см. таблицу Б3 приложения Б). Подстанции расположены в зонах усадебной и коттеджной застройки, смешанной общественно-деловой и жилой застройки, предприятий 5 - 4 классов вредности, объектов городского коммунального хозяйства, охраняемого озеленения и защитных зеленых насаждений.

Присоединение № 23 состоит из двух магистральных участков с несколькими радиальными ответвлениями, содержит 11 линий и 9 узлов (см. рисунки А5 и А10 приложения А). Присоединение снабжает потребителей в южной части города рядом с источником питания, на восточной окраине и село Красное. Оно включает в себя подстанции 70, 65, 5, 68, 11, 113, 86, 47, 95, 42, 48, 67, 106, 105, 49, 81 (см. таблицу Б3 приложения Б). Подстанции расположены в зонах усадебной застройки, общественных объектов, смешанной общественно-деловой и жилой застройки, предприятий 5 - 4 классов вредности, открытых прибрежных пространств и территории в зоне воздействия вредных производств.

Присоединение № 5 имеет магистральную структуру с несколькими радиальными ответвлениями, содержит 11 линий и 10 узлов (см. рисунки А1 и А13 приложения А). Присоединение снабжает потребителей в южной части города рядом с источником питания, на восточной окраине и потребителей в селах Половинка, Красное и Чныррах. К присоединению относятся подстанции 38, 121, 35, 36, 8, 10, 80, 90, 62, 107, 12, 99, 111, 116, 117 (см. таблицу Б3 приложения Б). Значительная часть присоединения проходит по пересеченной и лесистой местности. Подстанции расположены в зонах усадебной и коттеджной застройки, многоквартирной пятиэтажной застройки, общественных объектов, предприятий 5 - 2 классов вредности, территории в зоне воздействия вредных производств.

Присоединение № 21 имеет простую радиальную структуру и включает в себя одну подстанцию – ТП – ЦРП - 4, которая снабжает потребителей в юго-восточной части города. Оно представлено одной кабельной линией между источником питания и подстанцией ЦРП-4 (см. таблицы А3, А11, Б3 приложений А и Б). Присоединение располагается на территории городской застройки.

Кроме перечисленных десяти присоединений также существует 32 участка кабельных линий электропередачи, которые выполняют роль гибких связей между присоединениями и определяют сложнзамкнутый характер распределительной сети города. Данные связи не задействованы в нормальном режиме работы сети и выступают в качестве резервных. Суммарная длина линий составляет 16,5 км, они располагаются по большей части на территории городской застройки [6]. Перечень данных участков приводится в таблице Б приложения Б.

Результаты топологического анализа существующей сети дают основу для дальнейшей разработки возможных оптимальных вариантов её изменения. Исходя из них можно говорить о том, что распределительная сеть 6 кВ имеет наибольшую плотность в центральной и южной частях города, что характерно для многих сетей подобного типа. Большинство линий проходит на территории городской застройки и представлено радиальными участками кабелей, за исключением магистралей, уходящих за городскую черту, проходящих по пересеченной местности и питающих аэропорт, два водозабора и три ближайших села. подавляющее большинство потребителей представлено третьей категорией надежности - жилыми строениями, гаражными массивами и складскими помещениями; крайне мала доля промышленных потребителей.

#### **4.2 Выбор возможных вариантов изменения конфигурации сети**

Кабельные и воздушные линии 6 кВ распределительной сети г. Николаевск-на-Амуре характеризуются техническим износом: воздушные линии марок А, АС и кабельные линии СГ превысили допустимый предел своего срока службы - 45 лет для воздушных и 30 лет для кабельных линий. Срок службы силовых трансформаторов также подошел к концу, они подлежат замене вследствие несоответствия их технических характеристик и установленных мощно-

стей для работы на более высоком классе напряжения, на которое планируется перевод.

Исходя из вышесказанного, является необходимым замена существующих линий электропередачи, силовых трансформаторов подстанций и установка комплектных трансформаторных подстанций с учетом соблюдения требований к их техническим характеристикам для нормального функционирования сети при переходе на более высокий класс напряжения 10 кВ. Мероприятие по переводу сети на высший класс напряжения подразумевает под собой:

- определение переводимых участков сети;
- составление перечня существующего технического фонда сети, подлежащего переводу;
- определение объема и стоимости производимых работ для постепенного перевода сети на новый класс напряжения.

Для перевода сети необходима замена трансформаторов 6 кВ ТП на трансформаторы 10 кВ. В совокупности с данным мероприятием будут производиться замена линий, превысивших свой эксплуатационный срок (кроме самонесущих изолированных проводов). Перевод сети на высший класс напряжения будет осуществляться на всех присоединениях вместе с заменой изношенного электрооборудования. Объем и стоимость производимых работ будут определены в Разделе 5 исследовательской работы.

Кроме перечисленных выше мероприятий также необходимо рассматривать изменение существующей конфигурации распределительной сети, поскольку она обладает сложной системой связей между присоединениями.

Петлевые схемы, прошедшие многочисленный опыт эксплуатации просты, удобны при эксплуатации, безопасны для обслуживающего персонала и надежно обеспечивают потребителей электроэнергией.

Поэтому предлагается использовать простую петлевую структуру с наличием гибких связей для резервирования, которые будут включаться автоматически при помощи автоматизированных секционирующих пунктов - реклоузе-

ров. Для этого, исходя из топологического взаиморасположения присоединений, предлагается создание следующих нормально разомкнутых пар присоединений: № 5 и 23, 36 и 27, 9 и 29, 6 и 16 ввиду их близкого расположения друг к другу. Причем присоединение № 27 будет создано путем подключения подстанций из перегруженного присоединения № 9, а присоединение № 16 будет включать подстанции, используемые на присоединении № 31. Это изменение позволит равномерно распределить мощности нагрузок по присоединениям, поскольку присоединения № 29 и № 16 недогружены, а присоединения № 9 и 36 перегружены. Для присоединения № 27 нагрузки, представленные подстанциями ТП - 43, ТП - 75, ТП - 78, ТП - 14 и ТП - 24 будут переводиться из перегруженного присоединения № 9, а нагрузка, представленная подстанцией ТП - 45 - из присоединения № 36.

Трансформаторные подстанции ТП - 27, 28 на присоединении № 9 будут переведены на присоединение № 29. Все подстанции, принадлежащие присоединению № 31 (ТП - 40, 61, 46, 13, 103, 83, РП - 5, 71, 74), кроме подстанции ТП - 32А переводятся на присоединение № 16. Для этого необходимо создание участка кабельной линии между ТП - 74 и ТП - 39.

Замена существующих линий электропередачи будет осуществляться по существующему расположению. На присоединениях № 7 и 31 будет произведена замена трансформатора на ТП - 6А, замена двух магистральных линий на данных присоединениях осуществляться не будет.

Связи по воздушным линиям между ТП - 22 и опорой 9 - 00 / 72, ТП - 32, 60 и опорой 9 - 00 / 51 будут отключены, поскольку присоединения № 6 и 16 образуют петлю для взаимного резервирования.

Все перечисляемые изменения конфигурации распределительной сети представлены на листах 1 и 2 графической части работы, схемах замещения на рисунках А15 - А21. Конфигурация исходной схемы сети также отражена в графической части работы. Для дальнейшего осуществления перевода сети на 10 кВ необходимо произвести расчёт числа и мощности трансформаторов, не-

обходимых для замены старых, что позволит выполнить один из этапов данного мероприятия.

### 4.3 Оптимизация числа и мощности силовых трансформаторов

В зависимости от плотности нагрузки рекомендуется принимать следующие мощности трансформаторов: до 1 МВт/км<sup>2</sup> - 160 кВА; в пределах от 1 до 2 МВт/км<sup>2</sup> - 250 кВА; от 2 до 5 МВт/км<sup>2</sup> - 400 кВА; от 5 до 8 МВт/км<sup>2</sup> - 630 кВА. При плотности нагрузки выше 8 МВт/км<sup>2</sup> целесообразно применять двухтрансформаторные подстанции 630 кВА или 1000 кВА [69]. Экономически выгодно располагать трансформаторные подстанции ближе к центру нагрузок, определяемому по формулам из источника [65]:

$$x_{ц.н.} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n S_i}; \quad y_{ц.н.} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n S_i}, \quad (27)$$

где  $S_i$  - нагрузка здания, кВА;

$x_i, y_i$  - геометрические центры зданий по осям X, Y;

$n$  – количество зданий питающихся от ТП.

При выборе трансформаторов подстанций необходимо рассчитать его расчетную мощность, используя среднюю активную мощность нагрузки [65]:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n \cdot K_{зi}}, \text{ кВА} \quad (28)$$

где  $P_{срi}$  – среднее значение активной мощности, кВт;

$Q_{нескi}$  – некомпенсированная реактивная мощность, квар;

$K_3$  – коэффициент загрузки;

$n$  – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции.



Мощность трансформатора выбирается из ближайшего большего значения  $S_{ном}$ , принадлежащего выбранному классу напряжения и проверяется коэффициент загрузки трансформаторной подстанции как в нормальном, так и послеаварийном режиме. Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме должен выполнять следующее условие [65]:

$$k_{3.ПА} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{S_{ТРном} \cdot 1} \leq 1,4, \quad (29)$$

где  $k_{3.ПА}$  – послеаварийный коэффициент загрузки трансформатора.

Выберем мощность трансформатора на ТП39 согласно формуле (28), используя значения из таблицы Б6 приложения Б:

$$S_{P.ТП39} = \frac{\sqrt{P_{ср.ТП39}^2 + Q_{неск.ТП39}^2}}{n \cdot K_{3.ТП39}} = \frac{\sqrt{173,3^2 + 70,4^2}}{1 \cdot 0,8} = 244,6 \text{ кВА};$$

Принимая мощность трансформаторов равной 250 кВА, загрузка трансформаторной подстанции согласно формуле (29) будет равна:

$$k_{3.ТП39} = \frac{\sqrt{P_{ср.ТП39}^2 + Q_{неск.ТП39}^2}}{S_{ТРном.ТП39} \cdot 1} = \frac{\sqrt{173,3^2 + 70,4^2}}{250} = 0,78 \leq 1,4.$$

Условие выполняется как при нормальной так и при послеаварийной загрузке, поэтому на ТП39 можно установить трансформатор мощностью 250 кВА. Выбор мощности трансформаторов для других подстанций осуществлялся аналогичным способом, результаты которого представлены в таблице Б7 приложения Б.

В результате расчётов, произведенных в данном пункте исследовательской работы, результаты которых представлены в приложении Б, были получены

необходимые технические характеристики трансформаторов, необходимых для замены старого электрооборудования. Полученные загрузки трансформаторных подстанций не превышают максимально допустимого значения и находятся в нормальных пределах. Выбранные трансформаторы будут использованы при переводе сети на 10 кВ

#### **4.4 Организация системы управления техническими потерями**

Проведение мероприятия по переводу существующей распределительной сети 6 кВ на напряжение 10 кВ позволит добиться достаточно большого экономического эффекта по снижению потерь электроэнергии за счёт увеличения пропускной способности сети в 1,5 раза и увеличения уровня загрузки существующего электрооборудования. Недостатки при проведении данного мероприятия, связанные со значительными финансовыми затратами на его реализацию и необходимостью в обеспечении запаса нового электрооборудования, можно устранить за счёт экономии затрат на реконструкцию сети при помощи использования её существующей топологии без изменений и создания резерва электрооборудования, получаемого при переводе нагрузки с части малозагруженных трансформаторных подстанций.

Замена превысивших срок службы линий электропередачи и перегруженных участков линий на новые проводники, включая самонесущие изолированные провода и проводники с большим диаметром сечения токопроводящих жил, позволит решить следующие задачи:

- снизить потери электроэнергии при её передаче за счет увеличения сечения линий электропередачи;
- увеличить пропускную способность существующих линий без изменения их расположения;
- минимизировать риски возникновения коротких замыканий на землю на участках воздушных линий, выполненных неизолированными проводами, путем их замены на самонесущие изолированные проводники (СИП);

- обеспечить существующую распределительную сеть линиями электропередачи, подходящими по техническим характеристикам для работы на более высоком классе напряжения;
- повысить общее качество и надежность электроснабжения потребителей за счёт снижения уровня износа сети.

Произведём замену воздушных и кабельных линий. Для этого рассчитаем токи в участках цепи и произведём выбор сечения линий с учётом экономической плотности, условий допустимого нагрева в нормальном и послеаварийном режимах, допустимых потерь напряжения и по техническим ограничениям термической стойкости к токам короткого замыкания. При расчёте будем использовать спрогнозированные нагрузки в режиме максимальных нагрузок.

Условия выбора сечения жил проводников представлены в виде формул [65]:

$$I_{\text{дл.доп.}} \geq I_{\text{Р.Л.норм.}}, \text{ А} \quad (30)$$

$$I_{\text{дл.доп.}} \geq I_{\text{Р.Л.посл/ав.}}, \text{ А} \quad (31)$$

где  $I_{\text{дл.доп.}}$  - длительно допустимый ток, А;

$I_{\text{Р.Л.норм.}}$  - расчётный ток в линии при нормальном режиме, А;

$I_{\text{Р.Л.посл/ав.}}$  - расчётный ток в линии при послеаварийном режиме, А.

Длительно допустимый ток рассчитывается по формуле [65]:

$$I_{\text{дл.доп.}} = I_{\text{табл.}} \cdot k_t \cdot k_n, \text{ А} \quad (32)$$

где  $I_{\text{табл.}}$  - допустимый длительный ток для кабеля, прокладываемого в земле;

$k_n$  - поправочный коэффициент на количество работающих кабелей,

лежащих рядом в земле;

$k_t$  - поправочный коэффициент на температуру окружающей среды (равный 1,06 для температуры + 5 °С) [65].

Для примера рассчитаем токи разомкнутой петли из присоединений № 5 и № 23 в нормальном и послеаварийном режиме используя данные из таблицы Б6:

$$I_{\phi 5} = \frac{S_{\phi 5}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{\sqrt{1252,9^2 + 585,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 79,8 \text{ А}; \quad (33)$$

где  $S_{\phi 5}$  - полная мощность, потребляемая присоединением, кВт;

$U$  - напряжение на присоединении, кВ.

$$I_{\phi 23} = \frac{S_{\phi 23}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{\sqrt{1589,6^2 + 732,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 101,1 \text{ А}; \quad (34)$$

$$I_{\phi 5, \phi 23n/ав} = \frac{S_{\phi 5, \phi 23}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{\sqrt{(1252,9 + 1589,6)^2 + (585,5 + 732,2)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 180,9 \text{ А}. \quad (35)$$

Далее произведем выбор кабеля по экономической плотности тока. Согласно таблице 3.36 источника [64] для кабелей с изоляцией из СПЭ и для числа часов использования максимальной нагрузки  $T_{\text{макс}} \geq 5000$  ч/год нормированная плотность тока и сечение равны:

$$j_{\text{эк}} = 1,3 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}, \text{ А} \quad (36)$$

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\Sigma}}{j_{\text{эк}}} = \frac{101,1}{1,3} = 77,8 \text{ мм}^2. \quad (37)$$

где  $I_{\Sigma}$  - суммарный ток, протекающий по кабельной линией, А.

Округляем полученные сечения до ближайшего стандартного значения [64]:

$$F_{\text{эк}}^{\text{итог}} = 95 \text{ мм}^2 . \quad (38)$$

Допустимый длительный ток для кабеля с изоляцией из СПЭ сечением 95 мм<sup>2</sup> равен:

$$I_{\text{доп н.р.}} = I_{\text{табл}} \cdot k_t \cdot k_n = 255 \cdot 1,06 \cdot 1 = 270,3 \text{ А.} \quad (39)$$

где  $I_{\text{табл}}$  - табличное значение допустимого длительного тока, А;

$k_t$  - поправочный коэффициент, зависящий от температуры земли или воздуха;

$k_n$  - поправочный коэффициент на количество параллельно лежащих кабелей.

Сечение  $F = 95 \text{ мм}^2$  удовлетворяет условию проверки сечения жил кабелей по нагреву в нормальном и послеаварийном режимах.

Для проверки минимально допустимого сечения проводников по условиям термической стойкости применяется следующие формулы [65]:

$$F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \text{ мм}^2 . \quad (40)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс тока короткого замыкания, А<sup>2</sup> · сек ;

$C$  – коэффициент, значение которого зависит от материала проводника.

$$B_k = I_{n.o}^2 \cdot t_{отк}, \text{ A}^2 \cdot \text{сек}. \quad (41)$$

где  $t_{отк}$  - время отключения выключателя с учетом релейной защиты;

$$I_{n.o} = \frac{E_r''}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_\Sigma^2 + x_\Sigma^2}}, \text{ A}. \quad (42)$$

где  $E_r''$  - сверхпереходная ЭДС генератора, кВ;

$I_{n.o}$  - ток трехфазного короткого замыкания, кА;

$r_\Sigma$  и  $x_\Sigma$  - суммарные активные и индуктивные сопротивления цепи КЗ, Ом.

$$x_r = x_d'' \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \text{ Ом} \quad (43)$$

Рассчитаем минимальное сечение по условию термической стойкости для начала линий присоединений № 5 и 23 [65] согласно формулам (40 - 43):

$$x_r = x_d'' \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} = 0,131 \cdot \frac{10,5^2}{15} = 0,96 \text{ Ом};$$

$$I_{n.o} = \frac{E_r''}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_\Sigma^2 + x_\Sigma^2}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,96} = 6,3 \text{ кА};$$

$$B_k = I_{n.o}^2 \cdot t_{откл} = (6,3 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,5 = 19,8 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{сек};$$

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{19,8 \cdot 10^6}}{65} = 69 \text{ мм}^2.$$

Сечение принятой на данном участке кабельной линии равно 95 мм<sup>2</sup>. Следовательно, выбранные кабели проходят по термической стойкости.

Аналогично выполним расчёты для нормально разомкнутых пар присоединений. Результаты расчёта представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Сечение кабеля между присоединениями

Участок между присоединениями	Расчётный ток в линии при нормальном режиме, А	Расчётный ток в линии при послеаварийном режиме, А	Длительно допустимый ток, А	Сечение, мм <sup>2</sup>
1	2	3	4	6
5 - 23	101,1	180,9	270,3	95
9 - 29	104,9	194,9	270,3	95
27 - 36	105,1	197,7	270,3	95
6 - 16	105,5	179,4	270,3	95

В целях уменьшения типов проводов выбирается ещё одно сечение для линий к тупиковым ТП. Для этого необходимо выполнить расчёт на термическую стойкость к току короткого замыкания для ближайших ответвлений на участках 29000 - 76 и 5000 - 38 - 5001 - 50010 - 50013 по формулам (40 - 42) с использованием данных из таблицы Б4 приложения Б.

$$r_{29000-76} = 0,102 \text{ Ом};$$

$$x_{29000-76} = 0,029 \text{ Ом};$$

$$I_{n.o} = \frac{E_r''}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,96 + 0,029)^2 + 0,102^2}} = 6,1 \text{ кА};$$

$$B_k = I_{n.o}^2 \cdot t_{откл} = (6,1 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,5 = 18,6 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{сек};$$

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} = \frac{\sqrt{18,6 \cdot 10^6}}{65} = 66 \text{ мм}^2;$$

$$r_{5000-50013} = 0,202 + 0,003 + 0,294 + 0,098 = 0,597 \text{ Ом};$$

$$x_{5000-50013} = 0,058 + 0,001 + 0,179 + 0,06 = 0,298 \text{ Ом};$$

$$I_{n.o} = \frac{E_{\Gamma}''}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,96 + 0,298)^2 + 0,597^2}} = 4,35 \text{ кА};$$

$$B_{\kappa} = I_{n.o}^2 \cdot t_{\text{откл}} = (4,35 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,5 = 9,46 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{сек};$$

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} = \frac{\sqrt{9,46 \cdot 10^6}}{65} = 47 \text{ мм}^2.$$

Исходя из результатов расчёта, для ответвления от участка 29000 - 76 будем использовать сечение 95 мм<sup>2</sup>, а на остальных ответвлениях - 50 мм<sup>2</sup>.

Согласно данным сечениям был осуществлен выбор марок СИП - 3 1×50 - 35, СИП - 3 1×95 - 35, АПвПуг 3х50/16 - 10 и АПвПуг 3х95/16 - 10 и расчёт их характеристик для использования в схемах замещения на рисунках А15 - А21 приложения А. Результаты расчёта представлены в таблице Б5 приложения Б.

Также были выполнены расчёты потерь мощности в присоединениях при режиме средних значений мощности нагрузок, которые производились аналогично расчёту для существующей сети и результаты которых представлены в таблице Б9 приложения Б.

Используя таблицы Б8 и Б9 приложения Б были получены суммарные потери в проектируемой сети в режиме работы при средних значениях мощности нагрузки. Процент суммарных потерь в линиях электропередачи составил 1,86 %, в трансформаторах - 1,65 %. Благодаря предложенному комплексу меропри-



ятий удалось снизить суммарные потери в линиях электропередачи в 1,5 раза относительно существующих. До проведения предложенных мероприятий потери в линиях составляли 2,83 %, в трансформаторах - 1,72 %.

Расчёты показали, что наибольшие падения напряжения приходятся на присоединение 23 и равны 6,4 %. В связи с тем, что потери напряжения в электрических сетях 6 – 10 кВ не должны превышать 10%, выбранные сечения проводов удовлетворяют этому условию.

Для дальнейшего увеличения надежности электроснабжения потребителей нормально разомкнутые пары присоединений к разным секциям распределительного устройства 6 кВ Николаевской ТЭЦ, питаемых от разных генераторов, будут обеспечены гибкими связями. Эти связи будут включаться автоматически при помощи автоматизированных секционирующих пунктов (реклоузеров) в случае отключения питания от одного из источников. Точки размыкания будут приняты в местах потокораздела мощности. Значения напряжения в этих точках пар нормально разомкнутых присоединений должны быть достаточно близкими по численному значению при нормально-разомкнутом режиме. В качестве таких точек были выбраны следующие узлы: 60024 (на опоре № 6 - 00 / 24 присоединения № 6) и ТП - 40 на присоединении № 16, 5101 (на опоре № 5 - 10 / 1 присоединения № 5) и ТП - 5 на присоединении № 23, ТП - 25 на присоединении № 9 и узел 290024 (опора № 29 - 00 / 24 на присоединении № 29), ТП - 56 (присоединение № 36) и ТП - 45 (присоединение № 27).

В результате выбора необходимого комплекса мероприятий по снижению потерь в распределительной сети 6 кВ г. Николаевск-на-Амуре была определена величина снижения потерь относительно существующего уровня, которая позволяет утверждать об эффективности принятого решения. Дальнейшая экономическая целесообразность и эффект от проведения данного комплекса мероприятий будут определены в Разделе 5.

## 5. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРЕДЛОЖЕННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОПТИМИЗАЦИИ ПОТЕРЬ

Для обоснования решения о применении предложенных мероприятий по оптимизации потерь необходимо осуществить технико-экономическую оценку окупаемости предложенного проекта по его затратам и энергетической эффективности. Первым этапом технико-экономической оценки является определение капитальных вложений в сеть.

### 5.1 Определение капитальных вложений в сеть

Все затраты материальных, трудовых и денежных ресурсов, необходимых для осуществления проекта, называют капитальными вложениями.

Капитальные вложения определяются по формуле:

$$K = K_{Л} + K_{Об}, \text{ тыс. руб.} \quad (44)$$

где  $K_{Л}$  – капиталовложения на сооружение линий, тыс. руб;

$K_{Об}$  – капиталовложения на электрооборудование, тыс. руб.

В капитальные вложения на сооружение линий входят затраты на кабели и воздушные линии, их прокладку и монтаж.

Капиталовложение на сооружение питающих линий по укрупненным технико-экономическим показателям определяется по формуле:

$$K_{Л} = k_0 \cdot l \cdot k_{инф.з}, \text{ тыс. руб.} \quad (45)$$

где  $k_0$  – удельная стоимость строительства 1 км линии в ценах 2000 г., тыс. руб. [70];

$k_{инф.з}$  – коэффициент инфляции зональный относительно 2000 года для воздушных линий – 4.16, кабельных – 6,0 для Хабаровского района [71].

Рассчитаем капиталовложения на сооружение воздушных и кабельных линий, используя формулу (45) и данные из [71]:

$$K_{ВЛ} = k_0 \cdot l \cdot k_{инф.з} = 658 \cdot 71,068 \cdot 4.16 = 194533 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{КЛ} = k_0 \cdot l \cdot k_{инф.з} = 1222 \cdot 30,97 \cdot 6 = 227043 \text{ тыс. руб.}$$

В стоимость сооружения КТП будут входить затраты на приобретение КТП, силовых трансформаторов, трансформаторов тока, напряжения, автоматических выключателей и предохранителей, затраты на монтаж и наладку.

Величина капитальных вложений на оборудование, с учетом строительно-монтажных работ определяется исходя из следующей формулы:

$$K_{обор\Sigma} = (K_{обор} + K_{смп}) \cdot k_z, \text{ тыс. руб.} \quad (46)$$

где  $K_{обор}$  – капиталовложения в электрооборудование;

$k_z$  – зональный коэффициент, равный 1,5 согласно [73];

$K_{смп}$  – стоимость строительно-монтажных работ.

Стоимость строительно-монтажных работ принята равной 40 % от стоимости электрооборудования согласно документу [73]:

$$K_{обор.\Sigma} = (K_{обор} + K_{смп}) \cdot k_z = (14 \cdot 540 + 58 \cdot 780 + 15 \cdot 840 + 13 \cdot 1020 + 3 \cdot 1200 + 4 \cdot 784) \cdot 1,5 = 124314 \text{ тыс. руб.}$$

Общая сумма капиталовложений в схему включает в себя капиталовложения на сооружение воздушных и кабельных линий, величину капитальных вложений на оборудование, определяемых по формулам (45,46) и составляет:

$$K = K_{ВЛ} + K_{КЛ} + K_{обор} = 194533 + 227043 + 124314 = 545890 \text{ тыс. руб.}$$

## 5.2 Расчет амортизационных отчислений и эксплуатационных затрат

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукты или работу (услуги). Цель амортизации – накопление финансовых средств, для возмещения изношенных основных фондов. Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости оборудования определяются по формуле:

$$I_{AM} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{СЛ}} , \text{ тыс. руб.} \quad (47)$$

где –  $K_{\Sigma}$  – суммарные капиталовложения в проект, тыс. руб.;

$T_{СЛ}$  – срок службы соответствующего оборудования, принимаем равным 20 годам.

Согласно формуле (47) рассчитаем амортизационные отчисления для рассматриваемой сети:

$$I_{AM} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{СЛ}} = \frac{545890}{20} = 27294 \text{ тыс. руб.}$$

В результате износа и старения электротехнических устройств воздушных и кабельных линий изменяются их параметры и техническое состояние, появляется вероятность их отказа. Авария и выход из строя электротехнического оборудования и линий передач способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к экономическому и социальному ущербу у потребителей. Поэтому необходимы профилактические и предупредительные мероприятия по поддержанию оборудования и линий передач в хорошем техническом состоянии. Эта задача решается планово-предупредительными ремонтами и техническим обслуживанием, а также неплановыми (аварийными) ремонтами.

Для расчета эксплуатационных издержек необходимо учесть потери электроэнергии в трансформаторах и потери в линиях.

Стоимость потерь электроэнергии в сети определяется по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}, \text{ тыс. руб.} \quad (48)$$

где  $\Delta W_{\Sigma}$  – потери активной энергии в схеме, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь электроэнергии, равная 0,466 руб./кВт·ч, [17].

Эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$I_{\text{экс}} = K_{\text{Об}} \cdot \alpha_{\text{Об}} + K_{\text{КЛ}} \cdot \alpha_{\text{КЛ}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{ВЛ}}, \text{ тыс. руб.} \quad (49)$$

где  $K_{\text{Об}}$ ,  $K_{\text{КЛ}}$ ,  $K_{\text{ВЛ}}$  – суммарные капиталовложения на электрооборудование, КЛ и ВЛ, тыс. руб.;

$\alpha_{\text{ПС}}$ ,  $\alpha_{\text{КЛ}}$ ,  $\alpha_{\text{ВЛ}}$  – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ПС ( $\alpha_{\text{ПС}} = 0,059$ ), КЛ ( $\alpha_{\text{КЛ}} = 0,023$ ) и ВЛ ( $\alpha_{\text{ВЛ}} = 0,026$ ) [64].

Зная величину суммарных потерь активной энергии в распределительной сети определим значения стоимости потерь и эксплуатационных издержек согласно формулам (48, 49):

$$\begin{aligned} \Delta W_{\Sigma} &= \Delta P_{\Sigma T.XX} \cdot T + k_{\kappa} \cdot (\Delta P_{\Sigma Л} + \Delta P_{\Sigma ТН}) \cdot T \cdot k_{\phi}^2 = 48,04 \cdot 8760 + (131,85 + \\ &+ 90,08) \cdot 0,99 \cdot 1,11 \cdot 8760 = 2528591 \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \end{aligned}$$

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W} = 2528591 \cdot 0,466 = 1,18 \text{ млн. руб.};$$

$$\begin{aligned} I_{\text{экс}} &= K_{\text{Об}} \cdot \alpha_{\text{Об}} + K_{\text{КЛ}} \cdot \alpha_{\text{КЛ}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{ВЛ}} = \\ &= 227,042 \cdot 0,023 + 194,533 \cdot 0,026 + 124,314 \cdot 0,059 = 17,61 \text{ млн. руб.} \end{aligned}$$

### 5.3 Приведённые затраты и чистый доход за расчётный период, дисконтированный доход

Среднегодовые приведённые затраты определяются по следующей формуле:

$$Z_{cp.z} = E \cdot K + I, \text{ млн. руб.}, \quad (50)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования, равный 0,1 согласно [72];

$K$  – капитальные вложения, млн. руб.;

$I$  – суммарные эксплуатационные издержки, млн. руб.;

Определим среднегодовые приведенные затраты по формуле (50):

$$Z_{cp.z} = E \cdot K + I = 0,1 \cdot 545,89 + 17,61 + 27,29 + 1,18 = 100,68 \text{ млн. руб.}$$

Выручка от реализации проекта (эффект), которая в свою очередь зависит от дополнительных объемов продаж электроэнергии потребителю в год, определяется по формуле:

$$Q_{pt} = W_{год} \cdot T, \text{ млн. руб.}; \quad (51)$$

$$Q_{pt} = W_{год} \cdot T = 79610880 \cdot 2,619 = 208,5 \text{ млн. руб.}$$

где  $T$  – тариф на транспорт электроэнергии по сетям АО «ДРСК», принимается 2,619 руб/кВт·ч [17].

Полезно отпускаемая электроэнергия за год определяется по формуле:

$$W_{год} = P_{cp} \cdot T_{год}, \text{ кВт·ч} \quad (52)$$

$$W_{год} = P_{cp} \cdot T_{год} = 9088 \cdot 8760 = 79610880 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

где  $P_{cp}$  – средняя расчетная нагрузка в рассматриваемой схеме, кВт.

$T_{год}$  - число часов в году, равно 8760 ч.

Чистый доход определяется по формуле:

$$ЧД = \sum_m \Phi_m, \text{ млн. руб.} \quad (53)$$

где  $\Phi_m$  - результирующие затраты, млн. руб.;

$m$  - шаг расчётного периода, число лет.

Расчётный период эксплуатации проекта ведётся с нулевого года, т.е. 0, 1, 2, 3, ... $n$ . Для первого года реализации проекта при условии разделения капиталовложений на 3 года равными частями (то есть по одной третьей от общей суммы капиталовложений, равной 181,96 млн. руб.) величина результирующих затрат  $\Phi_m$  составит:

$$\Phi_m = \mathcal{E}t - (Kt + It), \text{ млн. руб.}; \quad (54)$$

$$\Phi_m = \mathcal{E}t - (Kt + It) = 0 - 181,96 = - 181,96 \text{ млн. руб.}$$

где  $\mathcal{E}t$  - экономический эффект в рассматриваемый год, млн. руб.;

$Kt$  - капиталовложения в рассматриваемый год, млн. руб.;

$It$  - издержки в рассматриваемый год, млн. руб.

Чистый дисконтированный доход определяется по формуле:

$$ЧДД = \sum_m \Phi_m (1 + E_{H.П.})^{T_0 - \tau}, \quad (55)$$

где  $T_0$  – год, к которому приводятся разновременные затраты;

$\tau$  – текущий год строительства и эксплуатации.

$E_{нп}$  - ставка дисконтирования, % (определяется исходя из данных Центрального Банка Российской Федерации и равна 8% согласно [72]);

Чистый и чистый дисконтированный доходы определяют превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами соответственно без учета и с учетом неодинаковости эффектов, относящихся к различным моментам времени.

Для первого года реализации проекта чистый дисконтированный доход согласно формуле (55) будет составлять:

$$\text{ЧДД} = \sum_m \Phi_m (1 + E_{н.п.})^{T_0 - \tau} = -181,96 \cdot \left(1 + \frac{8}{100}\right)^{0-1} = -168,48 \text{ млн. руб.}$$

#### 5.4 Определение показателей экономической эффективности

Индекс доходности дисконтированных инвестиций (ИДД) определяется по формуле:

$$\text{ИДД} = 1 + \frac{\text{ЧДД}}{K}, \quad (56)$$

Если ЧДД положителен, то  $\text{ИДД} > 1$ , и проект является эффективным, и наоборот.

Суммарный ЧДД за весь период эксплуатации сети по данным таблицы В1 составляет 7933,28 млн. руб., тогда индекс доходности дисконтированных инвестиций согласно формуле (56) будет равен:

$$\text{ИДД} = 1 + \frac{\text{ЧДД}}{K} = 1 + \frac{7933,28}{545,89} = 15,5.$$

Исходя из полученного значения ИДД можно утверждать о том, что предлагаемый проект изменения конфигурации сети эффективен.



Внутренняя норма доходности (ВНД) - такое положительное число  $E_v$ , при котором при норме дисконта  $E_{н. п.} = E_v$ , ЧДД проекта становится равным нулю. При всех больших значениях норма дисконта отрицательна, при всех меньших значениях – положительна. Для определения эффективности инвестиционного проекта значение ВНД необходимо сравнивать с нормой дисконта. Инвестиционные проекты с ВНД, превышающей норму дисконта, имеют положительный ЧДД и являются эффективными. Проекты, у которых ВНД меньше нормы доходности, имеют отрицательный ЧДД и неэффективны. Внутренняя норма доходности может использоваться для экономической оценки проектных решений при известных приемлемых значениях. Условно ее значение принимается равным 9%.

Результаты расчёта экономических показателей показаны в таблице В1 приложения В. Согласно рисунку В2, простой срок окупаемости для предлагаемого проекта будет составлять 7 лет.

Для определения дисконтированного срока окупаемости используется таблица В1 с результатами расчёта ЧДД нарастающим итогом, по которой строится график ЧДД для определения дисконтированного срока окупаемости.

Срок окупаемости с учетом дисконтирования - продолжительность периода от начала введения проекта до момента его окупаемости с учетом дисконтирования, то есть до момента, когда текущий ЧДД становится положительным. При оценке эффективности срок окупаемости является ограничением. При отсутствии регламентирующей документации срок окупаемости капитальных вложений можно принимать равным восьми годам после начала эксплуатации.

На рисунке В3 приложения В приводится график ЧДД для определения дисконтированного срока окупаемости проекта. Согласно данному рисунку дисконтированный срок окупаемости для предлагаемого проекта распределительной сети составляет 12 лет.

Расчёт рентабельности инвестиций производится по каждому году расчетного периода после начала эксплуатации электрической сети или по характерным годам. Рентабельность инвестиций оценивается по формуле:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \text{ о. е.} \quad (57)$$

где  $\mathcal{E}_t$  - системный эффект, обусловленный вводом рассматриваемого объекта в год  $t$ ;

$H_t$  - налог на прибыль (устанавливается через процент балансовой прибыли, принимается 20% от эффекта), млн. руб.;

$I_t$  - общие годовые эксплуатационные расходы по электросетевому объекту без учета затрат на амортизацию, млн. руб.;

$K$  - капитальные затраты (инвестиции) млн. руб.

Полученное значение рентабельности должно превышать величину среднего норматива дисконтирования. Рассчитаем её величину по формуле (57) и переведем полученное значение в проценты:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K} = \frac{208,50 - 46,09 - 0,2 \cdot 208,50}{545,89} \cdot 100 \% = 22 \% \geq 8 \%,$$

Поскольку значение рентабельности превышает величину среднего норматива дисконтирования почти в 3 раза, то предлагаемый проект можно считать рентабельным.

Более подробный расчет экономических показателей был приведён в таблице В1 приложения В и выполнен в программном комплексе MS Excel.

В результате выполненного экономического расчёта было установлено, что предложенный проект можно использовать для реализации, поскольку он имеет высокую экономическую эффективность, быстро окупаем и имеет высокую рентабельность.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В магистерской работе был произведен структурный анализ электрической распределительной сети 6 кВ г. Николаевска-на-Амуре, который установил её сложнозамкнутый и изолированный характер, точное число присоединений, структура которых была приведена в приложении А. Оценен существующий уровень загрузки трансформаторных подстанций, кабельных и воздушных линий, который позволил выделить очаги повышенных технических потерь на отдельных трансформаторных подстанциях и присоединениях. Было установлено, что причиной высоких потерь электроэнергии являются потери в линиях электропередачи и неравномерная загрузка трансформаторных подстанций. Произведены расчёты нормального режима средних нагрузок электрической сети для оценки уровня потери мощности и падения напряжения.

Для уменьшения доли технических потерь в распределительной сети и улучшения качества электроэнергии, отпускаемой потребителям, был предложен комплекс мероприятий по изменению конфигурации существующей распределительной сети, включающий в себя: переход с существующего уровня напряжения 6 кВ на повышенный класс напряжения 10 кВ, замену старых и превысивших срок службы проводников линий электропередачи с применением современных типов кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена и самонесущих изолированных проводов, замену существующих трансформаторных подстанций на комплектные. На основании предложенных мероприятий произведен выбор необходимых элементов электрической сети, изменена структура присоединений с целью равномерного распределения мощности, увеличена надёжность снабжения потребителей электроэнергией при помощи создания гибких связей и установки реклоузеров в точках нормального размыкания. Были выполнены расчёты нормальных и послеаварийных режимов электрической сети для режима максимальных и средних мощностей, результаты которых были представлены в приложении Б. Установлено, что предлагаемый комплекс мероприятий позволяет уменьшить технические потери электроэнергии в 1,5

раза относительно их существующего уровня, увеличить надёжность и качество электроснабжения потребителей.

Была проверена осуществимость проекта на основании расчётов экономической эффективности, которые показали, что предлагаемый проект изменения конфигурации сети имеет высокую экономическую эффективность, быстро окупаем за счет относительно короткого дисконтированного срока окупаемости - 12 лет. Предлагаемый проект можно назвать рентабельным, поскольку значение рентабельности превышает величину среднего норматива дисконтирования почти в 3 раза.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Годовой отчет 2017. Инновации сегодня – надежность в будущем [Электронный ресурс] // ПАО «Россети» : офиц. сайт. – 2019. – Режим доступа : <https://www.rosseti.ru/investors/info/year/>
- 2 Численность населения Хабаровского края по муниципальным образованиям на 1 января 2019 года [Электронный ресурс] // Управление Федеральной службы государственной статистики по Хабаровскому краю, Магаданской области, Еврейской автономной области и Чукотскому автономному округу : офиц. сайт. – 2019. – Режим доступа : [http://habstat.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat\\_ts/habstat/ru/statistics/hab\\_stat/population/](http://habstat.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_ts/habstat/ru/statistics/hab_stat/population/)
- 3 Официальный сайт администрации Николаевского муниципального района [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 18.05.2019. – Режим доступа : <https://nikoladm.khabkrai.ru>
- 4 Свод правил СП 42.13330.2016 «Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений». Актуализированная редакция СНиП 2.07.01-89\* (утв. приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 30 декабря 2016 г. № 1034/пр [Электронный ресурс] // Система информационно-правового обеспечения Гарант : офиц. сайт. – 2019. – Режим доступа : <https://base.garant.ru/71692326/>
- 5 Жилой фонд в Николаевске-на-Амуре [Электронный ресурс] // Он-лайн-сервис Дом.МинЖКХ : офиц. сайт. – 2019. – Режим доступа : <http://dom.mingkh.ru/habarovskiy-kray/nikolaevsk-na-amure/>
- 6 Яненко, А. Г. Отчёт по производственной практике (научно-исследовательской работе), 21 марта 2019 г. / А. Г. Яненко. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2019. – 37 с.
- 7 ПУЭ 7. Правила устройства электроустановок. Издание 7. Утверждены Приказом Минэнерго России от 8.07.2002 № 204 [Электронный ресурс] // Некоммерческая интернет-версия КонсультантПлюс : офиц. сайт. – 2019. – Режим доступа : [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_98464/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_98464/)

8 Кабышев, А. В. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию: учебное пособие / А. В. Кабышев, С. Г. Обухов. – Томск. : Том. политехн. ун-т, 2005. – 168 с.

9 Схема и программа развития электроэнергетики Хабаровского края на 2018 – 2022 годы : утв. распоряжением Губернатора Хабаровского края от 19 апреля 2018 г. № 179-р [Электронный ресурс] // Комитет Правительства Хабаровского края по развитию топливно-энергетического комплекса : офиц. сайт. – 2019. – Режим доступа : <https://tek.khabkrai.ru/?menu=getfile&id=1023>

10 Новости - Отрасли ТЭК. Прокуратура выяснила причины аварии на ТЭЦ в Николаевске-на-Амуре [Электронный ресурс] // Интернет – портал общества ТЭК EnergyLand.info : офиц. сайт. – 2019. – Режим доступа : <http://www.energyland.info/analitic-show-99991>

11 Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. N 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям» [Электронный ресурс] // Система информационно-правового обеспечения Гарант : офиц. сайт. – 2019. – Режим доступа : <http://base.garant.ru/195516/>

12 РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (с Изменением N 1) [Электронный ресурс] // Профессиональные справочные системы Техэксперт : офиц. сайт. – 2019. – Режим доступа : <http://docs.cntd.ru/document/1200028852>

13 Приказ Министерства энергетики РФ от 7 августа 2014 г. N 506 «Об утверждении Методики определения нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям» (с изменениями и дополнениями) [Электронный ресурс] // Система информационно-правового обеспечения Гарант : офиц. сайт. – 2019. – Режим доступа : <http://base.garant.ru/70747774/>

14 Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 N 861 (ред. от 13.08.2018) «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недис-

криминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы ...» [Электронный ресурс] // Некоммерческая интернет-версия КонсультантПлюс : офиц. сайт. – 2019. – Режим доступа : <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=304885&rnd=3C1BE9DE22BCA819A0264C79B0482DC3&from=307046-0#08971077302165272>

15 ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением №1) [Электронный ресурс] // Профессиональные справочные системы Техэксперт : офиц. сайт. – 2019. – Режим доступа : <http://docs.cntd.ru/document/1200012414>

16 Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям : утв. Приказом Мин-ва энергетики РФ № 326 от 30.12.2008 [Электронный ресурс] // Система информационно-правового обеспечения Гарант : офиц. сайт. – 2019. – Режим доступа : <https://base.garant.ru/195516/>

17 Постановление №44/5 от 27.12.2018 г. Комитета по ценам и тарифам Правительства Хабаровского Края «Об установлении цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую гарантирующим поставщиком – публичным акционерным обществом "Дальневосточная энергетическая компания" (филиал "Хабаровскэнергосбыт") покупателям на территории Николаевского района Хабаровского края, за исключением электрической энергии (мощности), предоставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей, на 2019 год» [Электронный ресурс] // Официальный интернет-портал нормативных правовых актов Хабаровского края : офиц. сайт. – 2019. – Режим доступа : [http://dvforum.khabkrai.ru/pdf/%D0%BF%D1%86\\_44005\\_27122018\\_000.pdf](http://dvforum.khabkrai.ru/pdf/%D0%BF%D1%86_44005_27122018_000.pdf)

18 Методические рекомендации «Методические рекомендации по определению потерь электрической энергии в городских электрических сетях напряжением 10 (6)-0,4 кВ» [Электронный ресурс] // Бесплатная база ГОСТ docplan.ru : офиц. сайт. – 2019. – Режим доступа : <https://docplan.ru/Data1/45/45970/index.htm>

19 Методические рекомендации «Методические рекомендации расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях» [Электронный ресурс] // Система информационно-правового обеспечения Гарант : офиц. сайт. – 2019. – Режим доступа : <https://base.garant.ru/195516/>

20 РД 34.09.254. Руководящий документ. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений [Электронный ресурс] // Некоммерческая интернет-версия КонсультантПлюс : офиц. сайт. – 2019. – Режим доступа : <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=OTN&n=22315#04725641740479878>

21 Савина, Н. В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях / Н. В. Савина: - Новосибирск : Наука, 2008. – 228 с.

22 Расчет и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях. Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко [и др.]. – М. : ЭНАС, 2008. – 280 с.

23 Шведов, Г. В. Потери электроэнергии при ее транспорте по электрическим сетям : расчет, анализ, нормирование и снижение / под ред. Ю. С. Железко. – М. : Издательский дом МЭИ, 2013. - 424 с.

24 Красник, В. В. 102 способа хищения электроэнергии / В. В. Красник. – М. : ЭНАС, 2010. – 112 с.

25 Киреева, Э. А. Автоматизация и экономия электроэнергии в системах промышленного электроснабжения : Справочные материалы и примеры



расчетов / Э. А. Киреева, Т. Юнес, М. Айюби. – М. : Энергоатомиздат, 1998. – 320 с.

26 Липкин, Б. Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Б. Ю. Липкин. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : «Высшая школа», 1990. – 367 с.

27 Железко, Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии : Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. – М. : ЭНАС, 2009. – 456 с.

28 Идельчик, В. И. Электрические системы и сети : Учебник для вузов / В. И. Идельчик – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

29 Воротницкий, В. Э. Методы и средства расчета, анализа и снижения потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям / В. Э. Воротницкий, С. В. Заслонов, О. В. Туркина. – М. : 2006. - 167 с.

30 Железко, Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю. С. Железко. - М. : Энергоатомиздат, 1989. - 174 с.

31 Железко, Ю. С. Инструкция по нормированию, анализу и снижению потерь электроэнергии в электрических сетях и энергоснабжающих организациях / Ю. С. Железко. - М. : РАО "ЕЭС России", 2001. - 53 с.

32 Железко, Ю. С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях : Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. - 276 с.

33 Электротехнический справочник : В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под ред. В. Г. Герасимова, А. Ф. Дьякова, Н. Ф. Ильинского [и др.]. - 9-е изд., стер. - М. : Издательство МЭИ, 2004. - 964 с.

34 Будзко, И. А. Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов / И. А. Будзко, М. С. Левин. - М. : Агропромиздат, 1985. – 320 с.

- 35 Воротницкий, В. Э. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В. Э. Воротницкий, Ю. С. Железко, В. Н. Казанцев. - М. : Энергоатомиздат, 1983. – 368 с.
- 36 Короткевич, М. А. Основы эксплуатации электрических сетей : учеб. пособие / М. А. Короткевич.- Мн. : Высш. шк., 1999. – 267 с.
- 37 Веников, В. А. Электрические системы. Электрические сети : учеб. для электроэнерг. спец. вузов / В. А. Веников, А. А. Глазунов, Л. А. Жуков [и др.] : под ред. В. А. Веникова, В. А. Строева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Высш. шк., 1998. – 511 с.
- 38 Лычев, П. В. Электрические системы и сети. Решение практических задач / П. В. Лычев, В. Т. Федин. - Минск: Дизайн Про, 1997. – 190 с.
- 39 Кокин, С. Е. Схемы электрических подстанций : учебное пособие / С. Е. Кокин, С. А. Дмитриев, А. И. Хальясмаа. – Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2015. – 100 с.
- 40 Бахтиаров, К. Н. Электроснабжение промышленного района: учеб. пособие для выполнения курсового проекта по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети» / К. Н. Бахтиаров, Н. Ю. Шевченко. – Волгоград : ИУНЛ ВолГТУ, 2015. – 100 с.
- 41 Мясоедов, Ю. В. Интеллектуализация систем электроснабжения городов : моногр. / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2017. - 164 с.
- 42 Воротницкий, В. Э. Расчёт, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях : учебно-методическое пособие / В. Э. Воротницкий, М. А. Калинкина. - 3-е изд., стер. – М. : ИПКГосслужбы, 2003. – 64 с.
- 43 Веселов, А. Е., Фастий Г. П., Токарева Е. А. Анализ технических потерь активной электроэнергии во внешних сетях промышленных предприятий, 2009 [Текст] / Вестник Мурманского государственного технического университета, 2009. – с. 78 - 82.

- 44 Горелов, Ю. И., Исаев, Р. М. Потери электроэнергии в распределительных электрических сетях [Текст] / Известия Тульского государственного университета. Технические науки, 2012. – с. 17 - 22.
- 45 Савина, Н. В., Барабаш, Д. А. Комплексный анализ потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях напряжением 10-35 кВ на примере Амурской области [Текст] / Вестник ИрГТУ, №4 (44), 2010. – с. 166 - 173.
- 46 Савина, Н. В., Мясоедов, Ю. В. Системные исследования потерь электроэнергии при функционировании распределительных электрических сетей [Текст] / Вестник ИрГТУ, №1 (60), 2012. – с. 142 - 148.
- 47 Геркусов, А. А., Борданов, С. А. Нормирование потерь электроэнергии в трехфазных электрических сетях систем электроснабжения [Текст] / Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики, №5 - 6, 2006. – с. 29 - 36.
- 48 Гиршин, С. С., Ширяев, А. С., Ляшков, А. А., Калимуллин, А. Т. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в неразветвленной сети с учетом температуры токоведущих частей [Текст] / Омский научный вестник, №2 (152), 2017. – с. 50 – 54.
- 49 Зайцев, В. С., Добровольская, Л. А. Минимизация потерь электроэнергии в системах электропотребления [Текст] / Вестник Приазовского государственного университета, №11, 2009. – с. 263 – 266.
- 50 Савина, Н. В. Системный анализ потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях в условиях неопределенности / Н. В. Савина. – Новосибирск : Наука, 2008. – 228 с.
- 51 Костинский, С. С. Снижение потерь электроэнергии в трансформаторах распределительных сетей внутренним симметрированием их нагрузок / С. С. Костинский. – Новочеркасск : Юж. - Рос. гос. техн. ун – т (НПИ), 2013. – 16 с.

- 52 Железко, Ю. С. Принципы нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях и программное обеспечение расчетов [Текст] / Электрические станции, №9, 2001. - с. 33 - 38.
- 53 Железко, Ю. С. Оценка потерь электроэнергии, обусловленных инструментальными погрешностями измерения [Текст] / Электрические станции, №8, 2001. - с. 19 - 24.
- 54 Галанов, В. П., Галанов, В. В. Влияние качества электроэнергии на уровень ее потерь в сетях [Текст] / Электрические станции, №5, 2001. - с. 54 - 63.
- 55 Воротницкий, В. Э. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в городских электрических сетях [Текст] / Электрические станции, №5, 2000. - с. 9 - 13.
- 56 Овчинников А. Потери электроэнергии в распределительных сетях 0,38 - 6 (10) кВ [Текст] / Новости ЭлектроТехники, 2003, №1, с. 15-17.
- 57 Савина, Н. В., Яненко, А. Г. Оптимизация коэффициентов загрузки распределительных силовых трансформаторов в условиях эксплуатации [Текст] / Сборник трудов IX Международной научно-технической конференции «Энергетика : управление, качество и эффективность использования энергоресурсов», 2019.– с. 86 – 91.
- 58 Radhakrishna, K. R., Ananthapadmanabha T., Likith Kumar, M. V., Chidanandappa, R. Minimization of Losses In Distribution System with D - Facts Devices [Текст] / International Journal of Electrical Engineering & Technology, №7 (4), 2016, с. 1–15.
- 59 Ramesh, L., Chowdhury, S.P., Chowdhury, S., Natarajan, A.A., Gaunt, C.T. Minimization of Power Loss in Distribution Networks by Different Techniques [Текст] / International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering, Vol : 3, №4, 2009, с. 661 – 667.
- 60 Vijaya Krishna, R., Sarath Kumar, K., Jeevana Rao, J. Minimization of Power Losses In Radial Distribution System - A Review [Текст] / International Jour-

nal of Trend in Scientific Research and Development (IJTSRD), Vol : 3, Issue - 1, 2017, с. 9 - 15.

61 Alumona T. L., Nwosu M. O., Ezechukwu A. O., Chijioke J. Overview Of Losses And Solutions In Power Transmission Lines [Текст] / Electronics and computer department, Faculty of Electrical Engineering, Nnamdi Azikikwe University, Awka, Nigeria, Network and Complex Systems, Vol.4, №8, 2014, с. 24 – 31.

62 Савина, Н. В. Учебно-методический комплекс по дисциплине «Электрические сети» для студентов очной формы обучения специальности 140106.65 – «энергообеспечение предприятий». – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2012. – 224 с.

63 Электротехнический справочник : В 4 т. Т. 2. Электротехнические изделия и устройства / под ред. В. Г. Герасимова, А. Ф. Дьякова, Н. Ф. Ильинского [и др.]. - 9-е изд., стер. - М. : Издательство МЭИ, 2004. - 964 с.

64 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

65 Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций : Учебник для техникумов / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

66 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций : Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : Учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - 4-е изд., пререаб. и доп. - М. : Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.

67 Фёдоров, А. А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий : Учебное пособие для вузов / А. А. Фёдоров, Л. Е. Старкова. - М. : Энергоатомиздат, 1987. - 368 с.

68 Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6, 10 - 750 кВ (дата введения - 18.04.2008 г.) [Электронный ресурс] // Открытое акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» :

офиц. сайт. – 2019. – Режим доступа : <https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.014-2008.pdf>

69 Козлов, В. А. Городские распределительные сети / В. А. Козлов. – М. : Энергия, 2010. – 253 с.

70 Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ (дата введения - 9.07.2012 г.) [Электронный ресурс] // Открытое акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» : офиц. сайт. – 2019. – Режим доступа : [http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/sto\\_56947007-29.240.124-2012.pdf](http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/sto_56947007-29.240.124-2012.pdf)

71 Приказ Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства № 1408 - пс/09 «О рекомендуемой величине прогнозных индексов изменения сметной стоимости строительства в I квартале 2019 года, в том числе величине прогнозных индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, прогнозных индексов изменения сметной стоимости пуско-наладочных работ, прогнозных индексов изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, а также величине прогнозных индексов изменения сметной стоимости оборудования» (дата введения - 22.01.2019 г.) [Электронный ресурс] // Сметный центр : офиц. сайт. – 2019. – Режим доступа : [http://www.krasgss.ru/files/indeks\\_minstroy\\_1kv2019.pdf](http://www.krasgss.ru/files/indeks_minstroy_1kv2019.pdf)

72 Инфляция в годовом изменении за январь - апрель 2019 года (дата обращения - 13.05.2019 г.) [Электронный ресурс] // «Банкирша.com» - персональный проект о финансах. – 2019. – Режим доступа : <http://bankirsha.com/uroven-inflyacii-v-rossiyskoy-federacii-po-godam.html>

73 Прейскурант дополнительных услуг ПАО «МОЭСК» [Электронный ресурс] // ПАО «МОЭСК» : официальный сайт. – 2019. – Режим доступа : <https://www.moesk.ru/client/services/doc/Preis-2019-02-04.pdf>

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Структурные схемы и схемы замещения отдельных присоединений

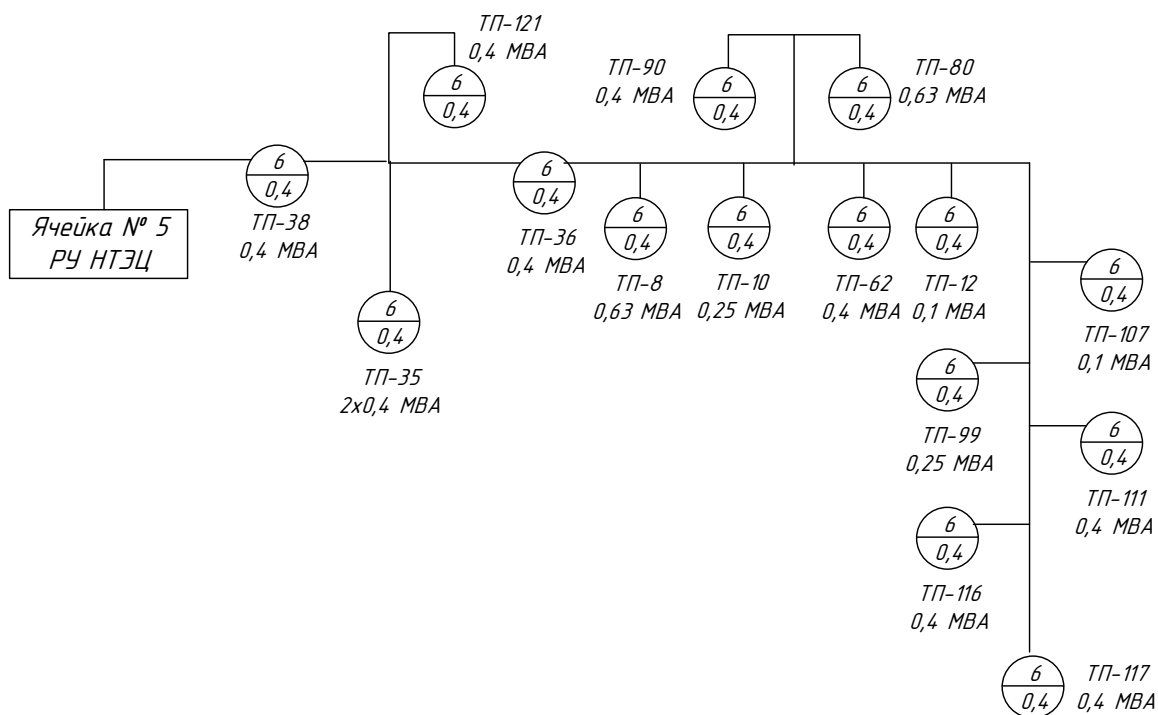


Рисунок А1 – Структурная схема присоединения № 5

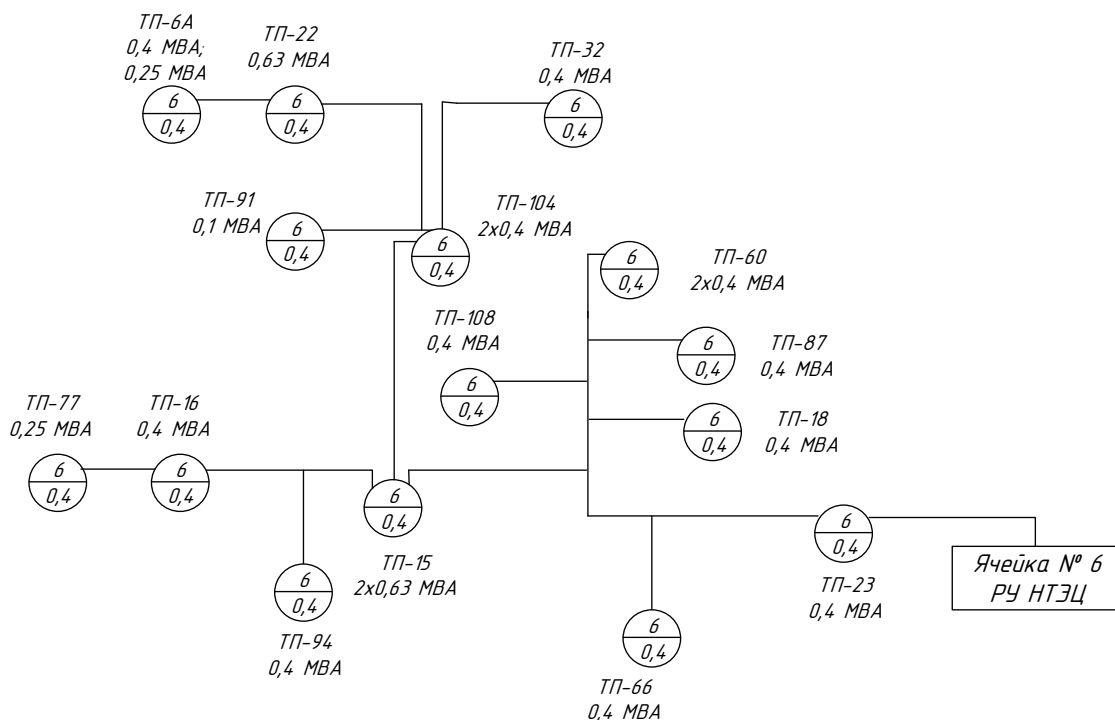


Рисунок А2 – Структурная схема присоединения № 6

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

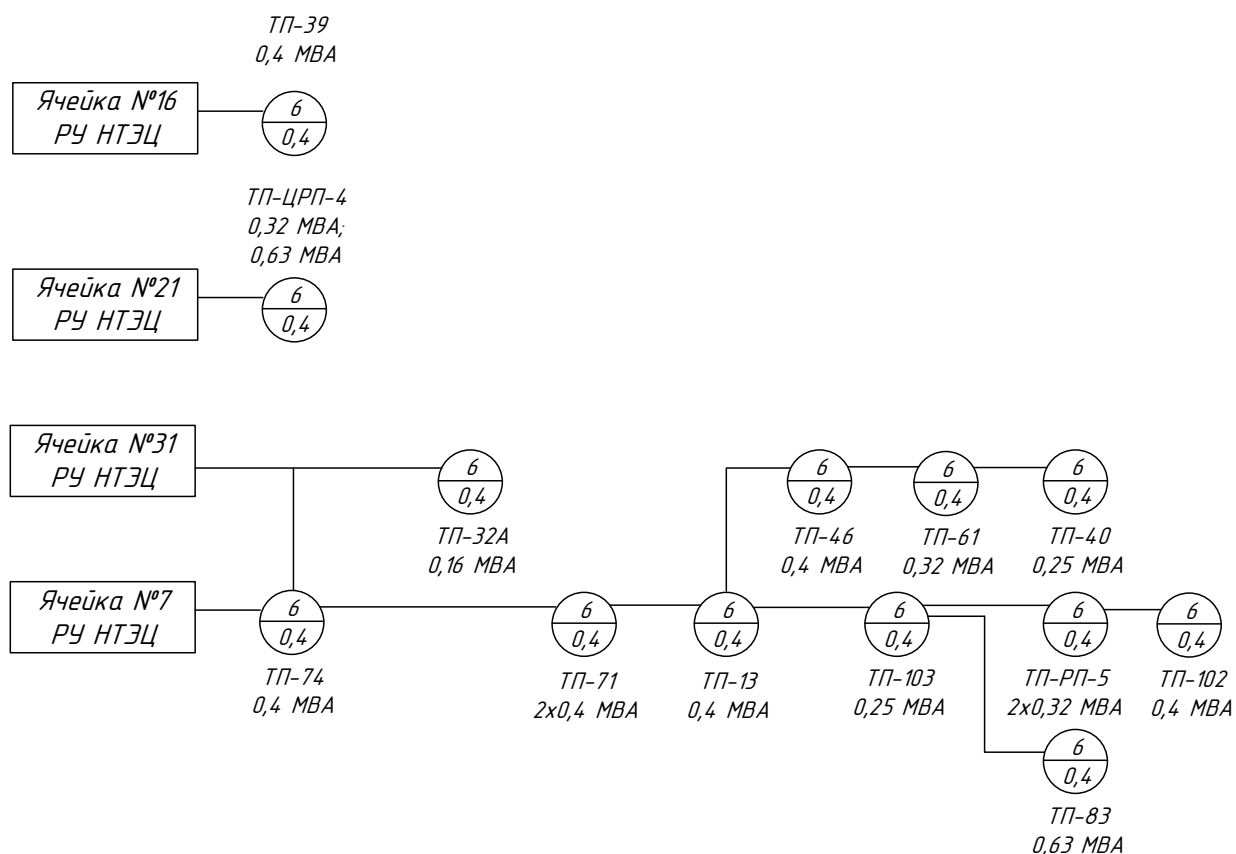


Рисунок А3 – Структурные схемы присоединений № 7, 16, 21, 31

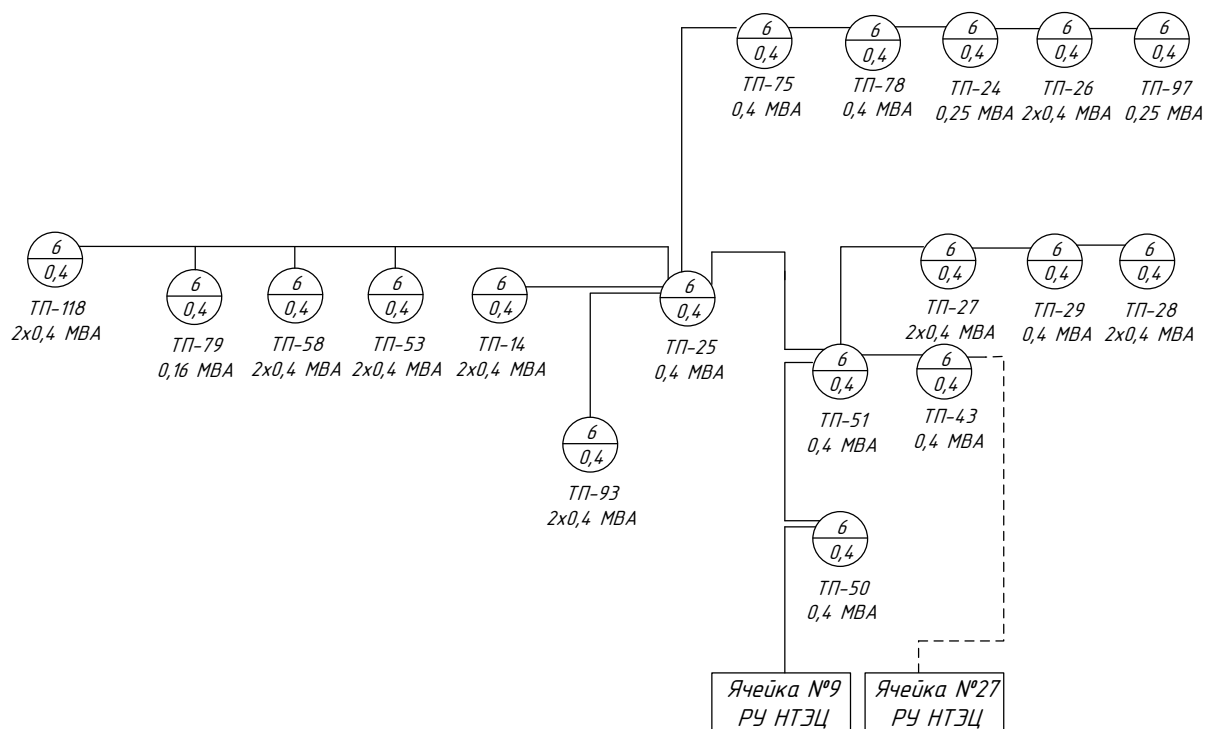


Рисунок А4 – Структурная схема присоединений № 9, 27



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

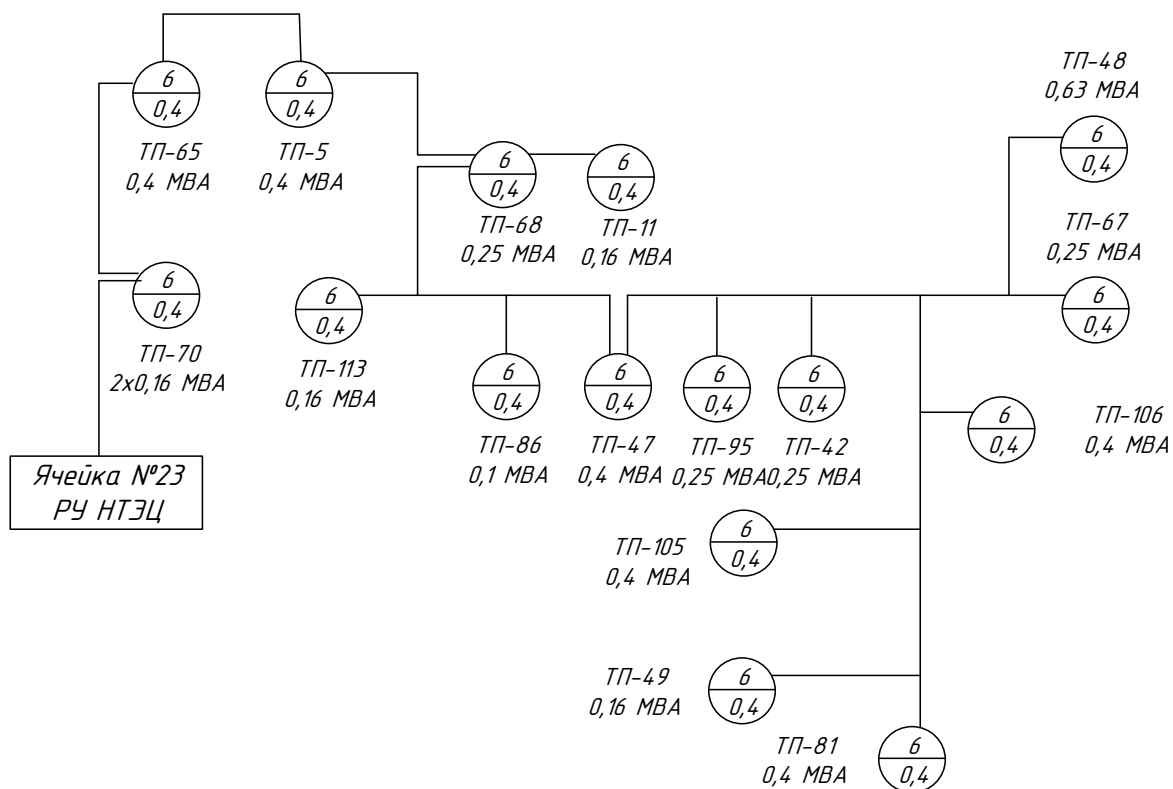


Рисунок А5 – Структурная схема присоединения № 23

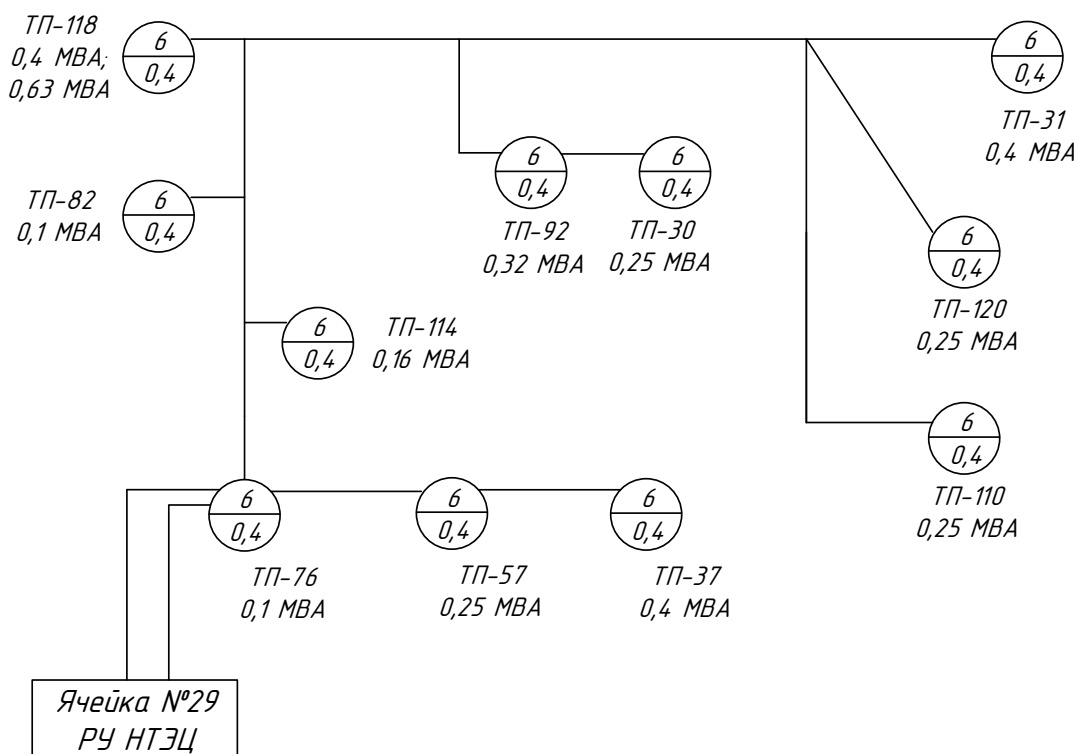


Рисунок А6 – Структурная схема присоединения № 29

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

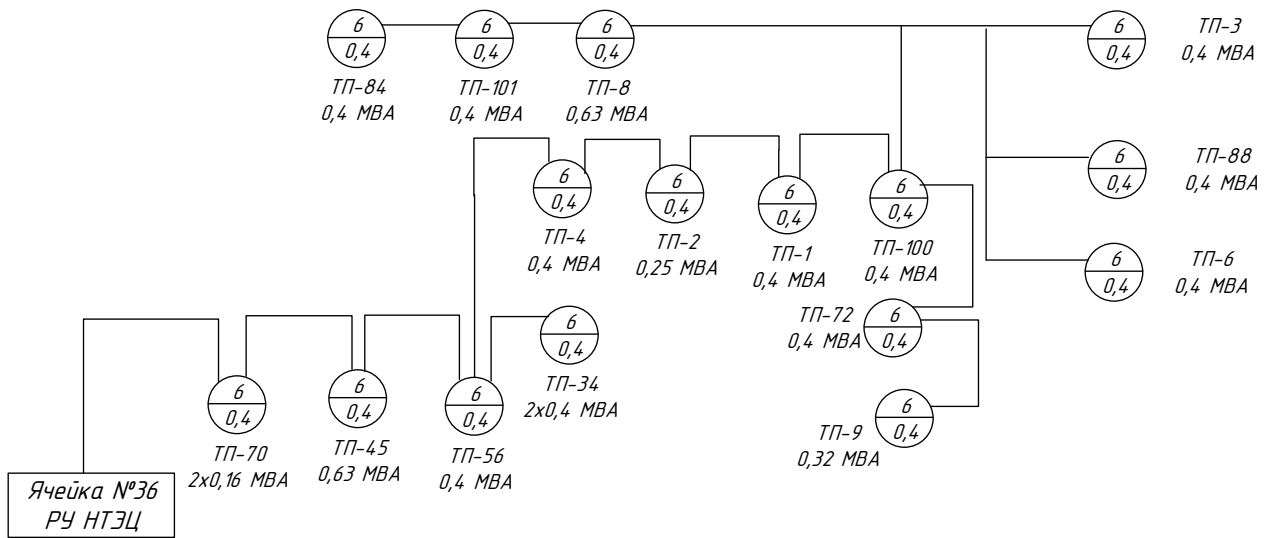


Рисунок А7 – Структурная схема присоединения № 36

Присоединения № 31, 7

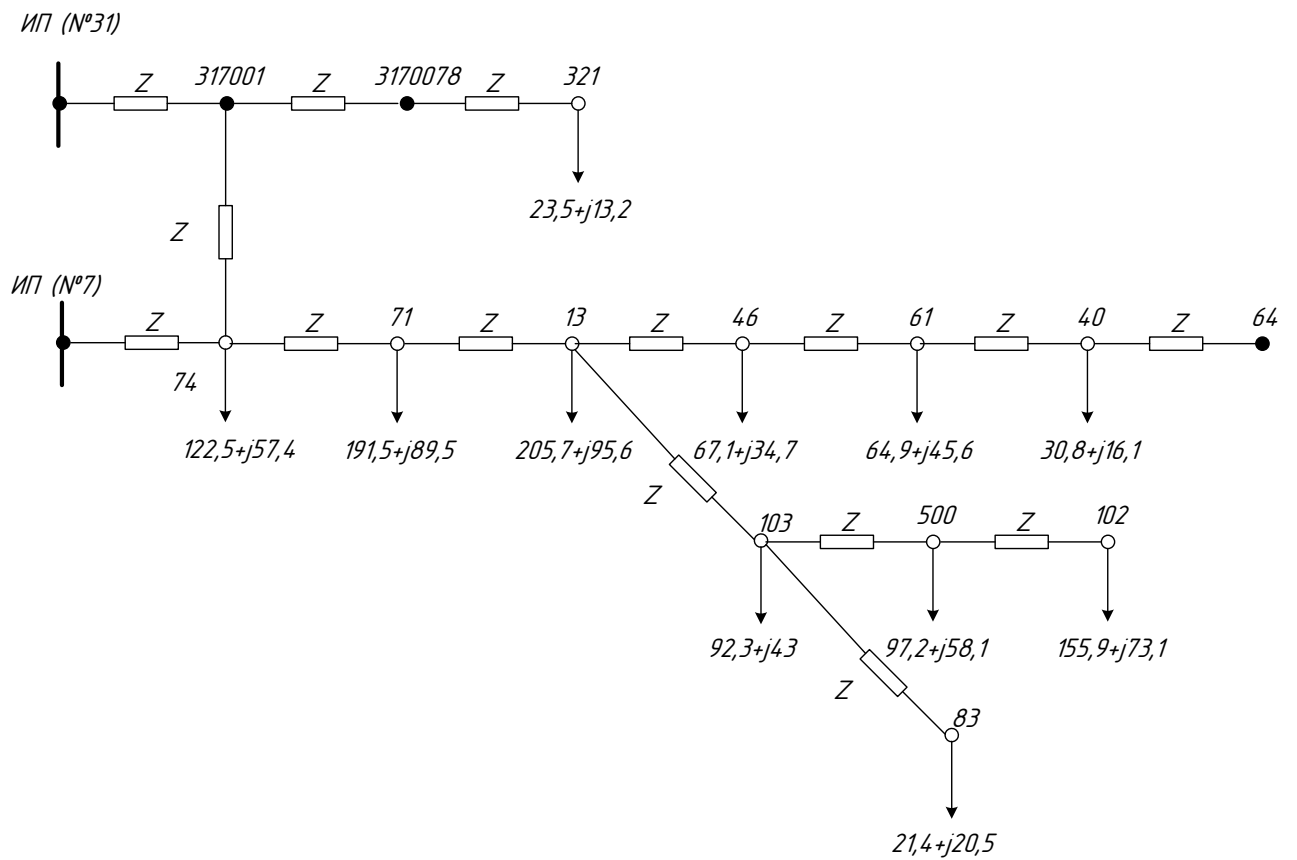


Рисунок А8 – Схемы замещения присоединений № 7, 31

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

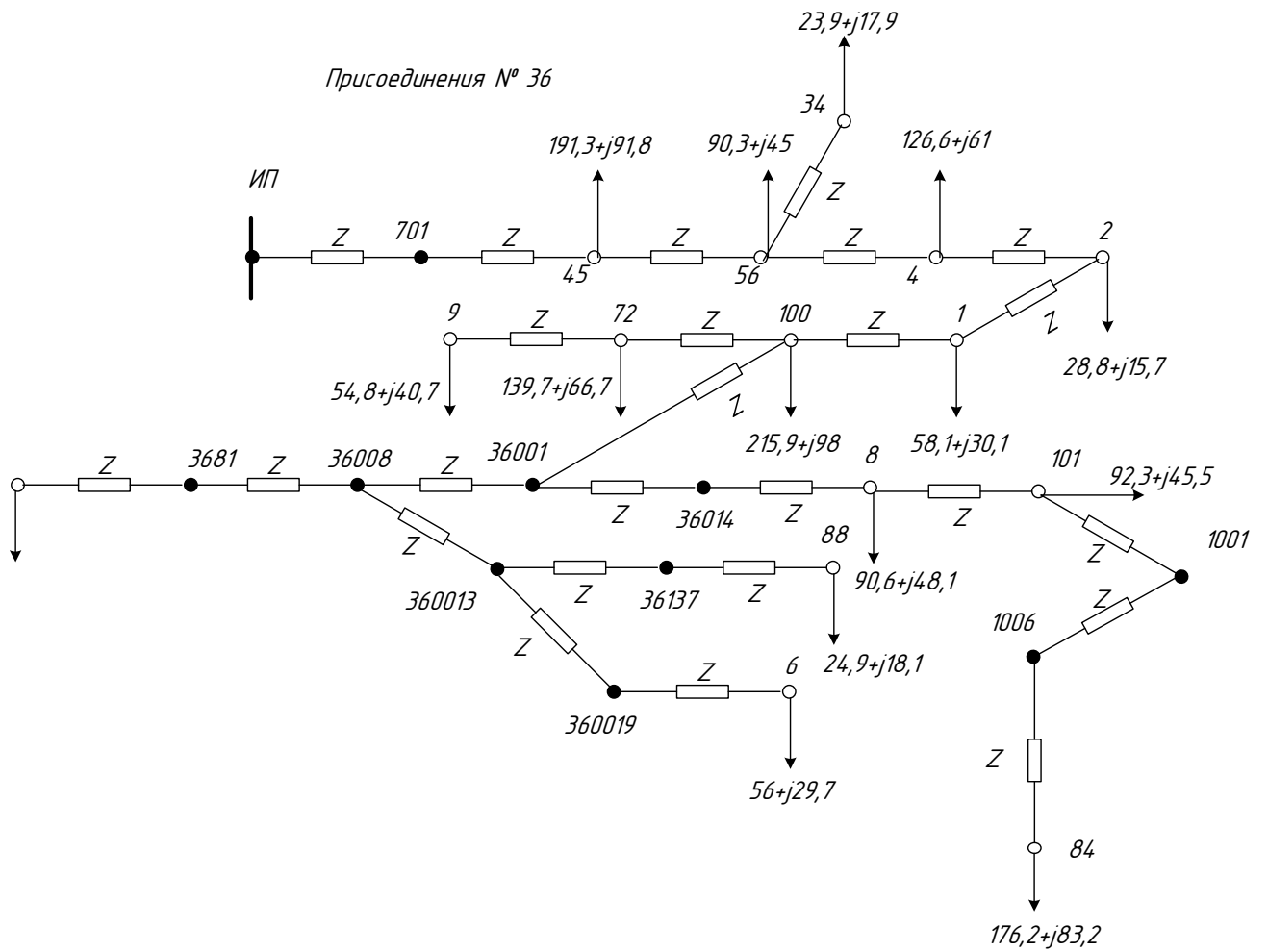


Рисунок А9 – Схема замещения присоединений № 36

# Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Присоединение № 23

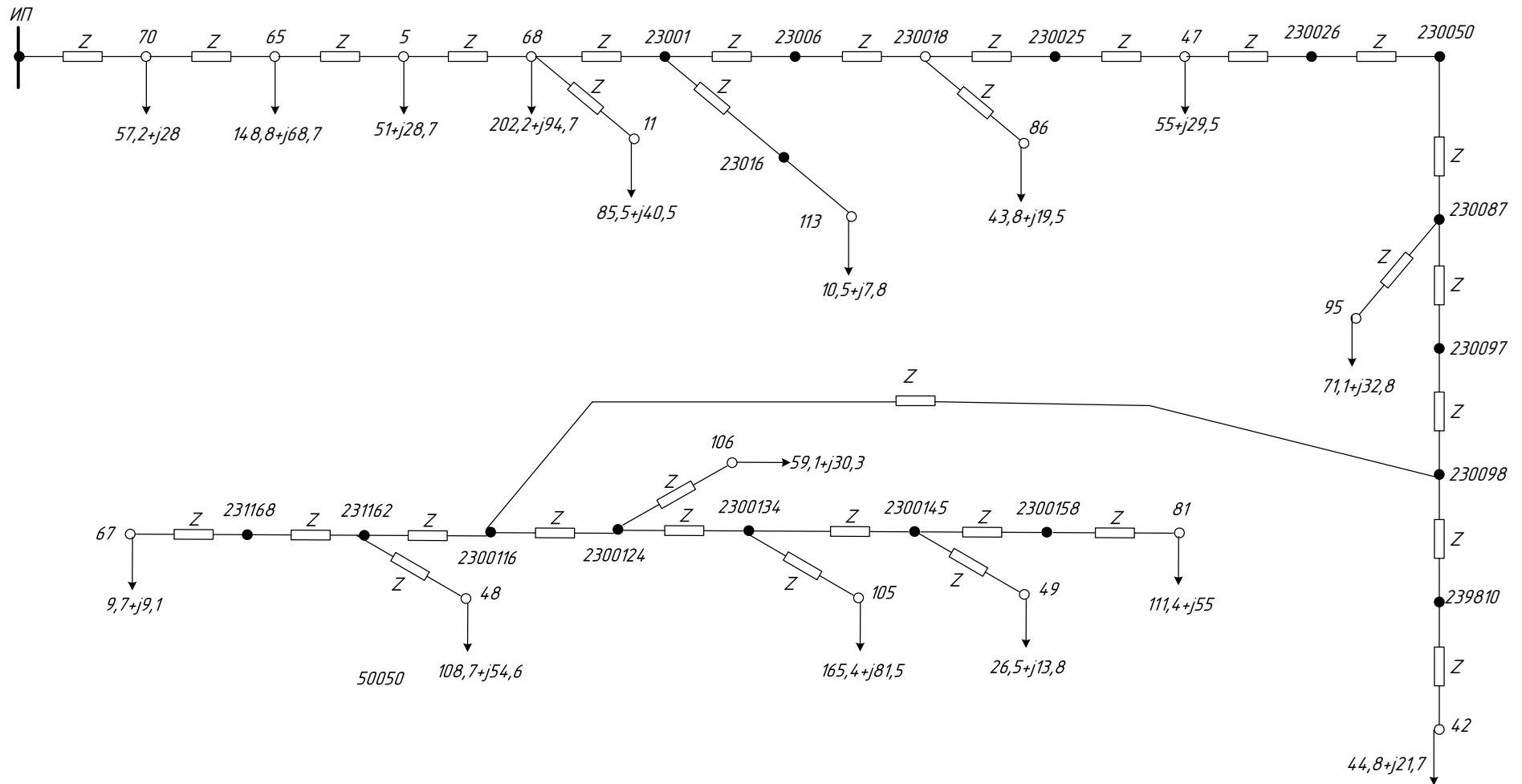
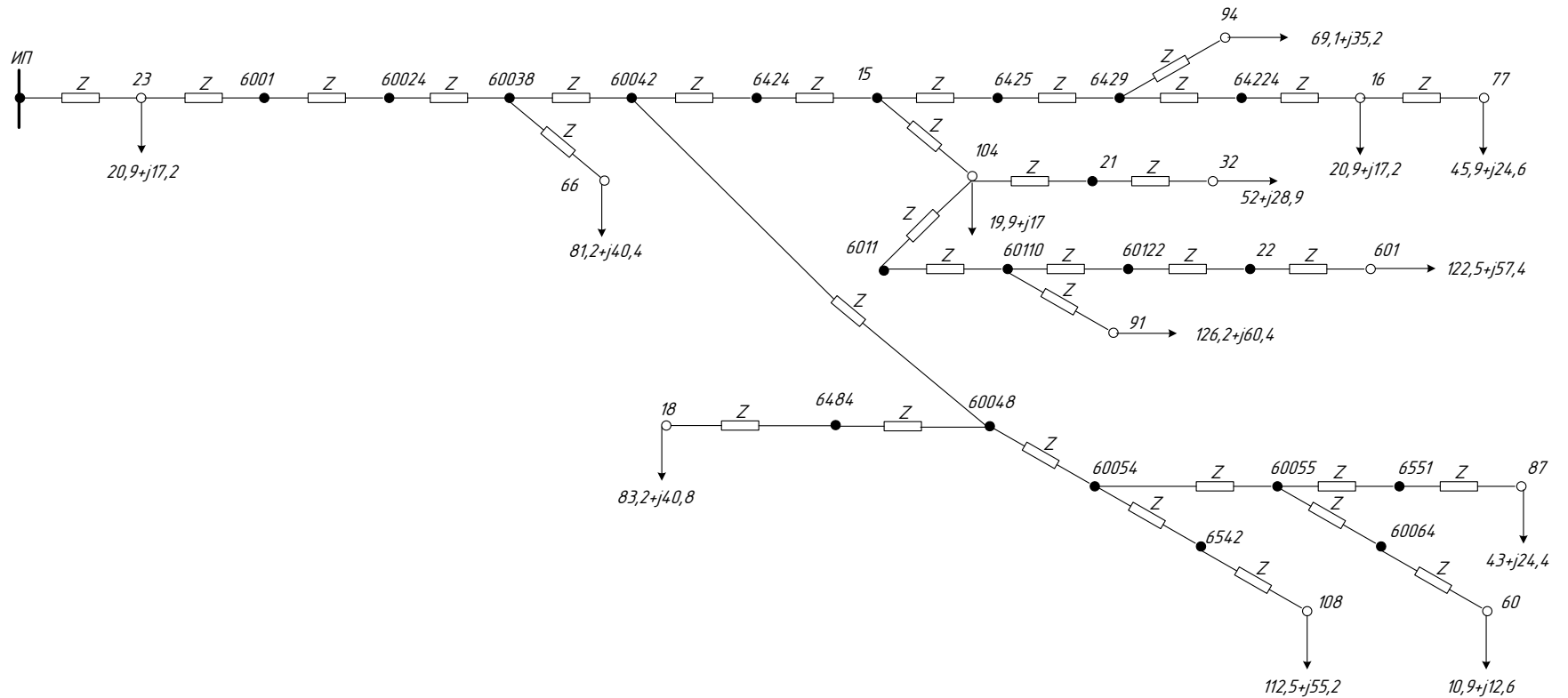


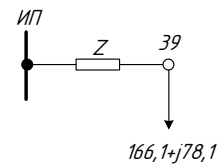
Рисунок А10 – Схема замещения присоединения № 23

# Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Присоединение № 6



Присоединение № 16



Присоединение № 21

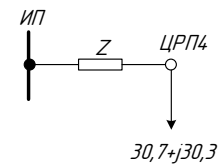


Рисунок А11 – Схемы замещения присоединений № 6, 16, 21

# Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

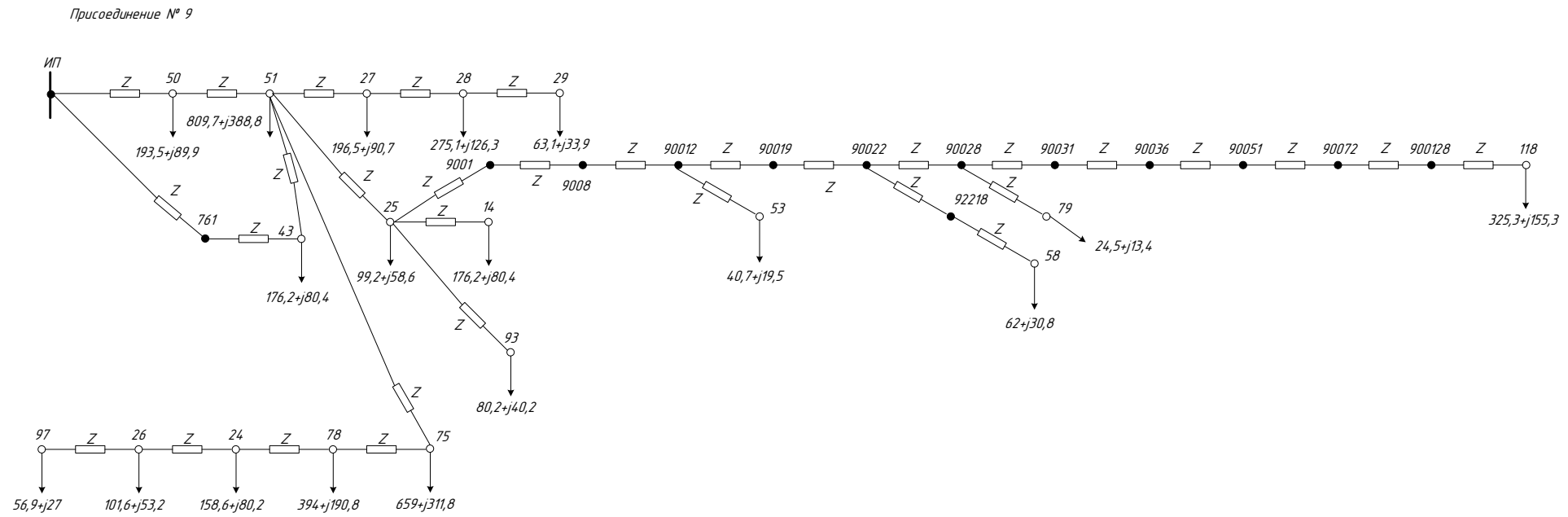


Рисунок А12 – Схема замещения присоединения № 9

# Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Присоединение № 5

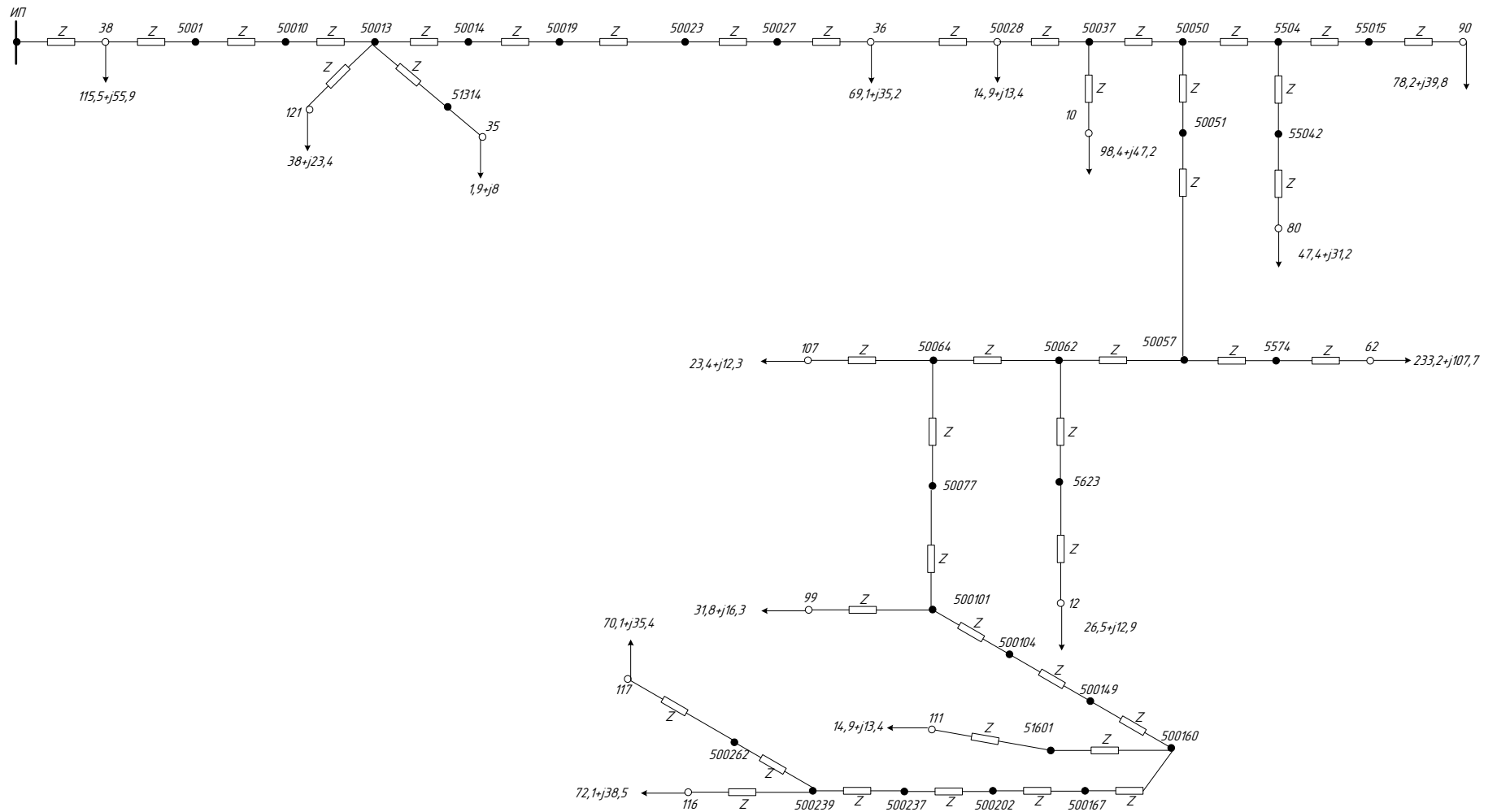


Рисунок А13 – Схема замещения присоединения № 5

# Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

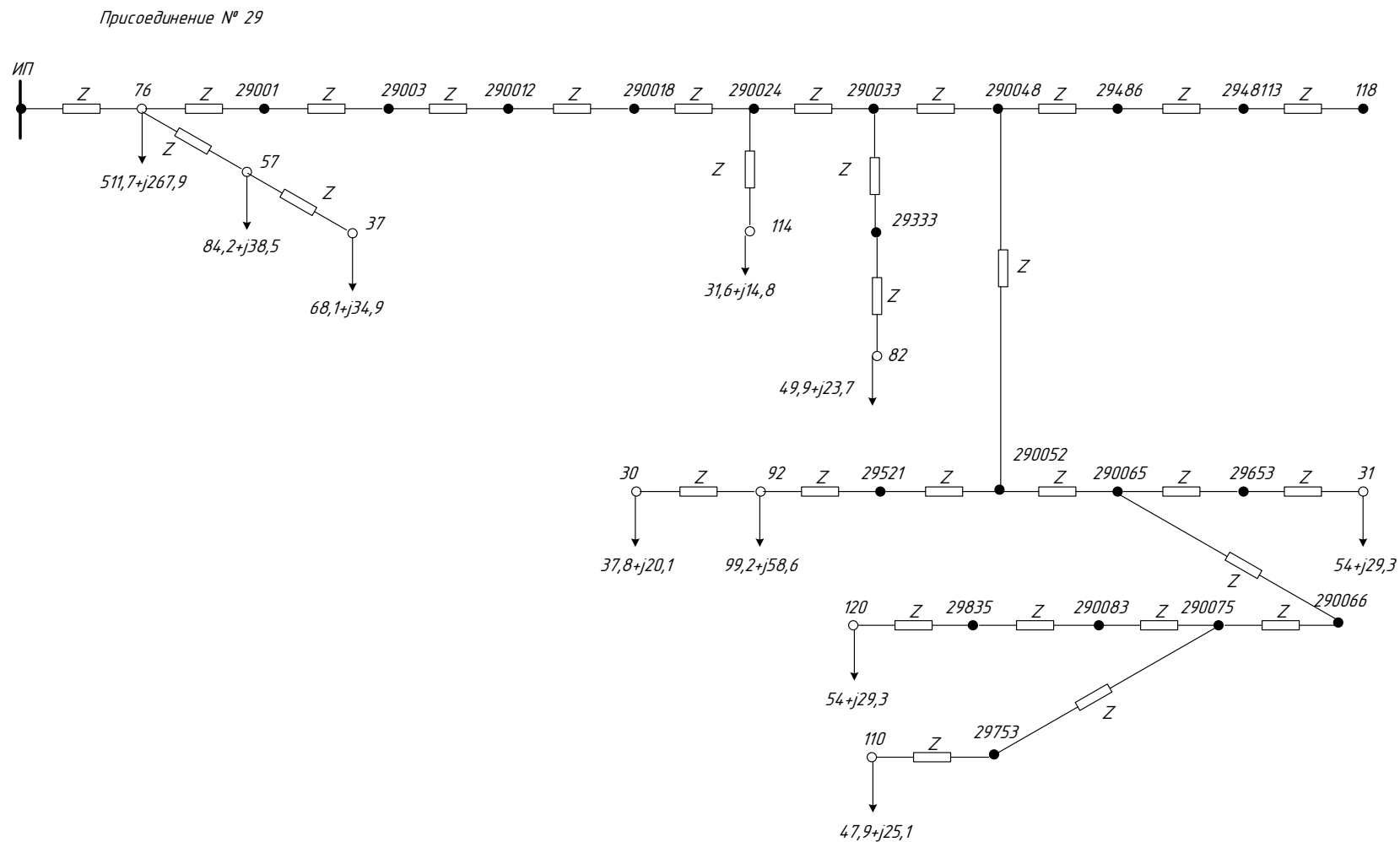


Рисунок А14 – Схема замещения присоединения № 29



# Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Присоединение № 23

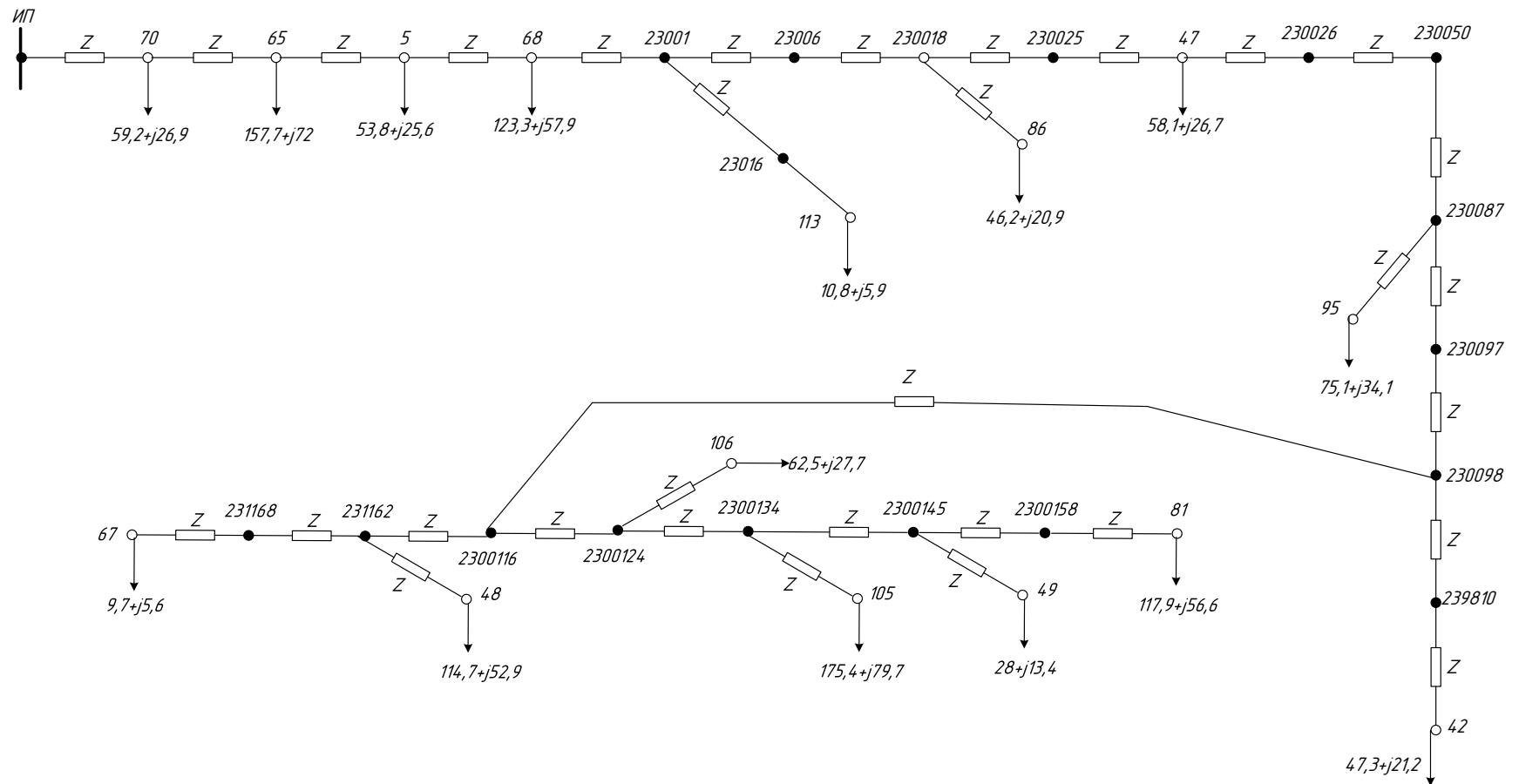


Рисунок А15 – Схема замещения присоединения № 23 после изменения топологии сети

# Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Присоединение № 5

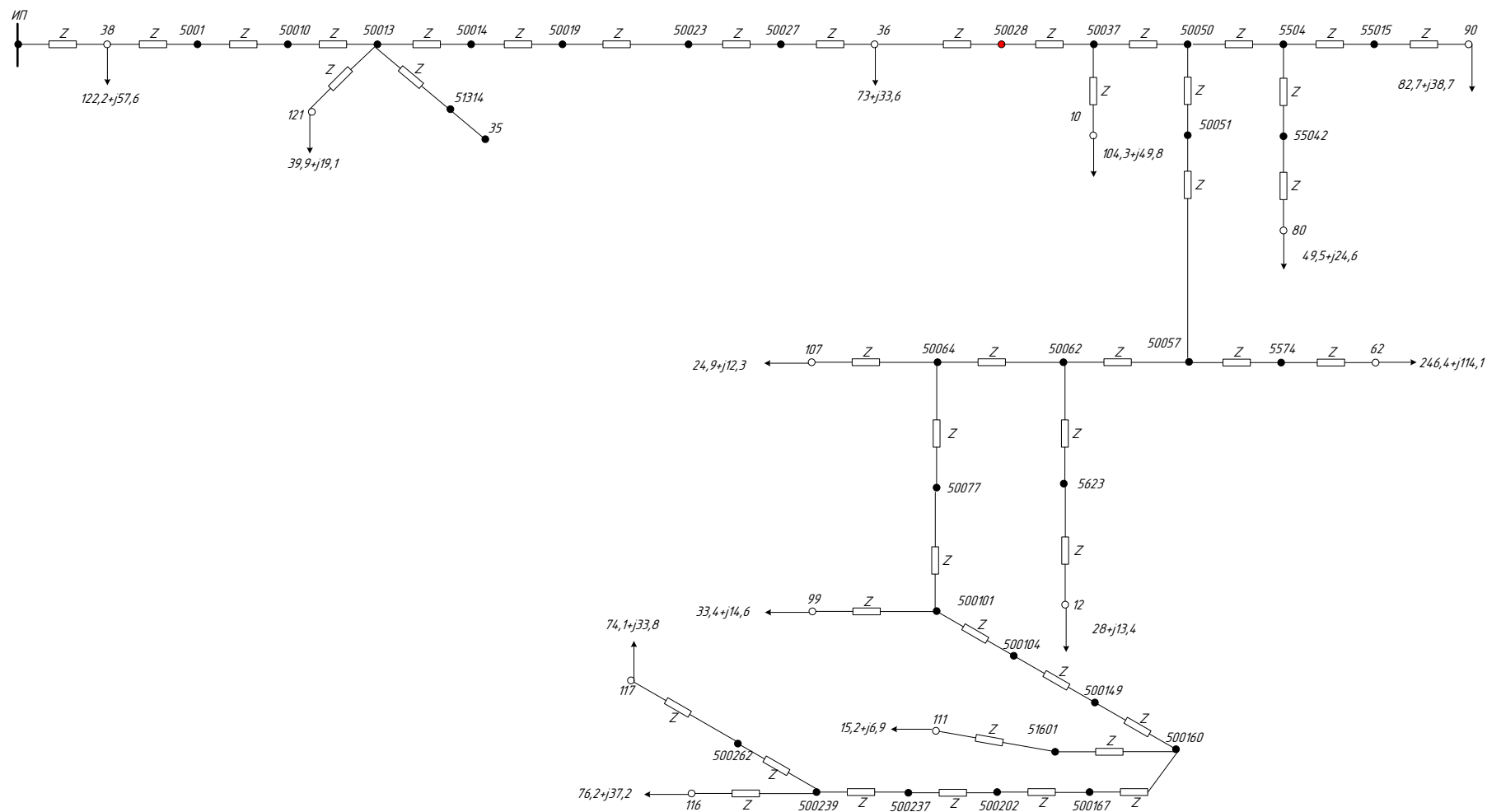
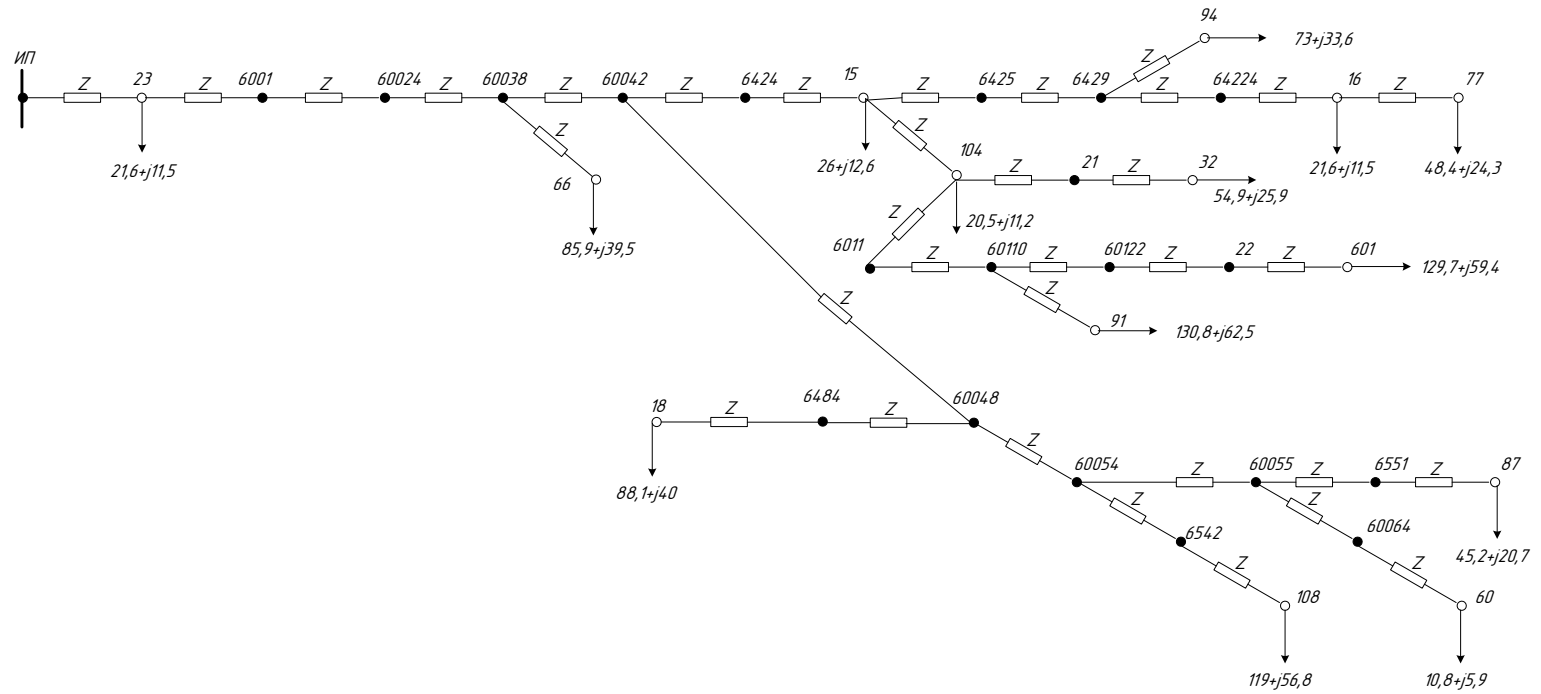


Рисунок А16 – Схема замещения присоединения № 5 после изменения топологии сети

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Присоединение № 6



Присоединение № 16

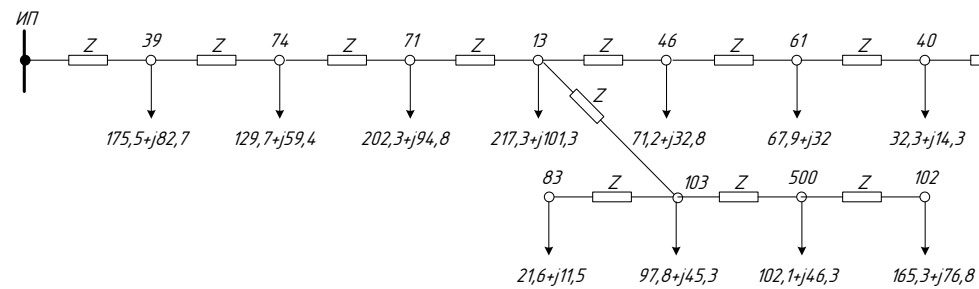


Рисунок А17 – Схемы замещения присоединений № 6, 16 после изменения топологии сети

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

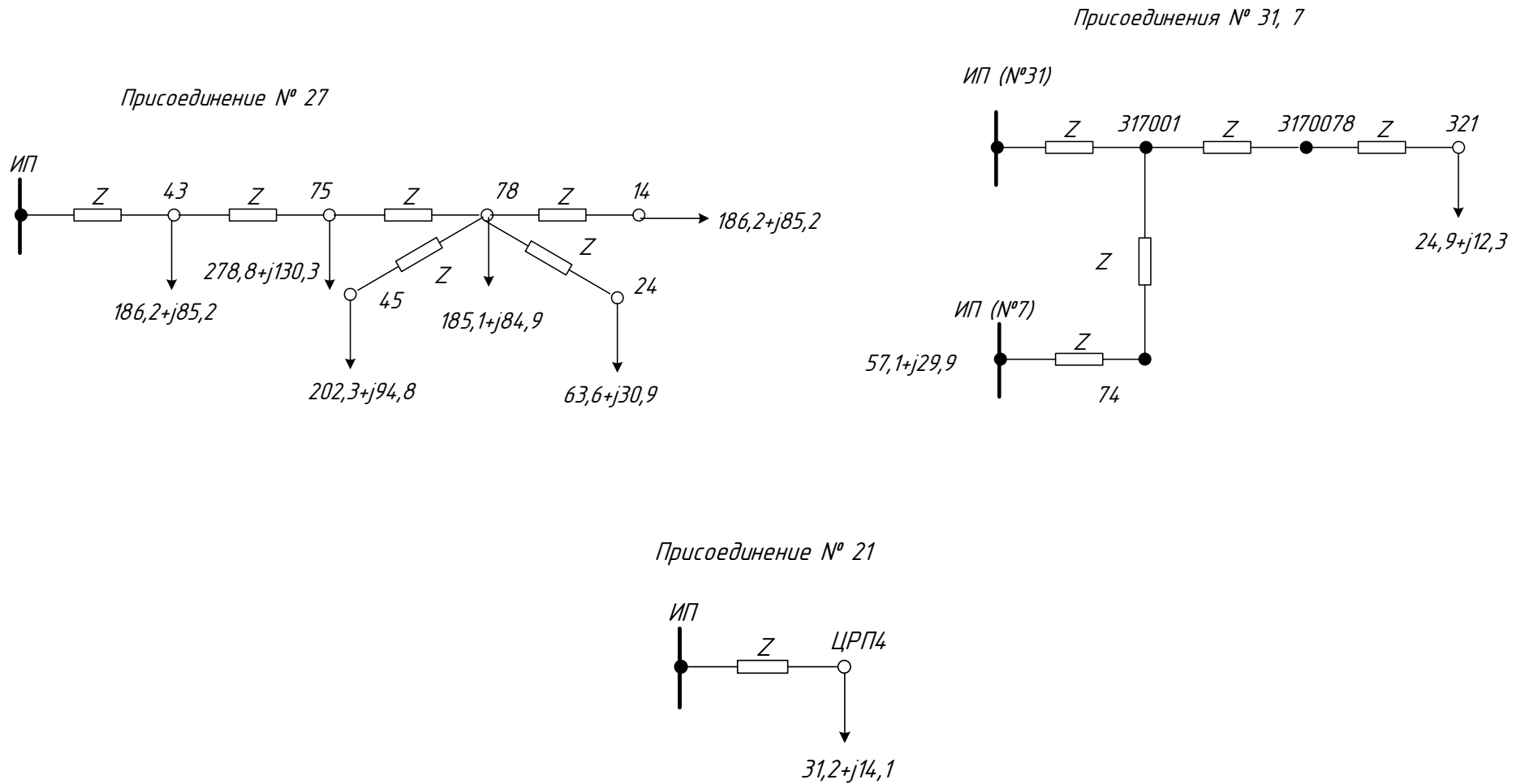


Рисунок А18 – Схемы замещения присоединений № 7, 21, 27, 31 после изменения топологии сети

# Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

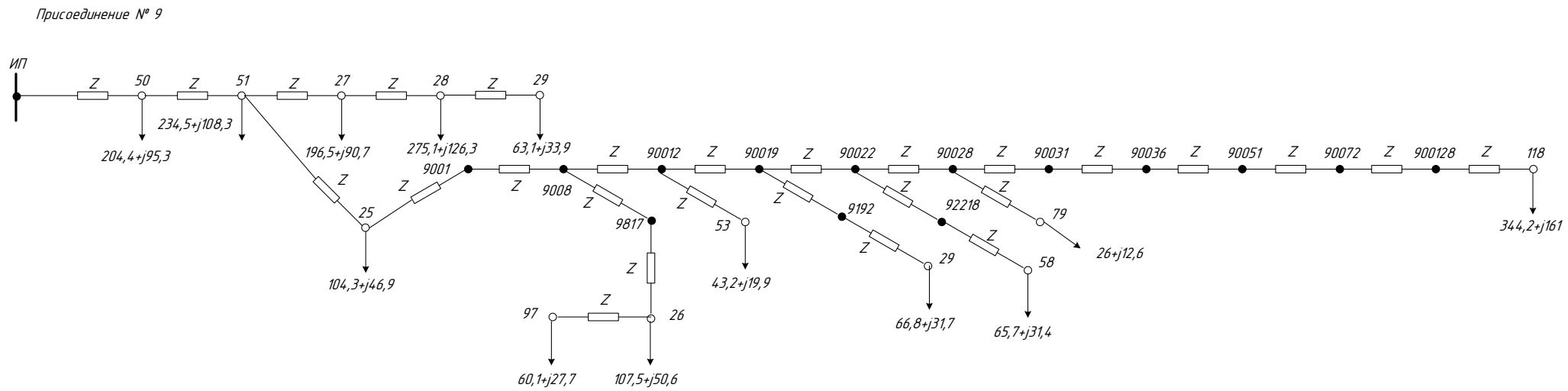


Рисунок А19 – Схема замещения присоединения № 9 после изменения топологии сети

# Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

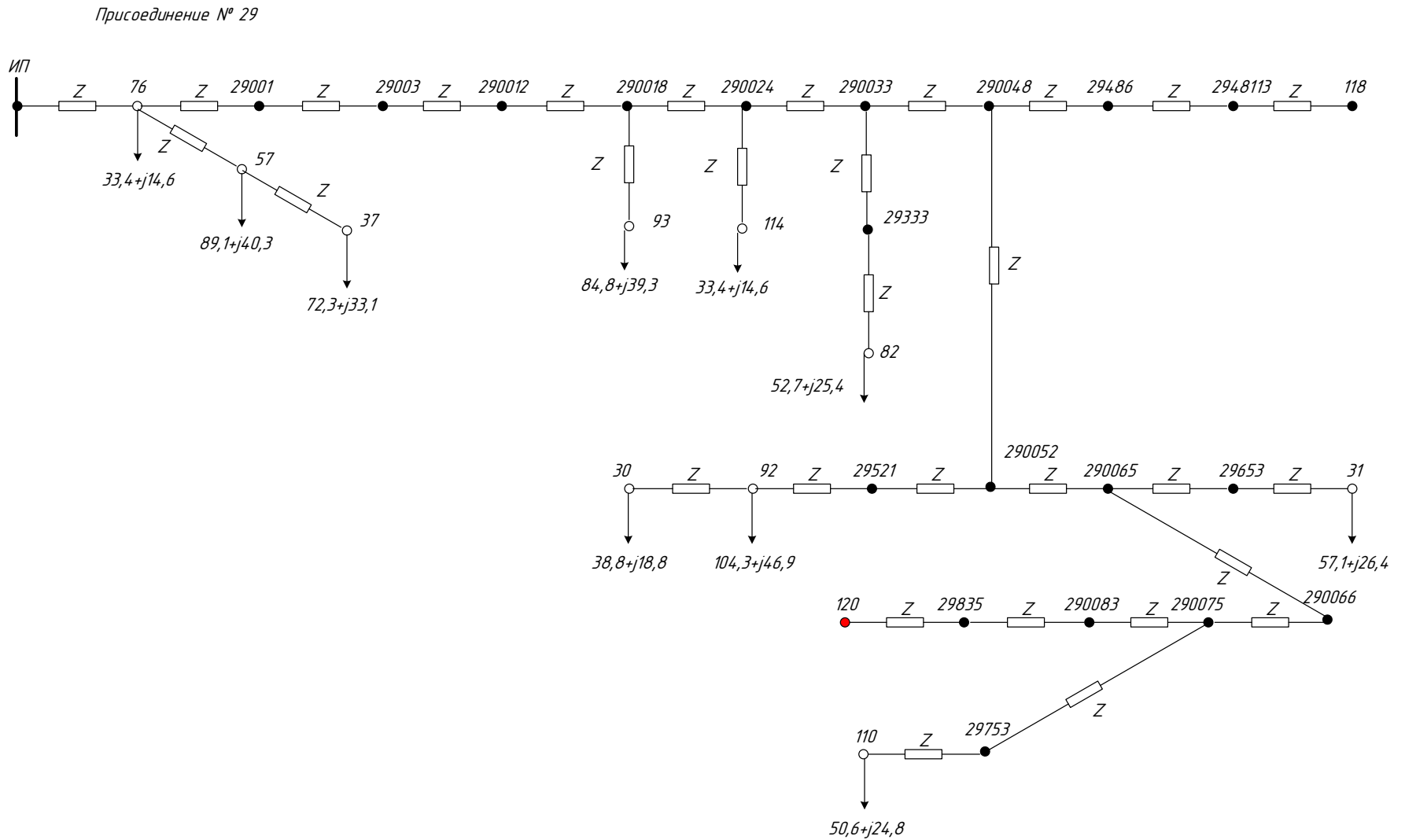


Рисунок А20 – Схема замещения присоединения № 29 после изменения топологии сети

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

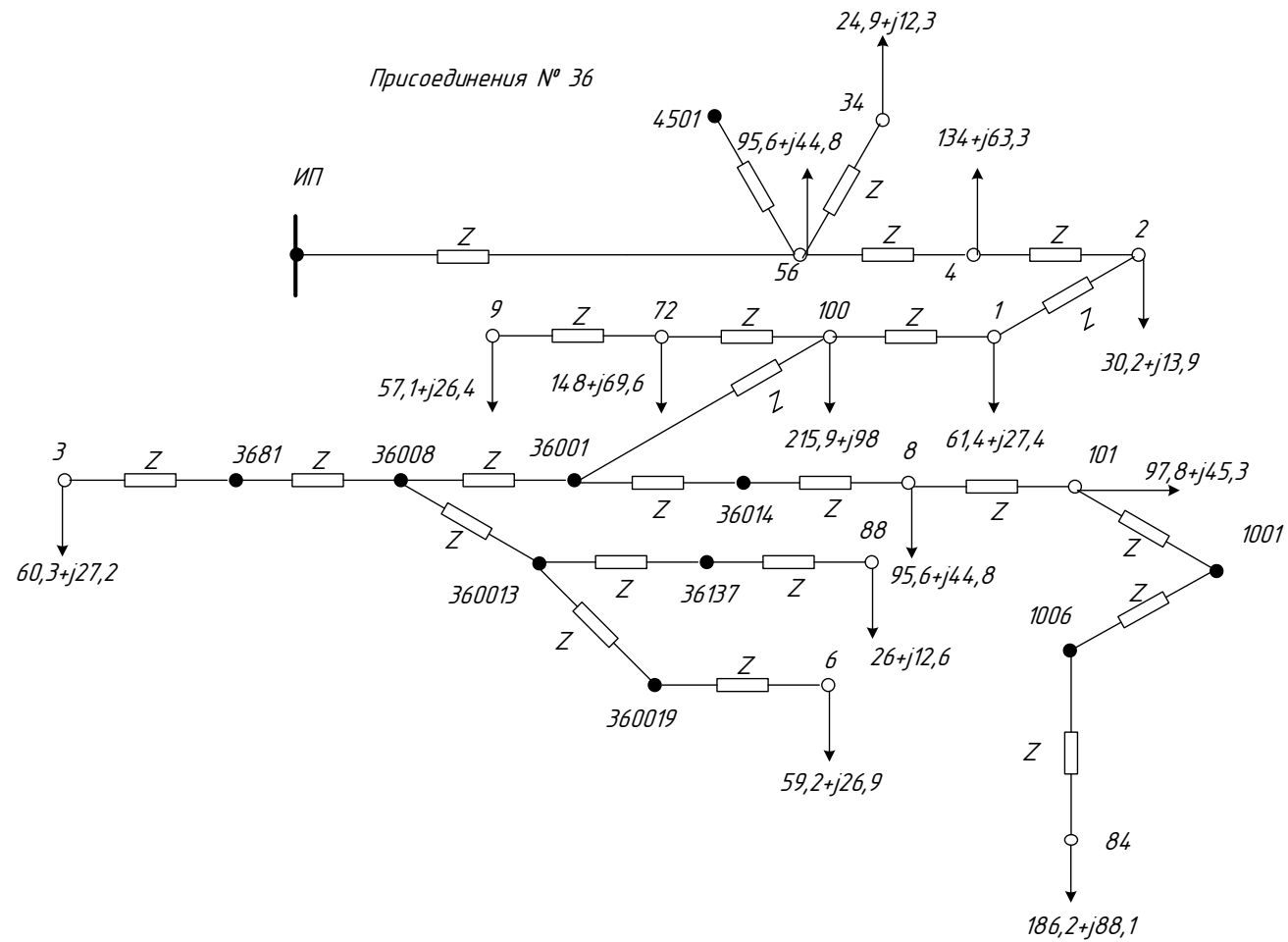


Рисунок А21 – Схема замещения присоединения № 36 после изменения топологии сети

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Результаты структурного анализа потерь

Таблица Б1 – Расчет приведенных электрических нагрузок для режима средней мощности

Название ТП	Номинальная мощность, кВА	Полная мощность нагрузки, кВА	Коэффициент загрузки	Активная мощность нагрузки, кВт	Реактивная мощность нагрузки, квар	Потери активной мощности трансформатора, кВт	Потери активной мощности трансформатора, %	Потери реактивной мощности трансформатора, квар	Приведенная активная мощность нагрузки, кВт	Приведенная реактивная мощность нагрузки, квар	Напряжение на нагрузке, кВ	Потери напряжения на нагрузке, %
1	2	3	3	4	6	7	8	9	10	11	12	13
ЦРП - 4	320	31	0,1	29	11	1,66	5,7	19,4	30,7	30,3	6,0	0,0
ТП - 1	400	61	0,15	57	21,7	1,06	1,9	8,4	58,1	30,1	5,84	2,6
ТП - 8	630	96	0,15	89	36	1,57	1,8	12,1	90,6	48,1	5,81	3,2
ТП - 10	250	105	0,42	97	40,2	1,44	1,5	7	98,4	47,2	5,79	3,4
ТП - 11	160	91	0,57	84	35	1,45	1,7	5,5	85,5	40,5	5,85	2,6
ТП - 12	100	28	0,28	26	10,4	0,48	1,8	2,6	26,5	12,9	5,72	4,7
ТП - 34	400	25	0,06	23	9,8	0,94	4,1	8,1	23,9	17,9	5,92	1,3
ТП - 35	400	1	0,00	1	0	0,92	92	8	1,9	8	5,91	1,5
ТП - 36	400	73	0,18	68	26,6	1,12	1,6	8,6	69,1	35,2	5,84	2,7



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ТП - 38	400	123	0,31	114	46,2	1,48	1,3	9,7	116	55,9	5,97	0,4
ТП - 80	630	50	0,08	46	19,6	1,42	3,1	11,6	47,4	31,2	5,74	4,3
ТП - 90	400	83	0,21	77	31	1,17	1,5	8,8	78,2	39,8	5,74	4,4
ТП - 107	100	25	0,25	23	9,8	0,44	1,9	2,5	23,4	12,3	5,71	4,8
ТП - 111	400	15	0,04	14	5,4	0,93	6,6	8	14,9	13,4	5,61	6,6
ТП - 116	400	77	0,19	71	29,8	1,14	1,6	8,7	72,1	38,5	5,53	7,8
ТП - 117	400	74	0,19	69	26,7	1,12	1,6	8,6	70,1	35,4	5,52	7,9
ТП - 121	400	40	0,1	37	15,2	0,98	2,6	8,2	38,0	23,4	5,91	1,5
ТП - 5	400	54	0,14	50	20,4	1,03	2,1	8,3	51,0	28,7	5,94	1,1
ТП - 42	250	47	0,19	44	16,5	0,85	1,9	5,2	44,8	21,7	5,45	9,2
ТП - 47	400	58	0,15	54	21,2	1,04	1,9	8,4	55,0	29,5	5,73	4,5
ТП - 48	630	115	0,18	107	42,1	1,65	1,5	12,5	109	54,6	5,39	10,1
ТП - 49	160	28	0,18	26	10,4	0,54	2,1	3,4	26,5	13,8	5,35	10,9
ТП - 62	400	248	0,62	230	92,8	3,19	1,4	14,9	233	107,7	5,72	4,7
ТП - 65	400	158	0,40	147	57,9	1,84	1,3	10,8	149	68,7	5,96	0,7
ТП - 67	250	10	0,04	9	4,4	0,71	7,9	4,8	9,7	9,1	5,39	10,1
ТП - 68	250	124	0,50	115	46,4	1,73	1,5	7,8	117	54,2	5,85	2,5

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ТП - 78	400	186	0,47	173	68,3	2,2	1,3	11,9	175	80,2	5,94	1,1
ТП - 81	400	119	0,30	110	45,4	1,44	1,3	9,6	111	55,0	5,34	11,0
ТП - 86	100	46	0,46	43	16,3	0,77	1,8	3,2	43,8	19,5	5,76	4,0
ТП - 95	250	75	0,3	70	26,9	1,08	1,5	5,9	71,1	32,8	5,49	8,6
ТП - 99	250	33	0,13	31	11,3	0,77	2,5	5,0	31,8	16,3	5,67	5,5
ТП - 105	400	175	0,44	163	63,7	2,1	1,3	11,4	165,0	75,1	5,36	10,7
ТП - 106	400	62	0,16	58	21,9	1,06	1,8	8,4	59,1	30,3	5,38	10,4
ТП - 113	160	11	0,07	10	4,6	0,46	4,6	3,2	10,5	7,8	5,84	2,6
ТП - 27	400	209	0,52	194	77,7	2,53	1,3	12,9	197	90,7	5,94	1,0
ТП - 30	250	39	0,16	36	15,0	1,8	5,0	5,1	37,8	20,1	5,90	1,6
ТП - 31	400	57	0,14	53	21,0	1,04	2,0	8,4	54,0	29,3	5,90	1,7
ТП - 37	400	72	0,18	67	26,4	1,11	1,7	8,6	68,1	34,9	5,99	0,1
ТП - 43	400	187	0,47	174	68,5	2,21	1,3	11,9	176	80,4	5,96	0,7
ТП - 57	250	89	0,36	83	32,1	1,23	1,5	6,3	84,2	38,5	5,99	0,1
ТП - 76	100	33	0,33	31	11,3	0,55	1,8	2,7	31,5	14,0	5,99	0,1
ТП - 82	100	53	0,53	49	20,2	0,93	1,9	3,5	49,9	23,7	5,93	1,1
ТП - 92	320	104	0,33	97	37,5	2,24	2,3	21,1	99,2	58,6	5,91	1,6

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ТП - 93	400	85	0,21	79	31,4	1,19	1,5	8,8	80,2	40,2	5,92	1,4
ТП - 97	250	60	0,24	56	21,5	0,94	1,7	5,5	56,9	27,0	5,93	1,2
ТП - 110	250	51	0,20	47	19,8	0,87	1,9	5,3	47,9	25,1	5,89	1,8
ТП - 114	160	33	0,21	31	11,3	0,58	1,9	3,5	31,6	14,8	5,95	0,8
ТП - 118	630, 400	347	0,34	322	129,3	3,33	1,0	26,0	325	155,3	5,66	5,7
ТП - 120	250	3	0,01	3	0	0,7	23,4	4,8	3,7	4,8	5,89	1,8
ТП - 2	250	30	0,12	28	10,8	0,76	2,7	4,9	28,8	15,7	5,86	2,3
ТП - 3	400	60	0,15	56	21,5	1,05	1,9	8,4	57,1	29,9	5,81	3,1
ТП - 4	400	135	0,34	125	51,0	1,59	1,3	10,1	127	61,0	5,90	1,7
ТП - 6	400	59	0,15	55	21,4	1,05	1,9	8,4	56,0	29,7	5,81	3,2
ТП - 9	320	57	0,18	53	21,0	1,79	3,4	19,8	54,8	40,7	5,81	3,1
ТП - 45	630	204	0,32	189	76,8	2,26	1,2	15,0	191	91,8	5,94	1,1
ТП - 56	400	96	0,24	89	36,0	1,26	1,4	9,0	90,3	45,0	5,92	1,3
ТП - 70	160, 160	59	0,18	55	21,4	1,9	3,4	7,5	56,9	28,9	5,98	0,3
ТП - 72	400	149	0,37	138	56,2	1,74	1,3	10,5	140	66,7	5,81	3,1
ТП - 75	400	281	0,70	261	104,1	3,83	1,5	16,9	265	121,0	5,94	1,0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ТП - 84	400	188	0,47	174	71,2	2,22	1,3	12,0	176	83,2	5,80	3,4
ТП - 88	400	26	0,07	24	10,0	0,94	3,9	8,1	24,9	18,1	5,81	3,2
ТП - 100	400	229	0,57	213	84,1	2,85	1,3	13,9	216	98,0	5,82	2,9
ТП - 101	400	98	0,25	91	36,4	1,27	1,4	9,1	92,3	45,5	5,80	3,3
ТП - 6А	400	130	0,33	121	47,5	1,54	1,3	9,9	123	57,4	5,71	4,8
ТП - 15	630	26	0,04	24	10,0	1,38	5,8	11,4	25,4	21,4	5,76	4,1
ТП - 16	400	22	0,06	20	9,2	0,94	4,7	8,1	20,9	17,2	5,75	4,2
ТП - 18	400	88	0,22	82	31,9	1,21	1,5	8,9	83,2	40,8	5,76	4,0
ТП - 22	630	32	0,05	30	11,1	1,39	4,6	11,4	31,4	22,6	5,71	4,8
ТП - 23	400	22	0,06	20	9,2	0,94	4,7	8,1	20,9	17,2	5,98	0,3
ТП - 28	400	292	0,73	271	108,7	4,06	1,5	17,6	275	126,3	5,93	1,1
ТП - 32	400	55	0,14	51	20,6	1,03	2,0	8,3	52,0	28,9	5,74	4,4
ТП - 40	250	32	0,13	30	11,1	0,77	2,6	5,0	30,8	16,1	5,97	0,5
ТП - 46	400	71	0,18	66	26,2	1,11	1,7	8,6	67,1	34,7	5,97	0,4
ТП - 51	400	236	0,59	219	87,9	2,97	1,4	14,3	222	102,2	5,95	0,9
ТП - 60	400	11	0,03	10	4,6	0,92	9,2	8,0	10,9	12,6	5,76	4,1
ТП - 61	320	68	0,21	63	25,6	1,87	3,0	20,0	64,9	45,6	5,97	0,5
ТП - 66	400	86	0,22	80	31,6	1,19	1,5	8,8	81,2	40,4	5,79	3,5

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ТП - 77	250	49	0,20	45	19,4	0,86	1,9	5,2	45,9	24,6	5,75	4,2
ТП - 87	400	45	0,11	42	16,2	0,99	2,4	8,2	43,0	24,4	5,76	4,1
ТП - 91	100	132	1,32	122	50,4	4,17	3,4	10,0	126	60,4	5,73	4,6
ТП - 94	400	73	0,18	68	26,6	1,12	1,6	8,6	69,1	35,2	5,75	4,1
ТП - 104	400	21	0,05	19	8,9	0,94	4,9	8,0	19,9	17,0	5,74	4,3
ТП - 108	400	120	0,3	111	45,6	1,45	1,3	9,6	113	55,2	5,76	4,1
ТП-ПП5	320	102	0,32	95	37,1	2,22	2,3	21,0	97,2	58,1	5,96	0,6
ТП - 13	400	219	0,55	203	82,2	2,69	1,3	13,4	206	95,6	5,98	0,4
ТП - 71	400	204	0,51	189	76,8	2,45	1,3	12,7	192	89,5	5,98	0,3
ТП - 74	400	130	0,33	121	47,5	1,54	1,3	9,9	123	57,4	5,99	0,2
ТП - 83	630	22	0,03	20	9,2	1,38	6,9	11,4	21,4	20,5	5,97	0,6
ТП - 102	400	166	0,42	154	62,0	1,94	1,3	11,1	156	73,1	5,96	0,7
ТП - 103	250	98	0,39	91	36,4	1,35	1,5	6,7	92,3	43,0	5,97	0,6
ТП - 14	400	187	0,47	174	68,5	2,21	1,3	11,9	176	80,4	5,91	1,4
ТП - 24	250	64	0,26	59	24,8	0,98	1,7	5,6	60,0	30,4	5,93	1,1
ТП - 25	320	104	0,33	97	37,5	2,24	2,3	21,1	99,2	58,6	5,92	1,4
ТП - 26	630	108	0,17	100	40,8	1,62	1,6	12,4	102	53,2	5,93	1,2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ТП - 29	400	67	0,17	62	25,4	1,09	1,8	8,5	63,1	33,9	5,93	1,1
ТП - 50	400	206	0,52	191	77,2	2,48	1,3	12,8	194	89,9	5,96	0,7
ТП - 53	160	43	0,27	40	15,8	0,67	1,7	3,7	40,7	19,5	5,89	1,9
ТП - 58	250	66	0,26	61	25,2	0,99	1,6	5,6	62,0	30,8	5,86	2,4
ТП - 79	160	26	0,16	24	10,0	0,53	2,2	3,4	24,5	13,4	5,85	2,5
ТП - 39	400	177	0,44	164	66,6	2,08	1,3	11,5	166	78,1	6,0	0,0
ТП-32А	160	25	0,16	23	9,8	0,53	2,3	3,4	23,5	13,2	5,99	0,2

Таблица Б2 – Расчет воздушных и кабельных линий для режима средней мощности нагрузок

Участок провода или кабеля	Сечение провода, мм <sup>2</sup>	Поток активной мощности на конце линии, кВт	Поток реактивной мощности на конце линии, квар	Потери активной мощности в линии, кВт	Потери реактивной мощности в линии, квар	Потери напряжения на линии, кВ
1	2	3	4	5	6	7
Присоединение № 5						
5000 - 38	120	951,7	507,2	5,251	0,000	0,026
38 - 5001	120	836,2	451,3	0,065	0,000	0,000
5001 - 50010	95	830,9	445,8	5,135	5,384	0,045
50010 - 50013	95	829,2	444,0	1,703	1,786	0,015

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б2

1	2	3	4	5	6	7
50013 - 121	120	38,0	23,4	0,000	0,000	0,000
50013 - 51314	95	1,9	8,0	0,001	0,001	0,001
51314 - 35	120	1,9	8,0	0,000	0,000	0,000
50013 - 50014	120	788,3	412,6	0,965	0,000	0,006
50014 - 50019	95	785,7	409,8	2,519	2,642	0,023
50019 - 50023	95	783,6	407,6	2,002	2,100	0,019
50023 - 50027	95	781,5	405,4	1,989	2,086	0,019
50027 - 36	120	780,6	405,4	0,782	0,000	0,005
36 - 50028	120	710,6	370,2	0,874	0,000	0,006
50028 - 50037	95	706,7	366,1	3,658	3,836	0,038
50037 - 10	120	98,4	47,2	0,003	0,000	0,000
50037 - 50050	95	604,1	314,5	3,869	4,057	0,047
50050 - 5504	95	125,7	71,1	0,054	0,056	0,003
5504 - 55015	95	78,2	39,8	0,054	0,057	0,005
55015 - 90	120	78,2	39,8	0,001	0,000	0,000
5504 - 55042	95	47,4	31,2	0,004	0,004	0,001
55042 - 80	185	47,4	31,2	0,001	0,000	0,000
50050 - 50051	95	478,1	243,2	0,185	0,194	0,003
50051 - 50057	95	476,9	241,6	1,100	1,154	0,017

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б2

1	2	3	4	5	6	7
50057 - 5574	95	233,2	107,7	0,169	0,178	0,005
5574 - 62	120	233,2	107,7	0,015	0,000	0,000
50057 - 50062	95	243,3	133,5	0,247	0,259	0,007
50062 - 5623	95	26,5	12,9	0,002	0,002	0,000
5623 - 12	120	26,5	12,9	0,000	0,000	0,000
50062 - 50064	95	216,7	120,5	0,079	0,083	0,003
50064 - 107	120	23,4	12,3	0,000	0,000	0,000
50064 - 50077	95	192,8	107,7	0,407	0,427	0,015
500101 - 99	120	31,8	16,3	0,002	0,000	0,000
50077 - 500101	95	192,0	106,8	0,743	0,779	0,028
500101 - 500104	95	160,1	90,5	0,065	0,068	0,003
500104 - 500149	95	159,0	89,3	0,960	1,007	0,044
500149 - 500160	95	158,7	89,0	0,234	0,245	0,011
51601 - 111	50	14,9	13,4	0,000	0,000	0,000
500160 - 51601	95	14,9	13,4	0,000	0,000	0,000
500160 - 500167	95	143,7	75,5	0,118	0,124	0,006
500167 - 500202	95	143,0	74,8	0,585	0,613	0,030
500202 - 500237	95	142,3	74,1	0,578	0,606	0,030
500237 - 500239	95	142,3	74,0	0,033	0,035	0,002



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б2

1	2	3	4	5	6	7
500262 - 117	120	70,1	35,4	0,001	0,000	0,000
500239 - 500262	95	70,1	35,4	0,091	0,095	0,009
500239 - 116	35	72,1	38,5	0,002	0,001	0,000
Присоединение № 23						
23000 - 70	120	1326,1	658,9	5,500	0,000	0,020
70 - 65	120	1263,6	630,9	5,189	0,000	0,020
65 - 5	185	1109,1	562,2	5,630	0,000	0,024
5 - 68	120	1038,5	533,5	18,620	0,000	0,085
68 - 23001	150	750,0	398,2	0,708	0,000	0,004
68 - 11	120	85,5	40,5	0,023	0,000	0,001
23001 - 23016	95	10,5	7,8	0,001	0,001	0,000
23016 - 113	120	10,5	7,8	0,000	0,000	0,000
23001 - 23006	95	736,2	388,4	3,139	1,913	0,026
23006 - 230018	95	729,9	383,7	7,394	4,506	0,063
230018 - 86	120	43,8	19,5	0,000	0,000	0,000
230018 - 230025	95	683,3	361,1	2,528	2,813	0,028
230025 - 47	120	682,7	361,1	0,598	0,000	0,004
47 - 230026	120	626,2	331,6	1,313	0,000	0,010
230026 - 230050	95	618,2	322,6	7,057	7,851	0,085

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б2

1	2	3	4	5	6	7
230050 - 230087	95	605,8	308,9	10,346	11,511	0,127
230087 - 95	50	71,1	32,8	0,007	0,000	0,001
230087 - 230097	95	532,1	273,2	2,164	2,407	0,030
230097 - 230098	95	531,8	272,9	0,216	0,240	0,003
239810 - 42	95	44,8	21,7	0,001	0,000	0,000
230098 - 239810	95	44,8	21,7	0,015	0,017	0,003
230098 - 2300116	95	483,0	246,7	3,202	3,562	0,049
2300116-2300124	95	363,6	181,9	0,800	0,890	0,016
2300124 - 106	120	59,1	30,3	0,001	0,000	0,000
2300116 - 231162	95	118,4	63,7	0,022	0,024	0,001
231162 - 48	120	108,7	54,6	0,002	0,000	0,000
231162 - 231168	95	9,7	9,1	0,001	0,001	0,000
231168 - 67	50	9,7	9,1	0,000	0,000	0,000
2300124-2300134	95	303,7	150,6	0,695	0,773	0,017
2300134 - 105	70	165,4	81,5	0,013	0,000	0,000
2300134-2300145	95	137,9	68,8	0,158	0,176	0,009
2300145 - 49	120	26,5	13,8	0,000	0,000	0,000
2300145-2300158	95	111,4	55,0	0,121	0,135	0,008
2300158 - 81	95	111,4	55,0	0,003	0,000	0,000

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б2

1	2	3	4	5	6	7
Присоединение № 36						
36000 - 701	185	1468,7	722,2	4,349	0,000	0,014
701 - 45	120	1453,9	722,2	14,543	0,000	0,048
45 - 56	120	1258,1	630,4	4,399	0,000	0,017
56 - 34	120	23,9	17,9	0,003	0,000	0,001
56 - 4	120	1138,4	567,5	5,241	0,000	0,022
4 - 2	70	1003,9	506,5	7,614	0,000	0,036
2 - 1	95	971,6	490,8	3,283	0,000	0,016
1 - 100	150	909,7	460,7	3,575	0,000	0,019
100 - 36001	120	498,2	255,2	0,516	0,000	0,005
100 - 72	50	194,5	107,4	0,437	0,000	0,010
72 - 9	120	54,8	40,7	0,012	0,000	0,001
3 - 3681	120	57,1	29,9	0,001	0,000	0,000
3681 - 36008	95	57,1	29,9	0,003	0,003	0,000
36008 - 360013	95	80,9	47,8	0,027	0,030	0,002
360013 - 360019	95	56,0	29,7	0,015	0,016	0,002
360019 - 6	120	56,0	29,7	0,001	0,000	0,000
360013 - 36137	95	24,9	18,1	0,004	0,004	0,001
36137 - 88	120	24,9	18,1	0,000	0,000	0,000

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б2

1	2	3	4	5	6	7
36001 - 36008	95	138,0	77,8	0,106	0,118	0,006
36001 - 36014	95	359,7	176,9	0,389	0,432	0,008
36014 - 8	95	359,5	176,9	0,179	0,000	0,002
8 - 101	150	268,6	128,8	0,240	0,000	0,004
101 - 1001	120	176,3	83,3	0,007	0,000	0,000
1001 - 1006	95	176,2	83,2	0,115	0,128	0,005
1006 - 84	150	176,2	83,2	0,007	0,000	0,000
Присоединение № 29						
29000 - 76	150	511,7	267,9	0,617	0,000	0,006
57 - 76	120	152,3	73,4	0,061	0,000	0,002
57 - 37	120	68,1	34,9	0,007	0,000	0,000
76 - 29001	150	327,8	180,5	0,036	0,000	0,001
29001 - 29003	95	326,7	180,3	0,168	0,187	0,004
29003 - 290012	95	326,9	179,5	0,757	0,842	0,017
290012 - 290018	95	326,4	178,9	0,503	0,559	0,011
290018 - 290024	95	325,8	178,3	0,500	0,557	0,011
290024 - 114	185	31,6	14,8	0,000	0,000	0,000
290024 - 290033	95	293,6	162,8	0,613	0,682	0,016
290033 - 29333	95	49,9	23,7	0,006	0,006	0,001

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б2

1	2	3	4	5	6	7
29333 - 82	120	49,9	23,7	0,000	0,000	0,000
290033 - 290048	95	243,0	138,3	0,709	0,789	0,022
290048 - 290052	95	242,8	138,1	0,189	0,210	0,006
290052 - 29521	95	137,0	78,7	0,015	0,017	0,001
29521 - 92	120	137,0	78,7	0,005	0,000	0,000
92 - 30	120	37,8	20,1	0,013	0,000	0,002
290052 - 290065	95	105,6	59,2	0,115	0,128	0,008
290065 - 29653	95	54,0	29,3	0,007	0,008	0,001
29653 - 31	120	54,0	29,3	0,001	0,000	0,000
290065 - 290066	2x95	51,6	29,9	0,001	0,000	0,000
290066 - 290075	95	51,6	29,9	0,019	0,022	0,003
290075 - 29753	95	47,9	25,1	0,005	0,006	0,001
29753 - 110	120	47,9	25,1	0,000	0,000	0,000
290075 - 290083	95	3,7	4,8	0,000	0,000	0,000
290083 - 29835	95	3,7	4,8	0,000	0,000	0,000
29835 - 120	120	3,7	4,8	0,000	0,000	0,000
Присоединение № 6						
6000 - 23	120	893,8	505,2	3,475	0,000	0,018
23 - 6001	150	872,7	488,0	0,231	0,000	0,001

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б2

1	2	3	4	5	6	7
6001 - 60024	95	858,7	472,4	13,360	14,863	0,116
60024 - 60038	95	850,2	463,0	7,935	8,827	0,069
60038 - 66	120	81,2	40,4	0,003	0,000	0,000
60038 - 60042	95	767,0	420,3	1,850	2,059	0,018
60042 - 60048	95	249,8	133,2	0,291	0,324	0,009
60048 - 6484	95	83,2	40,8	0,021	0,023	0,002
6484 - 18	120	83,2	40,8	0,002	0,000	0,000
60048 - 60054	95	166,4	92,2	0,131	0,146	0,006
60054 - 6542	95	112,5	55,2	0,019	0,021	0,001
6542 - 108	120	112,5	55,2	0,005	0,000	0,000
60054 - 60055	95	53,9	37,0	0,003	0,003	0,000
60055 - 6551	95	43,0	24,4	0,001	0,002	0,000
6551 - 87	150	43,0	24,4	0,001	0,000	0,000
60055 - 60064	95	10,9	12,6	0,002	0,002	0,001
60064 - 60	120	10,9	12,6	0,000	0,000	0,000
60042 - 6424	95	515,9	285,8	0,841	0,936	0,012
6424 - 15	70	515,7	285,8	0,257	0,000	0,002
15 - 6425	70	136,0	77,1	0,017	0,000	0,001
6425 - 6429	95	136,0	77,1	0,059	0,066	0,003

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б2

1	2	3	4	5	6	7
6429 - 94	120	69,1	35,2	0,002	0,000	0,000
6429 - 64224	95	66,8	41,8	0,056	0,063	0,006
64224 - 16	95	66,8	41,8	0,002	0,000	0,000
15 - 104	120	352,9	187,2	1,149	0,000	0,015
104 - 21	150	52,0	28,9	0,003	0,000	0,000
21 - 32	95	52,0	28,9	0,026	0,000	0,002
104 - 6011	120	281,0	141,3	0,018	0,000	0,000
6011 - 60110	95	280,4	140,7	0,536	0,596	0,014
60110 - 91	150	126,2	60,4	0,003	0,000	0,000
60110 - 60122	95	154,0	80,0	0,219	0,243	0,011
60122 - 22	120	153,9	80,0	0,055	0,000	0,002
22 - 601	120	122,5	57,4	0,003	0,000	0,000
16 - 77	150	45,9	24,6	0,010	0,000	0,001
Присоединения № 9,27						
9000 - 50	120	1005,0	478,5	8,524	0,000	0,041
50 - 51	120	809,7	388,8	1,781	0,000	0,011
51 - 75	185	659,0	311,8	1,183	0,000	0,009
75 - 78	2x120	394,0	190,8	0,185	0,000	0,002
78 - 24	120	218,6	110,6	0,112	0,000	0,002

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б2

1	2	3	4	5	6	7
27 - 51	185	535,2	250,9	0,733	0,000	0,007
51 - 25	95	821,1	412,3	4,893	0,000	0,029
25 - 14	150	176,2	80,4	0,170	0,000	0,005
25 - 93	120	80,2	40,2	0,020	0,000	0,001
27 - 28	120	338,2	160,2	0,492	0,000	0,007
28 - 29	150	63,1	33,9	0,017	0,000	0,001
43 - 51	185	1434,5	688,5	2,760	0,000	0,009
761 - 43	150	1613,5	768,9	8,786	0,000	0,027
24 - 26	120	158,5	80,2	0,136	0,000	0,004
26 - 97	120	56,9	27,0	0,010	0,000	0,001
27000 - 761	150	1622,4	768,9	5,401	0,000	0,016
25 - 9001	120	465,3	233,2	0,078	0,000	0,001
9001 - 9008	95	464,1	231,9	1,139	1,268	0,018
9008 - 90012	95	463,4	231,1	0,649	0,722	0,010
90012 - 53	120	40,7	19,5	0,000	0,000	0,000
90012 - 90019	95	421,8	210,5	0,941	1,047	0,017
90019 - 90022	95	421,3	210,1	0,402	0,447	0,007
90022 - 92218	95	62,0	30,8	0,052	0,058	0,006
92218 - 58	120	62,0	30,8	0,001	0,000	0,000



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б2

1	2	3	4	5	6	7
90022 - 90028	95	358,7	178,5	0,582	0,648	0,012
90028 - 79	120	24,5	13,4	0,000	0,000	0,000
90028 - 90031	95	333,9	164,8	0,252	0,280	0,006
90031 - 90036	95	333,5	164,3	0,418	0,465	0,009
90036 - 90051	95	332,1	162,9	1,241	1,381	0,028
90051 - 90072	95	330,3	160,8	1,714	1,907	0,039
90072 - 900128	95	325,3	155,3	4,400	4,895	0,101
900128 - 118	120	325,3	155,3	0,033	0,000	0,000
Присоединения № 7,31						
31000 - 74	240	894,7	454,3	2,425	0,000	0,013
74 - 7001	240	157,7	79,3	0,164	0,000	0,005
7000 - 7001	240	181,4	92,5	0,303	0,000	0,008
71 - 74	2x120	928,9	476,2	1,027	0,000	0,005
71 - 13	2x120	736,4	386,7	0,949	0,000	0,006
13 - 46	120	162,8	96,4	0,062	0,000	0,002
46 - 61	95	95,7	61,7	0,049	0,000	0,002
13 - 103	120	367,1	194,7	0,788	0,000	0,010
103 - 500	120	253,1	131,2	0,214	0,000	0,004
103 - 83	185	21,4	20,5	0,001	0,000	0,000

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б2

1	2	3	4	5	6	7
500 - 102	185	155,9	73,1	0,049	0,000	0,002
7001 - 70078	2x120	23,5	13,2	0,012	0,009	0,003
70078 - 321	25	23,5	13,2	0,010	0,000	0,002
40 - 61	95	30,8	16,1	0,003	0,000	0,000
Присоединение № 16						
16000 - 39	150	166,1	78,1	0,084	0,000	0,002
Присоединение № 21						
21000 - ЦРП - 4	185	30,7	30,3	0,008	0,000	0,001

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица Б3 – Анализ трансформаторных подстанций распределительной сети г. Николаевск-на-Амуре

Наименование ТП	Марка трансформатора	Тип ТП
1	2	3
ТП - 1	ТМ - 400/6	Узловая
ТП - 8	ТМ - 630/6	Узловая
ТП - 10	ТМ - 250/6	Отпаечная
ТП - 11	ТМ - 160/6	Проходная
ТП - 12	ТМ - 100/6	Отпаечная
ТП - 34	ТМ - 400/6	Проходная
	ТМ - 400/6	
ТП - 35	ТМ - 400/6	Тупиковая
	ТМ - 400/6	
ТП - 36	ТМ - 400/6	Узловая
ТП - 38	ТМ - 400/6	Узловая
ТП - 80	ТМ - 630/6	Отпаечная
ТП - 90	ТМ - 400/6	Отпаечная
ТП - 107	ТМ - 100/6	Отпаечная
ТП - 111	ТМ - 400/6	Отпаечная
ТП - 116	ТМ - 400/6	Отпаечная
ТП - 117	ТМ - 400/6	Отпаечная
ТП - 121	ТМ - 400/6	Отпаечная
ТП - 5	ТМ - 400/6	Узловая
ТП - 42	ТМ - 250/6	Отпаечная
ТП - 47	ТМ - 400/6	Проходная
ТП - 48	ТМ - 630/6	Проходная
ТП - 49	ТМ - 160/6	Отпаечная
ТП - 62	ТМ - 400/6	Узловая
ТП - 65	ТМ - 400/6	Узловая
ТП - 67	ТМ - 250/6	Отпаечная

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б3

1	2	3
ТП - 68	ТМ - 250/6	Узловая
ТП - 78	ТМ - 400/6	Узловая
ТП - 81	ТМ - 400/6	Проходная
ТП - 86	ТМ - 100/6	Отпаечная
ТП - 95	ТМ - 250/6	Отпаечная
ТП - 99	ТМ - 250/6	Проходная
ТП - 105	ТМ - 400/6	Отпаечная
ТП - 106	ТМ - 400/6	Отпаечная
ТП - 113	ТМ - 160/6	Проходная
ТП - 27	ТМ - 400/6	Узловая
	ТМ - 400/6	
ТП - 30	ТМ - 250/6	Тупиковая
ТП - 31	ТМ - 400/6	Отпаечная
ТП - 37	ТМ - 400/6	Тупиковая
ТП - 43	ТМ - 400/6	Узловая
ТП - 57	ТМ - 250/6	Проходная
ТП - 76	ТМ - 100/6	Узловая
ТП - 82	ТМ - 100/6	Отпаечная
ТП - 92	ТМ - 320/6	Тупиковая
ТП - 93	ТМ - 400/6	Проходная
ТП - 97	ТМ - 250/6	Тупиковая
ТП - 110	ТМ - 250/6	Отпаечная
ТП - 114	ТМ - 160/6	Отпаечная
ТП - 118	ТМ - 400/6	Проходная
	ТМ - 630/6	
ТП - 120	ТМ - 250/6	Отпаечная
ТП - 2	ТМ - 250/6	Узловая
ТП - 3	ТМ - 400/6	Проходная
ТП - 4	ТМ - 400/6	Проходная
ТП - 6	ТМ - 400/6	Отпаечная

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б3

1	2	3
ТП - 9	ТМ - 320/6	Узловая
ТП - 45	ТМ - 630/6	Узловая
ТП - 56	ТМ - 400/6	Узловая
ТП - 70	ТМ - 160/6	Узловая
	ТМ - 160/6	
ТП - 72	ТМ - 400/6	Проходная
ТП - 75	ТМ - 400/6	Узловая
ТП - 84	ТМ - 400/6	Тупиковая
ТП - 88	ТМ - 400/6	Проходная
ТП - 100	ТМ - 400/6	Узловая
ТП - 101	ТМ - 400/6	Проходная
ТП - 6А	ТМ - 400/6	Тупиковая
	ТМ - 250/6	
ТП - 15	ТМ - 630/6	Узловая
	ТМ - 630/6	
ТП - 16	ТМ - 400/6	Проходная
ТП - 18	ТМ - 400/6	Проходная
ТП - 22	ТМ - 630/6	Узловая
ТП - 23	ТМ - 400/6	Проходная
ТП - 28	ТМ - 400/6	Узловая
	ТМ - 400/6	
ТП - 32	ТМ - 400/6	Тупиковая
ТП - 40	ТМ - 250/6	Узловая
ТП - 46	ТМ - 400/6	Узловая
ТП - 51	ТМ - 400/6	Узловая
ТП - 60	ТМ - 400/6	Проходная
	ТМ - 400/6	
ТП - 61	ТМ - 320/6	Проходная
ТП - 66	ТМ - 400/6	Узловая
ТП - 77	ТМ - 250/6	Проходная

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б3

1	2	3
ТП - 87	ТМ - 400/6	Проходная
ТП - 91	ТМ - 100/6	Отпаечная
ТП - 94	ТМ - 400/6	Отпаечная
ТП - 104	ТМ - 400/6	Узловая
	ТМ - 400/6	
ТП - 108	ТМ - 400/6	Проходная
ТП - РП5	ТМ - 320/6	Узловая
	ТМ - 320/6	
ТП - 13	ТМ - 400/6	Узловая
ТП - 71	ТМ - 400/6	Проходная
	ТМ - 400/6	
ТП - 74	ТМ - 400/6	Узловая
ТП - 83	ТМ - 630/6	Проходная
ТП - 102	ТМ - 400/6	Проходная
ТП - 103	ТМ - 250/6	Узловая
ТП - 14	ТМ - 400/6	Узловая
ТП - 24	ТМ - 250/6	Проходная
ТП - 25	ТМ - 320/6	Узловая
ТП - 26	ТМ - 630/6	Узловая
ТП - 29	ТМ - 400/6	Проходная
ТП - 50	ТМ - 400/6	Узловая
ТП - 53	ТМ - 160/6	Отпаечная
ТП - 58	ТМ - 250/6	Отпаечная
ТП - 79	ТМ - 160/6	Отпаечная
ТП - 39	ТМ - 400/6	Узловая

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица Б4 – Расчет параметров для схемы замещения воздушных и кабельных линий в режиме средней мощности нагрузок

Участок провода или кабеля	Марка провода или кабеля	L, м	R, Ом	X, Ом
1	2	3	4	5
Присоединение № 5				
5000 - 38	ААБл 3×120 - 10	630	0,163	0,000
38 - 5001	ААБл 3×120 - 10	10	0,003	0,000
5001 - 50010	АС - 95/16	630	0,208	0,218
50010 - 50013	АС - 95/16	210	0,069	0,073
50013 - 121	ААБл 3×120 - 10	20	0,005	0,000
50013 - 51314	СИП - 3 1×95 - 35	980	0,457	0,278
51314 - 35	ААБл 3×120 - 10	30	0,008	0,000
50013 - 50014	ААБл 3×120 - 10	170	0,044	0,000
50014 - 50019	АС - 95/16	350	0,116	0,121
50019 - 50023	АС - 95/16	280	0,092	0,097
50023 - 50027	АС - 95/16	280	0,092	0,097
50027 - 36	ААБл 3×120 - 10	141	0,036	0,000
36 - 50028	ААБл 3×120 - 10	190	0,049	0,000
50028 - 50037	АС - 95/16	630	0,208	0,218
50037 - 10	ААБл 3×120 - 10	30	0,008	0,000
50037 - 50050	АС - 95/16	910	0,300	0,315
50050 - 5504	АС - 95/16	280	0,092	0,097
5504 - 55015	АС - 95/16	770	0,254	0,266
55015 - 90	ААШВ 3×120 (ож) - 10	23	0,006	0,000
5504 - 55042	АС - 95/16	140	0,046	0,048
55042 - 80	ААБл 3×185 (ож) - 10	35	0,006	0,000
50050 - 50051	АС - 95/16	70	0,023	0,024
50051 - 50057	АС - 95/16	420	0,139	0,145
50057 - 5574	АС - 95/16	280	0,092	0,097
5574 - 62	ААБл 3×120 - 10	32	0,008	0,000
50057 - 50062	АС - 95/16	350	0,116	0,121
50062 - 5623	АС - 95/16	210	0,069	0,073

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б4

1	2	3	4	5
5623 - 12	ААБл 3×120 - 10	14	0,004	0,000
50062 - 50064	АС - 95/16	140	0,046	0,048
50064 - 107	ААБл 3×120 - 10	45	0,012	0,000
50064 - 50077	АС - 95/16	910	0,300	0,315
500101 - 99	ААШв 3×120 (ож) - 10	250	0,065	0,000
50077 - 500101	АС - 95/16	1680	0,554	0,581
500101 - 500104	АС - 95/16	210	0,069	0,073
500104 - 500149	АС - 95/16	3150	1,040	1,090
500149 - 500160	АС - 95/16	770	0,254	0,266
51601 - 111	А - 1×50	5	0,003	0,002
500160 - 51601	АС - 95/16	70	0,023	0,024
500160 - 500167	АС - 95/16	490	0,162	0,170
500167 - 500202	АС - 95/16	2450	0,809	0,848
500202 - 500237	АС - 95/16	2450	0,809	0,848
500237 - 500239	АС - 95/16	140	0,046	0,048
500262 - 117	ААБл 3×120 - 10	25	0,006	0,000
500239 - 500262	АС - 95/16	1610	0,531	0,557
500239 - 116	А - 1×35	10	0,009	0,004
Присоединение № 23				
23000 - 70	ААБл 3×120 - 10	350	0,090	0,000
70 - 65	ААБл 3×120 - 10	363	0,094	0,000
65 - 5	ААБл 3×185 (ож) - 10	785	0,131	0,000
5 - 68	ААБл 3×120 - 10	1906	0,492	0,000
68 - 23001	ААБл 3×150 - 10	170	0,035	0,000
68 - 11	ААБл 3×120 - 10	365	0,094	0,000
23001 - 23016	А - 1× 95	420	0,131	0,145
23016 - 113	ААБл 3×120 - 10	20	0,005	0,000
23001 - 23006	СИП - 3 1×95 - 35	350	0,163	0,099
23006 - 230018	СИП - 3 1×95 - 35	840	0,391	0,239
230018 - 86	ААБл 3×120 - 10	13	0,003	0,000
230018 - 230025	А - 1×95	490	0,152	0,170
230025 - 47	ААБл 3×120 - 10	140	0,036	0,000



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б4

1	2	3	4	5
47 - 230026	ААБл 3×120 - 10	365	0,094	0,000
230026 - 230050	А - 1×95	1680	0,522	0,581
230050 - 230087	А - 1×95	2590	0,805	0,896
230087 - 95	ААШв 3×50 (ож) - 10	70	0,043	0,000
230087 - 230097	А - 1×95	700	0,218	0,242
230097 - 230098	А - 1×95	70	0,022	0,024
239810 - 42	ААБл 3×95 - 10	41	0,013	0,000
230098 - 239810	А - 1×95	700	0,218	0,242
230098 - 2300116	А - 1×95	1260	0,392	0,436
2300116 - 2300124	А - 1×95	560	0,174	0,194
2300124 - 106	ААБл 3×120 - 10	20	0,005	0,000
2300116 - 231162	А - 1×95	140	0,044	0,048
231162 - 48	ААШв 3×120 (ож) - 10	16	0,004	0,000
231162 - 231168	А - 1×95	420	0,131	0,145
231168 - 67	АС - 50/8	3	0,002	0,001
2300124 - 2300134	А - 1×95	700	0,218	0,242
2300134 - 105	АВВГ 3×70 (ож) - 6	30	0,013	0,000
2300134 - 2300145	А - 1×95	770	0,239	0,266
2300145 - 49	ААБл 3×120 - 10	20	0,005	0,000
2300145 - 2300158	А - 1×95	910	0,283	0,315
2300158 - 81	ААБл 3×95 - 10	20	0,007	0,000
Присоединение № 36				
36000 - 701	ААБл 3×185 (ож) - 10	350	0,058	0,000
701 - 45	ААБл 3×120 - 10	770	0,199	0,000
45 - 56	ААБл 3×120 - 10	310	0,080	0,000
56 - 34	АВБбШв 3×120 (ож) - 6	510	0,133	0,000
56 - 4	АСБ 3×120 (ож) - 10	452	0,117	0,000
4 - 2	ААБл 3×70 - 10	485	0,217	0,000
2 - 1	ААБл 3×95 - 10	306	0,100	0,000
1 - 100	ААБл 3×150 - 10	595	0,124	0,000
100 - 36001	ААБл 3×120 - 10	230	0,059	0,000
100 - 72	ААБл 3×50 - 10	510	0,319	0,000

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б4

1	2	3	4	5
72 - 9	ААБл 3×120 - 10	350	0,090	0,000
3 - 3681	ААБл 3×120 - 10	25	0,006	0,000
3681 - 36008	А - 1×95	70	0,022	0,024
36008 - 360013	А - 1×95	350	0,109	0,121
360013 - 360019	А - 1×95	420	0,131	0,145
360019 - 6	ААБл 3×120 - 10	25	0,006	0,000
360013 - 36137	А - 1×95	490	0,152	0,170
36137 - 88	ААБл 3×120 - 10	15	0,004	0,000
36001 - 36008	А - 1×95	490	0,152	0,170
36001 - 36014	А - 1×95	280	0,087	0,097
36014 - 8	ААБл 3×95 - 10	123	0,040	0,000
8 - 101	ААБл 3×150 - 10	469	0,098	0,000
101 - 1001	ААБл 3×120 - 10	25	0,006	0,000
1001 - 1006	А - 1×95	350	0,109	0,121
1006 - 84	ААБл 3×150 - 10	32	0,007	0,000
Присоединение № 29				
29000 - 76	ААБл 3×150 - 10	320	0,067	0,000
57 - 76	ААБл 3×120 - 10	300	0,077	0,000
57 - 37	ААБл 3×120 - 10	155	0,040	0,000
76 - 29001	ААБл 3×150 - 10	45	0,009	0,000
29001 - 29003	А - 1×95	140	0,044	0,048
29003 - 290012	А - 1×95	630	0,196	0,218
290012 - 290018	А - 1×95	420	0,131	0,145
290018 - 290024	А - 1×95	420	0,131	0,145
290024 - 114	ААШв 3×185	20	0,003	0,000
290024 - 290033	А - 1×95	630	0,196	0,218
290033 - 29333	А - 1×95	210	0,065	0,073
29333 - 82	ААБл 3×120 - 10	20	0,005	0,000
290033 - 290048	А - 1×95	1050	0,327	0,363
290048 - 290052	А - 1×95	280	0,087	0,097
290052 - 29521	А - 1×95	70	0,022	0,024
29521 - 92	ААБл 3×120 - 10	30	0,008	0,000

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б4

1	2	3	4	5
92 - 30	ААБл 3×120 - 10	1020	0,263	0,000
290052 - 290065	А - 1×95	910	0,283	0,315
290065 - 29653	А - 1×95	210	0,065	0,073
29653 - 31	ААБл 3×120 - 10	30	0,008	0,000
290065 - 290066	ААБл 2 (3×95) - 10	57	0,009	0,000
290066 - 290075	А - 1×95	630	0,196	0,218
290075 - 29753	А - 1×95	210	0,065	0,073
29753 - 110	ААБл 3×120 - 10	15	0,004	0,000
290075 - 290083	А - 1×95	560	0,174	0,194
290083 - 29835	СИП - 3 1×95 - 35	255	0,119	0,072
29835 - 120	ААБл 3×120 - 10	20	0,005	0,000
Присоединение № 6				
6000 - 23	ААБл 3×120 - 10	460	0,119	0,000
23 - 6001	ААБл 3×150 - 10	40	0,008	0,000
6001 - 60024	А - 1×95	1610	0,501	0,557
60024 - 60038	А - 1×95	980	0,305	0,339
60038 - 66	ААБл 3×120 - 10	50	0,013	0,000
60038 - 60042	А - 1×95	280	0,087	0,097
60042 - 60048	А - 1×95	420	0,131	0,145
60048 - 6484	А - 1×95	280	0,087	0,097
6484 - 18	ААБл 3×120 - 10	25	0,006	0,000
60048 - 60054	А - 1×95	420	0,131	0,145
60054 - 6542	А - 1×95	140	0,044	0,048
6542 - 108	ААБл 3×120 - 10	45	0,012	0,000
60054 - 60055	А - 1×95	70	0,022	0,024
60055 - 6551	А - 1×95	70	0,022	0,024
6551 - 87	ААБл 3×150 - 10	85	0,018	0,000
60055 - 60064	А - 1×95	630	0,196	0,218
60064 - 60	ААБл 3×120 - 10	25	0,006	0,000
60042 - 6424	А - 1×95	280	0,087	0,097
6424 - 15	АСБ 3×70 - 10	60	0,027	0,000
15 - 6425	АСБ 3×70 - 10	55	0,024	0,000

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б4

1	2	3	4	5
6425 - 6429	А - 1×95	280	0,087	0,097
6429 - 94	ААБл 3×120 - 10	35	0,009	0,000
6429 - 64224	А - 1×95	1050	0,327	0,363
64224 - 16	ААБл 3×95 - 10	30	0,010	0,000
15 - 104	ААБл 3×120 - 10	1005	0,259	0,000
104 - 21	ААБл 3×150 - 10	170	0,035	0,000
21 - 32	АСБ 3×95 - 10	795	0,259	0,000
104 - 6011	ААБл 3×120 - 10	25	0,006	0,000
6011 - 60110	А - 1×95	630	0,196	0,218
60110 - 91	ААБл 3×150 - 10	25	0,005	0,000
60110 - 60122	А - 1×95	840	0,261	0,291
60122 - 22	ААШв 3×120 (ож) - 10	257	0,066	0,000
22 - 601	ААБл 3×120 - 10	25	0,006	0,000
16 - 77	ААБл 3×150 - 10	670	0,139	0,000
Присоединения № 9,27				
9000 - 50	ААБл 3×120 - 10	960	0,248	0,000
50 - 51	ААБл 3×120 - 10	308	0,079	0,000
51 - 75	ААБл 3×185 (ож) - 10	480	0,080	0,000
75 - 78	2 ААБл 3×120 - 10	269	0,035	0,000
78 - 24	ААБл 3×120 - 10	260	0,067	0,000
27 - 51	ААБл 3×185 (ож) - 10	452	0,075	0,000
51 - 25	ААБл 3×95 - 10	640	0,209	0,000
25 - 14	ААБл 3×150 - 10	784	0,163	0,000
25 - 93	ААБл 3×120 - 10	345	0,089	0,000
27 - 28	ААБл 3×120 - 10	490	0,126	0,000
28 - 29	АСБ 3×150 - 10	583	0,121	0,000
43 - 51	ААБл 3×185 (ож) - 10	235	0,039	0,000
761 - 43	ААБл 3×150 - 10	476	0,099	0,000
24 - 26	ААБл 3×120 - 10	600	0,155	0,000
26 - 97	ААБл 3×120 - 10	364	0,094	0,000
27000 - 761	ААБл 3×150 - 10	290	0,060	0,000
25 - 9001	ААБл 3×120 - 10	40	0,010	0,000

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б4

1	2	3	4	5
9001 - 9008	А - 1×95	490	0,152	0,170
9008 - 90012	А - 1×95	280	0,087	0,097
90012 - 53	ААБл 3×120 - 10	20	0,005	0,000
90012 - 90019	А - 1×95	490	0,152	0,170
90019 - 90022	А - 1×95	210	0,065	0,073
90022 - 92218	А - 1×95	1260	0,392	0,436
92218 - 58	ААБл 3×120 - 10	30	0,008	0,000
90022 - 90028	А - 1×95	420	0,131	0,145
90028 - 79	ААБл 3×120 - 10	25	0,006	0,000
90028 - 90031	А - 1×95	210	0,065	0,073
90031 - 90036	А - 1×95	350	0,109	0,121
90036 - 90051	А - 1×95	1050	0,327	0,363
90051 - 90072	А - 1×95	1470	0,457	0,509
90072 - 900128	А - 1×95	3920	1,219	1,356
900128 - 118	ААБл 3×120 - 10	35	0,009	0,000
Присоединения № 7,31				
31000 - 74	АВБбШв 3×240 (ож) - 6	672	0,087	0,000
74 - 7001	АВБбШв 3×240 (ож) - 6	1471	0,190	0,000
7000 - 7001	АВБбШв 3×240 (ож) - 6	2039	0,263	0,000
71 - 74	2 ААБл 3×120 - 10	263	0,034	0,000
71 - 13	2 ААБл 3×120 - 10	383	0,049	0,000
13 - 46	ААБл 3×120 - 10	243	0,063	0,000
46 - 61	ААБл 3×95 - 10	420	0,137	0,000
13 - 103	ААБл 3×120 - 10	637	0,164	0,000
103 - 500	ААБл 3×120 - 10	367	0,095	0,000
103 - 83	ААБл 3×185 (ож) - 10	270	0,045	0,000
500 - 102	ААБл 3×185 (ож) - 10	359	0,060	0,000
7001 - 70078	2 СИП - 3 1×120 - 35	3339	0,616	0,464
70078 - 321	СБ 3×25 - 10	690	0,511	0,000
40 - 61	ААБл 3×95 - 10	284	0,093	0,000
Присоединение № 16				
16000 - 39	ААБл 3×150 - 10	430	0,089	0,000

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б4

1	2	3	4	5
Присоединение № 21				
21000 - ЦРП - 4	ААБл 3×185 (ож) - 10	900	0,150	0,000

Таблица Б5 – Выбор воздушных и кабельных линий для проектируемой сети

Участок провода или кабеля	I <sub>норм</sub> , А	I <sub>посл/Ав- 1</sub> , А	I <sub>посл/Ав -2</sub> , А	I <sub>дл.</sub> доп., А	Сечение, мм <sup>2</sup>	Марка провода или кабеля
1	2	3	4	5	6	7
Присоединение № 5						
500167 - 500202	13,0	13,1	13,1	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
500160 - 500167	13,0	13,1	13,1	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
500149 - 500160	14,3	14,4	14,4	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
500101 - 99	2,8	2,8	2,8	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
50077 - 500101	17,1	17,2	17,3	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
50062 - 50064	19,2	19,4	19,4	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
50057 - 50062	21,6	21,8	21,8	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
50051 - 50057	42,5	42,9	42,9	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
50037 - 50050	61,4	61,9	62,0	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
36 - 50028	70,2	70,8	71,0	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
5574 - 62	20,9	21,1	21,1	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
50027 - 36	76,3	77,0	77,1	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
38 - 5001	79,6	10,2	179,0	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
5000 - 38	89,7	0	189,1	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
5001 - 50010	79,6	10,2	179,0	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
50010 - 50013	79,6	80,3	80,5	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
50013 - 121	3,3	3,4	3,4	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б5

1	2	3	4	5	6	7
50013 - 50014	76,3	77,0	77,1	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
50014 - 50019	76,3	77,0	77,1	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
50019 - 50023	76,3	77,0	77,1	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
50023 - 50027	76,3	77,0	77,1	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
50028 - 50037	70,2	70,8	71,0	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
50037 - 10	8,8	8,9	8,9	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
50050 - 5504	11,2	11,3	11,3	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
5504 - 55042	4,2	4,3	4,3	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
5504 - 55015	7,0	7,1	7,1	165	50	СИП - 3 1х50 - 20
55015 - 90	7,0	7,1	7,1	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
55042 - 80	4,2	4,3	4,3	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
50050 - 50051	50,2	50,6	50,7	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
50057 - 5574	20,9	21,1	21,1	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
50062 - 5623	2,4	2,4	2,4	165	50	СИП - 3 1х50 - 20
5623 - 12	2,4	2,4	2,4	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
50064 - 107	2,1	2,2	2,2	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
50064 - 50077	17,1	17,2	17,3	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
500101 - 500104	14,3	14,4	14,4	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
500104 - 500149	14,3	14,4	14,4	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
500160 - 51601	1,3	1,3	1,3	165	50	СИП - 3 1х50 - 20
51601 - 111	1,3	1,3	1,3	165	50	СИП - 3 1х50 - 20
500202 - 500237	13,0	13,1	13,1	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
500237 - 500239	13,0	13,1	13,1	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
500239 - 116	6,6	6,7	6,7	165	50	СИП - 3 1х50 - 20
500239 - 500262	6,4	6,4	6,4	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
500262 - 117	6,4	6,4	6,4	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б5

1	2	3	4	5	6	7
50051 - 11	7,7	7,7	7,8	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
50010 - 5101	0,0	90,6	98,5	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
Присоединение № 23						
2300116-2300124	33,6	33,9	34,1	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
2300124-2300134	28,2	28,5	28,6	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
2300134-2300145	12,9	13,0	13,0	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
2300145-2300158	10,4	10,5	10,5	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
2300116-231162	10,9	11,0	11,0	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
231162 - 48	10,0	10,1	10,1	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
230098 - 2300116	44,5	44,9	45,1	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
230097 - 230098	48,6	49,0	49,2	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
230050 - 230087	55,0	55,5	55,7	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
230026 - 230050	55,0	55,5	55,7	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
230018 - 230025	59,9	60,5	60,7	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
23006 - 230018	63,8	64,4	64,6	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
23001 - 23006	63,8	64,4	64,6	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
5 - 68	75,0	75,7	75,9	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
65 - 5	79,5	170,7	18,1	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
70 - 65	92,5	183,8	4,9	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
23000 - 70	97,3	188,6	0	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
2300124 - 106	5,4	5,5	5,5	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
2300134 - 105	15,3	15,5	15,5	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
2300145 - 49	2,5	2,5	2,5	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
231162 - 231168	0,9	0,9	0,9	165	50	СИП - 3 1х50 - 20
231168 - 67	0,9	0,9	0,9	165	50	СИП - 3 1х50 - 20
230098 - 239810	4,1	4,1	4,1	165	50	СИП - 3 1х50 - 20



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б5

1	2	3	4	5	6	7
239810 - 42	4,1	4,1	4,1	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
230087 - 95	6,5	6,5	6,5	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
230018 - 86	3,9	3,9	3,9	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
68 - 23001	64,7	65,3	65,5	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
2300158 - 81	10,4	10,5	10,5	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
230087 - 230097	48,6	49,0	49,2	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
47 - 230026	55,0	55,5	55,7	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
230025 - 47	59,9	60,5	60,7	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
23001 - 23016	0,9	0,9	0,9	165	50	СИП - 3 1х50 - 20
23016 - 113	0,9	0,9	0,9	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
5101 - 5	0,0	90,5	98,6	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
Присоединение № 36						
36000 - 56	109,1	202,3	0	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
4501 - 56	0	92,3	110,7	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
56 - 4	99,1	99,9	100,6	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
4 - 2	87,9	88,6	89,2	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
2 - 1	85,4	86,1	86,7	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
1 - 100	80,3	81,0	81,5	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
100 - 72	17,2	17,3	17,5	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
100 - 36001	44,1	44,4	44,8	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б5

1	2	3	4	5	6	7
36001 - 36014	31,9	32,2	32,4	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
36014 - 8	31,9	32,2	32,4	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
8 - 101	23,9	24,1	24,2	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
101 - 1001	15,7	15,8	15,9	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
1001 - 1006	15,7	15,8	15,9	165	50	СИП - 3 1х50 - 20
1006 - 84	15,7	15,8	15,9	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
36001 - 36008	12,2	12,3	12,4	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
3681 - 36008	5,0	5,1	5,1	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
3 - 3681	5,0	5,1	5,1	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
36008 - 360013	7,1	7,2	7,3	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
360013 - 360019	5,0	5,0	5,0	165	50	СИП - 3 1х50 - 20
360019 - 6	5,0	5,0	5,0	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
360013 - 36137	2,2	2,2	2,2	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
72 - 9	4,8	4,8	4,8	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
56 - 34	2,1	2,1	2,1	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
36137 - 88	2,2	2,2	2,2	255	95	АПвПуг 3х50/16 - 10
Присоединение № 29						
29000 - 76	92,4	201,2	0,0	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
76 - 29001	76,4	185,2	16,1	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
29001 - 29003	76,4	185,2	16,1	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
29003 - 290012	76,4	185,2	16,1	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
290033 - 290048	20,9	21,3	20,8	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
290048 - 29486	0,0	0,0	0,0	250	95	СИП - 3 1×95 - 35

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б5

1	2	3	4	5	6	7
57 - 76	13,3	13,3	13,3	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
57 - 37	6,0	6,0	6,0	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
290012 - 290018	35,1	143,5	57,4	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
290018 - 290024	28,1	136,4	64,3	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
290024 - 290033	25,4	25,8	25,1	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
2948113 - 118	0,0	0,0	0,0	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
290024 - 114	2,7	2,8	2,7	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
290033 - 29333	4,4	4,5	4,4	165	50	СИП - 3 1х50 - 20
29333 - 82	4,4	4,5	4,4	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
29486 - 2948113	0,0	0,0	0,0	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
290048 - 290052	20,9	21,3	20,8	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
290052 - 29521	11,9	12,1	11,8	165	50	СИП - 3 1х50 - 20
29521 - 92	11,9	12,2	11,8	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
92 - 30	3,3	3,3	3,2	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
290052 - 290065	9,0	9,2	8,9	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
290065 - 29653	4,8	4,9	4,7	165	50	СИП - 3 1х50 - 20
29653 - 31	4,8	4,9	4,7	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
290065 - 290066	4,3	4,3	4,2	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
290066 - 290075	4,3	4,3	4,2	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
290075 - 29753	4,3	4,3	4,2	165	50	СИП - 3 1х50 - 20
29753 - 110	4,3	4,3	4,2	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
290075 - 290083	0,0	0,0	0,0	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
291210 - 27	41,3	41,7	41,3	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б5

1	2	3	4	5	6	7
27 - 28	24,1	24,3	24,1	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
290018 - 93	7,0	7,1	7,0	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
290012 - 291210	41,3	41,7	41,3	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
290083 - 2900119	0,0	0,0	0,0	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
2900119 - 291191	0,0	0,0	0,0	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
2900119-2900121	0,0	0,0	0,0	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
Присоединение № 6						
6000 - 23	75,8	0,0	188,0	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
23 - 6001	74,0	1,9	186,1	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
60038 - 66	7,2	7,3	7,3	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
60038 - 60042	66,8	67,4	68,2	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
6424 - 15	45,6	46,0	46,6	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
15 - 104	31,2	31,5	31,9	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
60042 - 60048	21,2	21,4	21,7	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
60048 - 60054	13,8	14,0	14,1	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
60054 - 60055	3,8	3,8	3,9	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
6001 - 60024	74,0	1,9	186,1	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
60024 - 60038	74,0	74,7	75,6	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
60048 - 6484	7,4	7,4	7,5	165	50	СИП - 3 1х50 - 20
6484 - 18	7,4	7,5	7,5	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
60042 - 6424	45,6	46,0	46,6	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
104 - 21	4,7	4,7	4,8	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
21 - 32	4,7	4,7	4,8	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
104 - 6011	24,8	25,1	25,4	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б5

1	2	3	4	5	6	7
6011 - 60110	24,8	25,1	25,4	165	50	СИП - 3 1x50 - 20
60110 - 91	11,1	11,2	11,4	175	50	АПвПуг 3x50/16 - 10
60110 - 60122	13,7	13,8	14,0	165	50	СИП - 3 1x50 - 20
60122 - 22	13,7	13,8	14,0	175	50	АПвПуг 3x50/16 - 10
60055 - 6551	3,8	3,8	3,9	165	50	СИП - 3 1x50 - 20
60054 - 6542	10,0	10,1	10,3	165	50	СИП - 3 1x50 - 20
60055 - 60064	0,0	0,0	0,0	250	95	СИП - 3 1x95 - 35
6551 - 87	3,8	3,8	3,9	175	50	АПвПуг 3x50/16 - 10
6542 - 108	10,0	10,1	10,3	175	50	АПвПуг 3x50/16 - 10
15 - 6425	12,1	12,2	12,4	175	50	АПвПуг 3x50/16 - 10
6425 - 6429	12,1	12,2	12,4	165	50	СИП - 3 1x50 - 20
6429 - 94	6,1	6,2	6,3	175	50	АПвПуг 3x50/16 - 10
6429 - 64224	6,0	6,1	6,1	165	50	СИП - 3 1x50 - 20
64224 - 16	6,0	6,1	6,1	175	50	АПвПуг 3x50/16 - 10
16 - 77	4,1	4,2	4,2	175	50	АПвПуг 3x50/16 - 10
22 - 601	11,0	11,1	11,2	175	50	АПвПуг 3x50/16 - 10
Присоединение № 27						
27000 - 43	91,1	0	202,8	255	95	АПвПуг 3x95/16 - 10
43 - 75	75,8	15,6	187,4	255	95	АПвПуг 3x95/16 - 10
75 - 78	52,8	38,9	164,1	255	95	АПвПуг 3x95/16 - 10
78 - 24	5,3	5,4	5,4	255	95	АПвПуг 3x95/16 - 10
78 - 45	16,8	75,3	127,7	255	95	АПвПуг 3x95/16 - 10

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б5

1	2	3	4	5	6	7
78 - 14	15,4	15,5	15,5	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
Присоединение № 9						
9000 - 50	105,3	0	200,4	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
50 - 51	88,4	17,4	183,4	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
51 - 25	69,0	37,3	163,9	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
9192 - 29	5,6	5,7	5,7	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
26 - 97	5,0	5,1	5,0	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
25 - 9001	60,4	61,7	61,1	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
9001 - 9008	60,4	61,7	61,1	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
9008 - 90012	46,4	47,4	46,9	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
90012 - 53	3,6	3,7	3,6	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
90012 - 90019	42,8	43,8	43,3	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
90019 - 90022	37,2	38,0	37,6	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
90022 - 92218	5,5	5,7	5,6	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
92218 - 58	5,5	5,7	5,6	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
90022 - 90028	31,6	32,4	32,0	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
90028 - 90031	29,4	30,1	29,8	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
90031 - 90036	29,4	30,1	29,8	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
90036 - 90051	29,4	30,1	29,8	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
90051 - 90072	29,4	30,1	29,8	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
90072 - 900128	29,4	30,1	29,8	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
900128 - 118	29,4	30,1	29,8	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
90028 - 79	2,2	2,2	2,2	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б5

1	2	3	4	5	6	7
9817 - 26	14,0	14,3	14,1	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
9008 - 9817	14,0	14,3	14,1	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
90019 - 9192	5,6	5,7	5,7	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
25 - 290024	0,0	107,8	94,0	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
90036 - 9366	0,0	0,0	0,0	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
9366 - 93612	0,0	0,0	0,0	250	95	СИП - 3 1×95 - 35
Присоединение № 16						
16000 - 39	106,2	183,2	0,0	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
39 - 74	91,7	168,7	15,1	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
71 - 74	81,0	158,0	26,3	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
71 - 13	64,3	141,2	43,8	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
13 - 46	14,2	90,8	95,9	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
46 - 61	8,3	84,9	102,0	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
40 - 61	2,6	79,2	107,9	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
13 - 103	32,1	32,3	33,4	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
103 - 500	22,2	22,3	23,1	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
103 - 83	1,8	1,8	1,9	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
500 - 102	13,7	13,8	14,3	175	50	АПвПуг 3х50/16 - 10
40 - 60024	0,0	76,5	110,6	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10
Присоединение № 21						
21000 - ЦРП - 4	2,6	2,6	2,6	255	95	АПвПуг 3х95/16 - 10

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица Б6 – Спрогнозированные характеристики мощностей нагрузок для проектируемой сети

Название подстанции	Средняя активная мощность нагрузки, кВт	Средняя реактивная мощность нагрузки, квар	Максимальная активная мощность нагрузки, кВт	Максимальная реактивная мощность нагрузки, квар
1	2	3	4	5
ЦРП - 4	30,6	11,6	50,0	18,9
ТП - 1	60,2	23,0	98,2	37,4
ТП - 8	94,1	38,0	153,3	62,0
ТП - 10	102,5	42,5	167,1	69,2
ТП - 11	88,8	37,0	144,7	60,3
ТП - 12	27,5	11,0	44,8	17,9
ТП - 34	24,3	10,4	39,6	16,9
ТП - 35	1,1	0,0	1,7	0,0
ТП - 36	71,9	28,1	117,1	45,7
ТП - 38	120,5	48,8	196,4	79,6
ТП - 80	48,6	20,7	79,2	33,8
ТП - 90	81,4	32,7	132,6	53,4
ТП - 107	24,3	10,4	39,6	16,9
ТП - 111	14,8	5,7	24,1	9,3
ТП - 116	75,0	31,5	122,3	51,3
ТП - 117	72,9	28,3	118,9	46,1
ТП - 121	39,1	16,1	63,7	26,2
ТП - 5	52,8	21,6	86,1	35,1
ТП - 42	46,5	17,5	75,8	28,5
ТП - 47	57,1	22,4	93,0	36,5
ТП - 48	113,1	44,5	184,3	72,6
ТП - 49	27,5	11,0	44,8	17,9
ТП - 62	243,1	98,0	396,2	159,8
ТП - 65	155,3	61,2	253,2	99,8
ТП - 67	9,5	4,6	15,5	7,5
ТП - 68	121,5	49,0	198,1	79,9
ТП - 78	182,8	72,2	298,0	117,7



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б6

1	2	3	4	5
ТП - 81	116,2	48,0	189,5	78,2
ТП - 86	45,4	17,3	74,1	28,1
ТП - 95	74,0	28,5	120,6	46,4
ТП - 99	32,8	12,0	53,4	19,5
ТП - 105	172,2	67,3	280,8	109,7
ТП - 106	61,3	23,2	99,9	37,7
ТП - 113	10,6	4,8	17,2	7,9
ТП - 27	205,0	82,2	334,2	133,9
ТП - 30	38,0	15,9	62,0	25,8
ТП - 31	56,0	22,2	91,3	36,1
ТП - 37	70,8	27,9	115,4	45,4
ТП - 43	183,9	72,4	299,7	118,0
ТП - 57	87,7	33,9	143,0	55,3
ТП - 76	32,8	12,0	53,4	19,5
ТП - 82	51,8	21,3	84,4	34,8
ТП - 92	102,5	39,6	167,1	64,6
ТП - 93	83,5	33,1	136,1	54,0
ТП - 97	59,2	22,8	96,5	37,1
ТП - 110	49,7	20,9	81,0	34,1
ТП - 114	32,8	12,0	53,4	19,5
ТП - 118	340,3	136,7	554,6	222,8
ТП - 120	3,2	0,0	5,2	0,0
ТП - 2	29,6	11,4	48,2	18,6
ТП - 3	59,2	22,8	96,5	37,1
ТП - 4	132,1	53,9	215,3	87,8
ТП - 6	58,1	22,6	94,7	36,8
ТП - 9	56,0	22,2	91,3	36,1
ТП - 45	199,7	81,1	325,6	132,3
ТП - 56	94,1	38,0	153,3	62,0
ТП - 70	58,1	22,6	94,7	36,8
ТП - 72	145,8	59,4	237,7	96,8
ТП - 75	275,8	110,0	449,6	179,3

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б6

1	2	3	4	5
ТП - 84	183,9	75,2	299,7	122,6
ТП - 88	25,4	10,6	41,3	17,2
ТП - 100	225,1	88,9	366,9	144,9
ТП - 101	96,2	38,4	156,7	62,7
ТП - 6А	127,9	50,2	208,4	81,9
ТП - 15	25,4	10,6	41,3	17,2
ТП - 16	21,1	9,7	34,4	15,8
ТП - 18	86,7	33,7	141,2	55,0
ТП - 22	31,7	11,8	51,7	19,2
ТП - 23	21,1	9,7	34,4	15,8
ТП - 28	286,4	114,9	466,8	187,3
ТП - 32	53,9	21,8	87,8	35,5
ТП - 40	31,7	11,8	51,7	19,2
ТП - 46	69,7	27,7	113,7	45,1
ТП - 51	231,4	92,9	377,2	151,5
ТП - 60	10,6	4,8	17,2	7,9
ТП - 61	66,6	27,0	108,5	44,1
ТП - 66	84,5	33,4	137,8	54,4
ТП - 77	47,6	20,5	77,5	33,4
ТП - 87	44,4	17,1	72,3	27,8
ТП - 91	128,9	53,3	210,1	86,8
ТП - 94	71,9	28,1	117,1	45,7
ТП - 104	20,1	9,5	32,7	15,4
ТП - 108	117,3	48,2	191,2	78,5
ТП - РП - 5	100,4	39,2	163,6	64,0
ТП - 13	214,5	86,8	349,7	141,5
ТП - 71	199,7	81,1	325,6	132,3
ТП - 74	127,9	50,2	208,4	81,9
ТП - 83	21,1	9,7	34,4	15,8
ТП -102	162,7	65,5	265,3	106,7
ТП - 103	96,2	38,4	156,7	62,7
ТП - 14	183,9	72,4	299,7	118,0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б6

1	2	3	4	5
ТП - 24	62,3	26,2	101,6	42,7
ТП - 25	102,5	39,6	167,1	64,6
ТП - 26	105,7	43,1	172,2	70,3
ТП - 29	65,5	26,8	106,8	43,7
ТП - 50	201,8	81,5	329,0	132,9
ТП - 53	42,3	16,7	68,9	27,2
ТП - 58	64,5	26,6	105,1	43,4
ТП - 79	25,4	10,6	41,3	17,2
ТП - 39	173,3	70,4	282,5	114,7
ТП - 32А	24,3	10,4	39,6	16,9

Таблица Б7 – Результаты выбора трансформаторов на ТП

Название подстанции	Номинальная мощность тр-ра до замены, кВА	Расчётная мощность тр-ра, кВА	Номинальная мощность тр-ра после замены, кВА	Коэффициент загрузки тр-ра	Послеаварийный коэффициент загрузки тр-ра
1	2	3	4	5	6
ЦРП - 4	320	48,7	63	0,54	0,54
ТП - 1	400	95,9	100	0,67	0,67
ТП - 8	630	151,5	160	0,66	0,66
ТП - 10	250	166,0	160	0,73	0,73
ТП - 11	160	144,0	160	0,63	0,63
ТП - 12	100	44,2	63	0,49	0,49
ТП - 34	400	39,6	40	0,69	0,69
ТП - 36	400	114,9	160	0,50	0,50
ТП - 38	400	194,2	250	0,54	0,54
ТП - 80	630	79,2	100	0,55	0,55
ТП - 90	400	131,0	160	0,57	0,57
ТП - 107	100	39,6	40	0,69	0,69
ТП - 111	400	23,6	25	0,66	0,66
ТП - 116	400	121,9	160	0,53	0,53

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б7

1	2	3	4	5	6
ТП - 117	400	116,5	160	0,51	0,51
ТП - 121	400	63,2	63	0,70	0,70
ТП - 5	400	86,8	100	0,60	0,60
ТП - 42	250	73,8	100	0,52	0,52
ТП - 47	400	91,3	100	0,64	0,64
ТП - 48	630	181,2	250	0,51	0,51
ТП - 49	160	44,2	63	0,49	0,49
ТП - 62	400	391,4	400	0,68	0,68
ТП - 65	400	248,9	250	0,70	0,70
ТП - 67	250	16,0	25	0,45	0,45
ТП - 68	250	195,7	250	0,55	0,55
ТП - 78	400	293,1	400	0,51	0,51
ТП - 81	400	188,1	250	0,53	0,53
ТП - 86	100	72,3	100	0,51	0,51
ТП - 95	250	118,0	160	0,52	0,52
ТП - 99	250	51,7	63	0,57	0,57
ТП - 105	400	275,6	250	0,78	0,78
ТП - 106	400	97,4	100	0,68	0,68
ТП - 113	160	17,5	25	0,49	0,49
ТП - 27	400	329,7	400	0,58	0,58
ТП - 30	250	61,7	63	0,69	0,69
ТП - 31	400	89,8	100	0,63	0,63
ТП - 37	400	113,4	100	0,79	0,79
ТП - 43	400	294,6	400	0,52	0,52
ТП - 57	250	140,0	160	0,61	0,61
ТП - 76	100	51,7	63	0,57	0,57
ТП - 82	100	83,8	100	0,59	0,59
ТП - 92	320	163,6	160	0,72	0,72
ТП - 93	400	134,0	160	0,59	0,59
ТП - 97	250	94,4	100	0,66	0,66
ТП - 110	250	85,3	100	0,57	0,57
ТП - 114	160	51,7	63	0,57	0,57

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б7

1	2	3	4	5	6
ТП - 118	630+400	547,5	400+400	0,51	1,03
ТП - 2	250	47,2	63	0,52	0,52
ТП - 3	400	94,4	100	0,66	0,66
ТП - 4	400	213,2	250	0,60	0,60
ТП - 6	400	92,9	100	0,65	0,65
ТП - 9	320	89,8	100	0,63	0,63
ТП - 45	630	322,1	400	0,56	0,56
ТП - 56	400	151,5	160	0,66	0,66
ТП - 70	160+160	92,9	63+63	0,52	1,03
ТП - 72	400	235,3	250	0,66	0,66
ТП - 75	400	443,1	400	0,78	0,78
ТП - 84	400	297,0	400	0,52	0,52
ТП - 88	400	41,1	40	0,72	0,72
ТП - 100	400	360,9	400	0,63	0,63
ТП - 101	400	154,6	160	0,68	0,68
ТП - 6А	400	204,8	250	0,57	0,57
ТП - 15	630	41,1	40	0,72	0,72
ТП - 16	400	35,1	40	0,61	0,61
ТП - 18	400	138,5	160	0,61	0,61
ТП - 22	630	50,2	63	0,56	0,56
ТП - 23	400	35,1	40	0,61	0,61
ТП - 28	400	460,7	630	0,51	0,51
ТП - 32	400	86,8	100	0,61	0,61
ТП - 40	250	50,2	63	0,56	0,56
ТП - 46	400	111,9	100	0,78	0,78
ТП - 51	400	372,3	400	0,65	0,65
ТП - 60	400	17,5	25	0,49	0,49
ТП - 61	320	107,4	100	0,75	0,75
ТП - 66	400	135,5	160	0,59	0,59
ТП - 77	250	77,7	100	0,54	0,54
ТП - 87	400	88,3	100	0,79	0,79
ТП - 91	100	208,7	250	0,58	0,58

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б7

1	2	3	4	5	6
ТП - 94	400	114,9	160	0,50	0,50
ТП - 104	400	33,6	40	0,59	0,59
ТП - 108	400	189,6	250	0,53	0,53
ТП - РП - 5	320	160,6	160	0,70	0,70
ТП - 13	400	345,7	400	0,61	0,61
ТП - 71	400	322,1	400	0,56	0,56
ТП - 74	400	204,8	250	0,57	0,57
ТП - 83	630	35,1	40	0,61	0,61
ТП - 102	400	261,9	250	0,73	0,73
ТП - 103	250	154,6	160	0,68	0,68
ТП - 14	400	294,6	400	0,52	0,52
ТП - 24	250	101,3	100	0,71	0,71
ТП - 25	320	163,6	160	0,72	0,72
ТП - 26	630	170,6	160	0,75	0,75
ТП - 29	400	105,9	100	0,74	0,74
ТП - 50	400	325,2	400	0,57	0,57
ТП - 53	160	67,8	63	0,75	0,75
ТП - 58	250	104,3	100	0,73	0,73
ТП - 79	160	41,1	40	0,72	0,72
ТП - 39	400	244,6	250	0,78	0,78
ТП - 32А	160	39,6	40	0,69	0,69

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица Б8 – Расчет приведенных электрических нагрузок для режима средней мощности проектируемой распределительной сети 10 кВ

Название ТП	Активная мощность нагрузки, кВт	Реактивная мощность нагрузки, квар	Потери активной мощности трансформатора, кВт	Потери реактивной мощности трансформатора, квар	Приведенная активная мощность нагрузки, кВт	Приведенная реактивная мощность нагрузки, квар	Напряжение на нагрузке, кВ	Потери напряжения на нагрузке, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП - ЦРП-4	30,6	11,6	0,4	2,1	31,0	13,6	10,00	0,0
ТП - 1	60,2	23,0	0,6	3,3	60,9	26,3	9,88	1,2
ТП - 8	94,1	38,0	0,9	4,9	95,0	43,0	9,85	1,5
ТП - 10	102,5	42,5	1,0	6,6	103,5	49,1	9,83	1,7
ТП - 11	88,8	37,0	0,9	4,8	89,6	41,8	9,79	2,1
ТП - 12	27,5	11,0	0,3	2,0	27,8	13,0	9,77	2,3
ТП - 34	24,3	10,4	0,3	1,5	24,6	11,8	9,93	0,7
ТП - 36	71,9	28,1	0,7	4,5	72,6	32,5	9,87	1,3
ТП - 38	120,5	48,8	1,1	6,9	121,6	55,7	9,98	0,2
ТП - 80	48,6	20,7	0,5	3,1	49,1	23,8	9,79	2,1
ТП - 90	81,4	32,7	0,8	4,7	82,2	37,4	9,78	2,2
ТП - 107	24,3	10,4	0,3	1,5	24,6	11,8	9,77	2,3
ТП - 111	14,8	5,7	0,2	1,0	15,0	6,7	9,69	3,1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б8

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП - 116	75,0	31,5	0,8	4,5	75,8	36,0	9,64	3,6
ТП - 117	72,9	28,3	0,7	4,5	73,7	32,7	9,63	3,7
ТП - 121	39,1	16,1	0,5	2,2	39,6	18,3	9,93	0,7
ТП - 5	52,8	21,6	0,6	3,2	53,4	24,7	9,94	0,6
ТП - 42	46,5	17,5	0,5	3,0	47,0	20,5	9,59	4,1
ТП - 47	57,1	22,4	0,6	3,2	57,7	25,6	9,80	2,0
ТП - 48	113,1	44,5	1,1	6,8	114,1	51,3	9,55	4,5
ТП - 49	27,5	11,0	0,3	2,0	27,8	13,0	9,52	4,8
ТП - 62	243,1	98,0	1,8	11,3	244,9	109,3	9,77	2,3
ТП - 65	155,3	61,2	1,4	7,6	156,7	68,8	9,97	0,3
ТП - 67	9,5	4,6	0,2	0,9	9,7	5,5	9,55	4,5
ТП - 68	121,5	49,0	1,1	6,9	122,6	55,9	9,88	1,2
ТП - 78	182,8	72,2	1,4	10,0	184,3	82,2	9,94	0,6
ТП - 81	116,2	48,0	1,1	6,8	117,3	54,8	9,51	4,9
ТП - 86	45,4	17,3	0,5	3,0	45,9	20,3	9,82	1,8
ТП - 95	74,0	28,5	0,8	4,5	74,7	33,0	9,62	3,8
ТП - 99	32,8	12,0	0,4	2,1	33,1	14,0	9,73	2,7
ТП - 105	172,2	67,3	1,4	9,8	173,6	77,1	9,53	4,7
ТП - 106	61,3	23,2	0,6	3,3	61,9	26,5	9,54	4,6



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б8

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП - 113	10,6	4,8	0,2	0,9	10,7	5,7	9,88	1,2
ТП - 27	205,0	82,2	1,6	10,5	206,6	92,6	9,92	0,8
ТП - 30	38,0	15,9	0,4	2,2	38,5	18,1	9,89	1,1
ТП - 31	56,0	22,2	0,6	3,2	56,6	25,4	9,88	1,2
ТП - 37	70,8	27,9	0,8	3,6	71,6	31,4	9,98	0,2
ТП - 43	183,9	72,4	1,5	10,1	185,3	82,4	9,97	0,3
ТП - 57	87,7	33,9	0,9	4,8	88,6	38,7	9,99	0,1
ТП - 76	32,8	12,0	0,4	2,1	33,1	14,0	9,99	0,1
ТП - 82	51,8	21,3	0,6	3,1	52,3	24,5	9,91	0,9
ТП - 92	102,5	39,6	1,0	6,6	103,5	46,2	9,89	1,1
ТП - 93	83,5	33,1	0,8	4,7	84,3	37,8	9,93	0,7
ТП - 97	59,2	22,8	0,6	3,3	59,8	26,0	9,89	1,1
ТП - 110	49,7	20,9	0,5	3,1	50,2	24,0	9,88	1,2
ТП - 114	32,8	12,0	0,4	2,1	33,1	14,0	9,92	0,8
ТП - 118	340,3	136,7	2,8	19,6	343,0	156,3	9,71	2,9
ТП - 2	29,6	11,4	0,4	2,0	30,0	13,4	9,89	1,1
ТП - 3	59,2	22,8	0,6	3,3	59,8	26,0	9,85	1,5
ТП - 4	132,1	53,9	1,2	7,1	133,3	61,0	9,91	0,9
ТП - 6	58,1	22,6	0,6	3,3	58,7	25,8	9,85	1,5

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б8

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП - 9	56,0	22,2	0,6	3,2	56,6	25,4	9,86	1,4
ТП - 45	199,7	81,1	1,6	10,4	201,3	91,5	9,94	0,6
ТП - 56	94,1	38,0	0,9	4,9	95,0	43,0	9,93	0,7
ТП - 70	58,1	22,6	0,7	4,1	58,8	26,6	9,99	0,1
ТП - 72	145,8	59,4	1,3	7,4	147,1	66,8	9,86	1,4
ТП - 75	275,8	110,0	1,9	15,5	277,8	125,5	9,95	0,5
ТП - 84	183,9	75,2	1,5	10,1	185,3	85,3	9,83	1,7
ТП - 88	25,4	10,6	0,3	1,5	25,7	12,1	9,85	1,5
ТП - 100	225,1	88,9	1,7	10,9	226,8	99,7	9,86	1,4
ТП - 101	96,2	38,4	0,9	5,0	97,1	43,4	9,84	1,6
ТП - 6А	127,9	50,2	1,2	7,0	129,0	57,3	9,76	2,4
ТП - 15	25,4	10,6	0,3	1,5	25,7	12,1	9,82	1,8
ТП - 16	21,1	9,7	0,3	1,4	21,4	11,1	9,81	1,9
ТП - 18	86,7	33,7	0,8	4,8	87,5	38,5	9,82	1,8
ТП - 22	31,7	11,8	0,4	2,1	32,1	13,8	9,76	2,4
ТП - 23	21,1	9,7	0,3	1,4	21,4	11,1	9,98	0,2
ТП - 28	286,4	114,9	2,0	15,7	288,4	130,6	9,92	0,8
ТП - 32	53,9	21,8	0,6	3,2	54,5	24,9	9,79	2,1
ТП - 40	31,7	11,8	0,4	2,1	32,1	13,8	9,94	0,6

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б8

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП - 46	69,7	27,7	0,7	3,6	70,5	31,2	9,95	0,5
ТП - 51	231,4	92,9	1,8	11,0	233,2	104,0	9,94	0,6
ТП - 60	10,6	4,8	0,2	0,9	10,7	5,7	10,00	0,0
ТП - 61	66,6	27,0	0,7	3,5	67,3	30,5	9,94	0,6
ТП - 66	84,5	33,4	0,8	4,7	85,4	38,1	9,84	1,6
ТП - 77	47,6	20,5	0,5	3,1	48,1	23,5	9,81	1,9
ТП - 87	44,4	17,1	0,5	3,0	44,9	20,1	9,82	1,8
ТП - 91	128,9	53,3	1,2	7,1	130,1	60,3	9,77	2,3
ТП - 94	71,9	28,1	0,7	4,5	72,6	32,5	9,82	1,8
ТП - 104	20,1	9,5	0,3	1,4	20,4	10,9	9,80	2,1
ТП - 108	117,3	48,2	1,1	6,8	118,4	55,0	9,82	1,8
ТП - РП - 5	100,4	39,2	1,0	5,1	101,4	44,3	9,93	0,7
ТП - 13	214,5	86,8	1,6	10,7	216,2	97,5	9,95	0,5
ТП - 71	199,7	81,1	1,6	10,4	201,3	91,5	9,96	0,4
ТП - 74	127,9	50,2	1,2	7,0	129,0	57,3	9,97	0,3
ТП - 83	21,1	9,7	0,3	1,4	21,4	11,1	9,94	0,6
ТП - 102	162,7	65,5	1,3	9,7	164,1	75,2	9,93	0,7
ТП - 103	96,2	38,4	0,9	5,0	97,1	43,4	9,94	0,6
ТП - 14	183,9	72,4	1,5	10,1	185,3	82,4	9,94	0,6

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б8

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП - 24	62,3	26,2	0,7	3,4	63,0	29,6	9,94	0,6
ТП - 25	102,5	39,6	1,0	5,1	103,5	44,8	9,92	0,8
ТП - 26	105,7	43,1	1,0	6,6	106,7	49,7	9,89	1,1
ТП - 29	65,5	26,8	0,7	3,4	66,2	30,3	9,88	1,2
ТП - 50	201,8	81,5	1,6	10,4	203,4	92,0	9,96	0,4
ТП - 53	42,3	16,7	0,5	2,3	42,8	19,0	9,89	1,1
ТП - 58	64,5	26,6	0,7	3,4	65,2	30,1	9,87	1,3
ТП - 79	25,4	10,6	0,3	1,5	25,7	12,1	9,86	1,4
ТП - 39	173,3	70,4	1,4	9,9	174,7	80,2	9,98	0,2
ТП - 32А	24,3	10,4	0,3	1,5	24,6	11,8	9,99	0,1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица Б9 – Расчет воздушных и кабельных линий для режима средней мощности нагрузок для проектируемой сети

Участок провода или кабеля	R, Ом	X, Ом	Поток активной мощности на конце линии, кВт	Поток реактивной мощности на конце линии, квар	Потери активной мощности в линии, кВт	Потери реактивной мощности в линии, квар	Потери напряжения на линии, %
1	2	3	4	5	6	7	8
Присоединение 5							
500167 - 500202	1,142	0,696	150,2	71,1	0,315	0,192	0,22
500160 - 500167	0,228	0,139	150,5	71,3	0,063	0,039	0,04
500149 - 500160	0,359	0,219	165,7	78,2	0,120	0,073	0,08
500101 - 99	0,080	0,023	33,4	14,6	0,001	0,000	0,00
50077 - 500101	0,783	0,477	199,7	93,2	0,380	0,232	0,20
50062 - 50064	0,065	0,040	225,2	105,8	0,040	0,025	0,02
50057 - 50062	0,163	0,099	253,1	119,2	0,128	0,078	0,05
50051 - 50057	0,196	0,119	499,3	233,3	0,594	0,362	0,13
50037 - 50050	0,424	0,258	722,0	340,2	2,701	1,646	0,39
36 - 50028	0,061	0,017	831,7	392,9	0,514	0,148	0,06
5574 - 62	0,010	0,003	246,4	114,1	0,008	0,002	0,00
50027 - 36	0,045	0,013	905,2	426,6	0,452	0,130	0,05
38 - 5001	0,003	0,001	954,8	451,4	0,036	0,010	0,00

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б9

1	2	3	4	5	6	7	8
5000 - 38	0,202	0,058	1077,0	509,0	2,861	0,822	0,25
5001 - 50010	0,294	0,179	951,5	449,5	3,251	1,981	0,36
50010 - 50013	0,098	0,060	950,4	448,9	1,081	0,659	0,12
50013 - 121	0,013	0,002	39,9	13,1	0,000	0,000	0,00
50013 - 50014	0,054	0,016	910,0	429,4	0,551	0,158	0,06
50014 - 50019	0,163	0,099	908,2	428,6	1,645	1,002	0,19
50019 - 50023	0,130	0,080	906,9	427,8	1,312	0,800	0,15
50023 - 50027	0,130	0,080	905,5	427,0	1,308	0,797	0,15
50028 - 50037	0,294	0,179	829,0	391,7	2,468	1,504	0,31
50037 - 10	0,019	0,003	104,3	49,8	0,003	0,000	0,00
50050 - 5504	0,130	0,080	132,0	63,2	0,028	0,017	0,02
5504 - 55042	0,065	0,040	49,5	24,6	0,002	0,001	0,00
5504 - 55015	0,711	0,230	82,7	38,7	0,059	0,019	0,07
55015 - 90	0,015	0,002	82,7	38,7	0,001	0,000	0,00
55042 - 80	0,011	0,003	49,5	24,6	0,000	0,000	0,00
50050 - 50051	0,033	0,020	589,9	277,0	0,139	0,084	0,02
50057 - 5574	0,130	0,080	246,4	114,1	0,096	0,059	0,04
50062 - 5623	0,194	0,063	28,0	13,4	0,002	0,001	0,01
5623 - 12	0,009	0,001	28,0	13,4	0,000	0,000	0,00

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б9

1	2	3	4	5	6	7	8
50064 - 107	0,029	0,005	24,9	12,3	0,000	0,000	0,00
50064 - 50077	0,424	0,258	200,1	93,4	0,207	0,126	0,11
500101 - 500104	0,098	0,060	166,4	78,6	0,033	0,020	0,02
500104 - 500149	1,468	0,895	165,8	78,2	0,493	0,301	0,31
500160 - 51601	0,065	0,021	15,2	6,9	0,000	0,000	0,00
51601 - 111	0,005	0,001	15,2	6,9	0,000	0,000	0,00
500202 - 500237	1,142	0,696	149,8	70,9	0,314	0,191	0,22
500237 - 500239	0,065	0,040	149,8	70,9	0,018	0,011	0,01
500239 - 116	0,009	0,003	76,2	37,2	0,001	0,000	0,00
500239 - 500262	0,750	0,457	74,2	33,8	0,050	0,030	0,07
500262 - 117	0,016	0,003	74,1	33,8	0,001	0,000	0,00
50051 - 11	0,010	0,003	90,2	43,4	0,001	0,000	0,00
50010 - 5101	0,033	0,020	0,0	0,0	0,000	0,000	0,00
Присоединение 23							
2300116 - 2300124	0,261	0,159	382,4	177,2	0,464	0,283	0,13
2300124 - 2300134	0,326	0,199	319,9	149,4	0,407	0,248	0,13
2300134 - 2300145	0,359	0,219	145,0	69,6	0,093	0,057	0,07
2300145 - 2300158	0,424	0,258	117,9	56,6	0,073	0,044	0,06
2300116 - 231162	0,065	0,040	123,8	58,3	0,012	0,007	0,01

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б9

1	2	3	4	5	6	7	8
231162 - 48	0,005	0,001	114,7	52,9	0,001	0,000	0,00
230098 - 2300116	0,587	0,358	506,7	235,7	1,834	1,118	0,38
230097 - 230098	0,033	0,020	555,9	258,1	0,123	0,075	0,02
230050 - 230087	1,207	0,736	632,2	292,8	5,859	3,570	0,98
230026 - 230050	0,783	0,477	638,6	296,6	3,881	2,365	0,64
230018 - 230025	0,228	0,139	701,6	325,9	1,367	0,833	0,21
23006 - 230018	0,391	0,239	749,1	347,6	2,670	1,627	0,38
23001 - 23006	0,163	0,099	751,9	349,2	1,121	0,683	0,16
5 - 68	0,610	0,175	887,5	413,6	5,847	1,681	0,61
65 - 5	0,251	0,072	947,2	441,0	2,742	0,788	0,27
70 - 65	0,116	0,033	1107,7	513,9	1,732	0,498	0,15
23000 - 70	0,112	0,032	1168,6	541,3	1,858	0,534	0,15
2300124 - 106	0,013	0,002	62,5	27,7	0,001	0,000	0,00
2300134 - 105	0,019	0,003	175,4	79,7	0,007	0,001	0,00
2300145 - 49	0,013	0,002	28,0	13,4	0,000	0,000	0,00
231162 - 231168	0,388	0,126	9,7	5,6	0,000	0,000	0,00
231168 - 67	0,003	0,001	9,7	5,6	0,000	0,000	0,00
230098 - 239810	0,646	0,209	47,3	21,2	0,017	0,006	0,03
239810 - 42	0,026	0,004	47,3	21,2	0,001	0,000	0,00



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б9

1	2	3	4	5	6	7	8
230087 - 95	0,045	0,007	75,1	34,1	0,003	0,000	0,00
230018 - 86	0,008	0,001	46,2	20,9	0,000	0,000	0,00
68 - 23001	0,054	0,016	763,9	355,5	0,386	0,111	0,05
2300158 - 81	0,006	0,002	117,9	56,6	0,001	0,000	0,00
230087 - 230097	0,326	0,199	555,9	258,0	1,225	0,747	0,23
47 - 230026	0,117	0,034	642,9	298,6	0,587	0,169	0,09
230025 - 47	0,045	0,013	701,6	325,5	0,268	0,077	0,04
23001 - 23016	0,388	0,126	10,8	5,9	0,001	0,000	0,00
23016 - 113	0,013	0,002	10,8	5,9	0,000	0,000	0,00
5101 - 5	0,008	0,002	0,0	0,0	0,000	0,000	0,00
Присоединение 36							
36000 - 56	0,000	0,000	1312,1	608,7	0,000	0,000	0,00
4501 - 56	0,099	0,029	0,0	0,0	0,000	0,000	0,00
56 - 4	0,145	0,042	1189,2	550,8	2,484	0,714	0,19
4 - 2	0,155	0,045	1053,1	486,8	2,089	0,601	0,19
2 - 1	0,098	0,028	1021,7	472,5	1,241	0,357	0,11
1 - 100	0,190	0,055	958,2	444,5	2,124	0,611	0,21
100 - 72	0,163	0,047	205,1	96,0	0,084	0,024	0,04
100 - 36001	0,074	0,021	524,9	244,5	0,247	0,071	0,04

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б9

1	2	3	4	5	6	7	8
36001 - 36014	0,130	0,080	379,4	178,1	0,229	0,140	0,06
36014 - 8	0,039	0,011	379,4	178,0	0,069	0,020	0,02
8 - 101	0,301	0,049	283,6	133,1	0,295	0,048	0,09
101 - 1001	0,016	0,003	186,3	88,0	0,007	0,001	0,00
1001 - 1006	0,323	0,105	186,2	88,1	0,137	0,044	0,07
1006 - 84	0,021	0,003	186,2	88,1	0,009	0,001	0,00
36001 - 36008	0,228	0,139	145,1	66,5	0,058	0,035	0,04
3681 - 36008	0,033	0,020	60,3	27,2	0,001	0,001	0,00
3 - 3681	0,008	0,002	60,3	27,2	0,000	0,000	0,00
36008 - 360013	0,163	0,099	85,1	39,4	0,014	0,009	0,02
360013 - 360019	0,388	0,126	59,2	26,9	0,016	0,005	0,03
360019 - 6	0,016	0,003	59,2	26,9	0,001	0,000	0,00
360013 - 36137	0,228	0,139	26,0	12,6	0,002	0,001	0,01
72 - 9	0,112	0,032	57,1	26,4	0,004	0,001	0,01
56 - 34	0,163	0,047	24,9	12,3	0,001	0,000	0,00
36137 - 88	0,005	0,001	26,0	12,6	0,000	0,000	0,00
Присоединение 29							
29000 - 76	0,102	0,029	1119,8	519,6	1,561	0,449	0,13
76 - 29001	0,014	0,004	924,8	431,6	0,150	0,043	0,02

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б9

1	2	3	4	5	6	7	8
29001 - 29003	0,065	0,040	924,1	431,2	0,678	0,413	0,08
29003 - 290012	0,294	0,179	921,0	429,4	3,032	1,848	0,35
290033 - 290048	0,489	0,298	250,8	116,9	0,375	0,228	0,16
290048 - 29486	0,196	0,119	0,0	0,0	0,000	0,000	0,00
57 - 76	0,096	0,028	161,4	73,4	0,030	0,009	0,02
57 - 37	0,050	0,014	72,3	33,1	0,003	0,001	0,00
290012 - 290018	0,196	0,119	422,5	196,8	0,425	0,259	0,11
290018 - 290024	0,196	0,119	337,5	157,3	0,271	0,165	0,08
290024 - 290033	0,294	0,179	303,8	142,5	0,331	0,201	0,11
2948113 - 118	0,010	0,003	0,0	0,0	0,000	0,000	0,00
290024 - 114	0,013	0,002	33,4	14,6	0,000	0,000	0,00
290033 - 29333	0,194	0,063	52,7	25,4	0,007	0,002	0,01
29333 - 82	0,013	0,002	52,7	25,4	0,000	0,000	0,00
29486 - 2948113	3,490	2,127	0,0	0,0	0,000	0,000	0,00
290048 - 290052	0,130	0,080	250,7	116,9	0,100	0,061	0,04
290052 - 29521	0,065	0,021	143,1	65,7	0,016	0,005	0,01
29521 - 92	0,019	0,003	143,1	65,7	0,005	0,001	0,00
92 - 30	0,654	0,106	38,8	18,8	0,012	0,002	0,03
290052 - 290065	0,424	0,258	107,6	51,2	0,060	0,037	0,06

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б9

1	2	3	4	5	6	7	8
290065 - 29653	0,194	0,063	57,1	26,4	0,008	0,002	0,01
29653 - 31	0,019	0,003	57,1	26,4	0,001	0,000	0,00
290065 - 290066	0,018	0,005	50,6	24,8	0,001	0,000	0,00
290066 - 290075	0,294	0,179	50,6	24,8	0,009	0,006	0,02
290075 - 29753	0,194	0,063	50,6	24,8	0,006	0,002	0,01
29753 - 110	0,010	0,002	50,6	24,8	0,000	0,000	0,00
290075 - 290083	0,261	0,159	0,0	0,0	0,000	0,000	0,00
291210 - 27	0,016	0,005	497,3	231,9	0,048	0,014	0,01
27 - 28	0,157	0,045	289,5	135,8	0,160	0,046	0,05
290018 - 93	0,014	0,004	84,8	39,3	0,001	0,000	0,00
290012 - 291210	0,326	0,199	497,3	231,9	0,982	0,599	0,21
290083 - 2900119	1,174	0,716	0,0	0,0	0,000	0,000	0,00
2900119 - 291191	0,033	0,020	0,0	0,0	0,000	0,000	0,00
2900119 - 2900121	0,065	0,040	0,0	0,0	0,000	0,000	0,00
Присоединение 6							
6000 - 23	0,147	0,042	911,4	431,8	1,497	0,430	0,15
23 - 6001	0,013	0,004	889,7	420,2	0,124	0,036	0,01
60038 - 66	0,016	0,005	85,9	39,5	0,001	0,000	0,00
60038 - 60042	0,130	0,080	791,0	373,3	0,998	0,608	0,13

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б9

1	2	3	4	5	6	7	8
6424 - 15	0,019	0,006	538,5	255,3	0,068	0,020	0,01
15 - 104	0,644	0,105	368,5	173,1	1,068	0,173	0,26
60042 - 60048	0,196	0,119	252,0	117,4	0,151	0,092	0,06
60048 - 60054	0,196	0,119	164,0	77,4	0,064	0,039	0,04
60054 - 60055	0,033	0,020	45,1	20,7	0,001	0,000	0,00
6001 - 60024	0,750	0,457	882,4	415,9	7,139	4,351	0,85
60024 - 60038	0,457	0,278	877,9	413,3	4,300	2,620	0,52
60048 - 6484	0,258	0,084	88,1	40,0	0,024	0,008	0,03
6484 - 18	0,016	0,003	88,1	40,0	0,002	0,000	0,00
60042 - 6424	0,130	0,080	538,5	255,3	0,463	0,282	0,09
104 - 21	0,109	0,018	54,9	25,9	0,004	0,001	0,01
21 - 32	0,510	0,083	54,9	25,9	0,019	0,003	0,03
104 - 6011	0,016	0,003	293,3	136,0	0,017	0,003	0,01
6011 - 60110	0,581	0,188	292,6	135,9	0,605	0,196	0,20
60110 - 91	0,016	0,003	130,8	62,5	0,003	0,001	0,00
60110 - 60122	0,775	0,251	161,7	73,6	0,245	0,079	0,14
60122 - 22	0,165	0,027	161,7	73,5	0,052	0,008	0,03
60055 - 6551	0,065	0,021	45,2	20,7	0,002	0,001	0,00
60054 - 6542	0,129	0,042	119,0	56,8	0,022	0,007	0,02

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б9

1	2	3	4	5	6	7	8
60055 - 60064	0,294	0,179	0,0	0,0	0,000	0,000	0,00
6551 - 87	0,054	0,009	45,2	20,7	0,001	0,000	0,00
6542 - 108	0,029	0,005	119,0	56,8	0,005	0,001	0,00
15 - 6425	0,035	0,006	142,9	69,3	0,009	0,001	0,01
6425 - 6429	0,258	0,084	142,9	69,3	0,065	0,021	0,04
6429 - 94	0,022	0,004	73,0	33,6	0,001	0,000	0,00
6429 - 64224	0,969	0,314	70,0	35,8	0,060	0,019	0,08
64224 - 16	0,019	0,003	70,0	35,8	0,001	0,000	0,00
16 - 77	0,429	0,070	48,4	24,3	0,013	0,002	0,02
22 - 601	0,016	0,003	129,7	59,4	0,003	0,001	0,00
Присоединение 27							
27000 - 43	0,245	0,070	1104,9	512,1	3,635	1,045	0,31
43 - 75	0,229	0,066	916,4	426,2	2,337	0,672	0,24
75 - 78	0,086	0,025	637,2	295,8	0,425	0,122	0,06
78 - 24	0,083	0,024	63,6	30,9	0,004	0,001	0,01
78 - 45	0,086	0,025	202,3	94,8	0,043	0,012	0,02
78 - 14	0,176	0,051	186,2	85,2	0,074	0,021	0,04
Присоединение 9							
9000 - 50	0,307	0,088	1268,4	591,5	6,017	1,730	0,44

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б9

1	2	3	4	5	6	7	8
50 - 51	0,099	0,028	1062,7	495,8	1,355	0,390	0,12
51 - 25	0,205	0,059	826,4	387,0	1,705	0,490	0,19
9192 - 29	0,008	0,002	66,8	31,7	0,000	0,000	0,00
26 - 97	0,233	0,038	60,1	27,7	0,010	0,002	0,02
25 - 9001	0,013	0,004	722,1	340,1	0,082	0,023	0,01
9001 - 9008	0,228	0,139	720,6	339,2	1,448	0,883	0,21
9008 - 90012	0,130	0,080	552,3	260,5	0,487	0,297	0,09
90012 - 53	0,013	0,002	43,2	19,9	0,000	0,000	0,00
90012 - 90019	0,228	0,139	508,3	240,1	0,722	0,440	0,15
90019 - 90022	0,098	0,060	441,3	208,3	0,233	0,142	0,06
90022 - 92218	0,587	0,358	65,7	31,4	0,031	0,019	0,05
92218 - 58	0,019	0,003	65,7	31,4	0,001	0,000	0,00
90022 - 90028	0,196	0,119	375,2	176,6	0,337	0,205	0,09
90028 - 90031	0,098	0,060	349,1	164,0	0,146	0,089	0,04
90031 - 90036	0,163	0,099	348,8	163,8	0,242	0,148	0,07
90036 - 90051	0,489	0,298	348,1	163,3	0,723	0,441	0,22
90051 - 90072	0,685	0,417	347,0	162,7	1,006	0,613	0,31
90072 - 900128	1,827	1,113	344,2	161,0	2,638	1,608	0,81
900128 - 118	0,011	0,003	344,2	161,0	0,016	0,005	0,00

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б9

1	2	3	4	5	6	7	8
90028 - 79	0,016	0,003	26,0	12,6	0,000	0,000	0,00
9817 - 26	0,016	0,003	167,6	78,3	0,005	0,001	0,00
9008 - 9817	0,555	0,338	167,6	78,3	0,190	0,116	0,12
90019 - 9192	0,065	0,040	66,8	31,7	0,004	0,002	0,01
25 - 290024	0,110	0,032	0,0	0,0	0,000	0,000	0,00
90036 - 9366	0,196	0,119	0,0	0,0	0,000	0,000	0,00
9366 - 93612	0,196	0,119	0,0	0,0	0,000	0,000	0,00
Присоединение 16							
16000 - 39	0,138	0,040	1286,6	598,2	2,770	0,796	0,20
39 - 74	0,083	0,024	1109,9	515,1	1,246	0,358	0,10
71 - 74	0,084	0,024	979,2	455,4	0,981	0,282	0,09
71 - 13	0,123	0,035	776,0	360,4	0,897	0,258	0,11
13 - 46	0,156	0,025	171,3	79,0	0,055	0,009	0,03
46 - 61	0,269	0,044	100,1	46,2	0,033	0,005	0,03
40 - 61	0,182	0,030	32,2	14,2	0,002	0,000	0,01
13 - 103	0,204	0,059	387,0	179,9	0,371	0,107	0,09
103 - 500	0,235	0,038	267,5	123,1	0,204	0,033	0,07
103 - 83	0,173	0,028	21,6	11,5	0,001	0,000	0,00
500 - 102	0,230	0,037	165,3	76,8	0,076	0,012	0,04



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б9

1	2	3	4	5	6	7	8
60024 - 40	0,093	0,027	0,0	0,0	0,000	0,000	0,00
Присоединение 21							
21000 - ЦРПА	0,288	0,083	31,2	14,1	0,003	0,001	0,01
Присоединение 7,31							
31000 - 7001	0,263	0,000	12,5	6,2	0,001	0,000	0,00
7000 - 7001	0,263	0,000	12,5	6,2	0,001	0,000	0,00
7001 - 70078	0,616	0,464	24,9	12,3	0,005	0,004	0,02
70078 - 321	0,511	0,000	24,9	12,3	0,004	0,000	0,01

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Расчёт стоимостных показателей

Таблица В1 – Расчёт результирующих затрат

Год	Капиталовложения, млн. руб.	Издержки, млн. руб.	Эффект, млн. руб.	Фм, млн. руб.	Фм, нараста- ющим итогом, млн. руб.	ЧД, млн. руб.	ЧДД, млн. руб.	ЧДД нарастающим итогом, млн. руб.
0	1	2	3	4	5	6	7	8
1	-181,96	-	-	-181,96	-181,96	-1398,47	-168,48	-168,48
2	-181,96	-	-	-181,96	-363,93	-2796,95	-312,01	-480,49
3	-181,96	-	-	-181,96	-545,89	-4195,42	-433,34	-913,84
4	-	-46,09	208,50	162,41	-383,48	-3260,25	-281,87	-1195,70
5	-	-46,09	208,50	162,41	-221,06	-2325,07	-150,45	-1346,16
6	-	-46,09	208,50	162,41	-58,65	-1389,90	-36,96	-1383,11
7	-	-46,09	208,50	162,41	103,77	-454,72	60,55	-1322,57
8	-	-46,09	208,50	162,41	266,18	480,45	143,81	-1178,76
9	-	-46,09	208,50	162,41	428,59	1415,62	214,40	-964,36
10	-	-46,09	208,50	162,41	591,01	2350,80	273,75	-690,61
11	-	-46,09	208,50	162,41	753,42	3285,97	323,13	-367,48
12	-	-46,09	208,50	162,41	915,83	4221,15	363,69	-3,79
13	-	-46,09	208,50	162,41	1078,25	5156,32	396,47	392,68
14	-	-46,09	208,50	162,41	1240,66	6091,50	422,40	815,08
15	-	-46,09	208,50	162,41	1403,07	7026,67	442,31	1257,39
16	-	-46,09	208,50	162,41	1565,49	7961,84	456,95	1714,34
17	-	-46,09	208,50	162,41	1727,90	8897,02	467,00	2181,34
18	-	-46,09	208,50	162,41	1890,32	9832,19	473,05	2654,39
19	-	-46,09	208,50	162,41	2052,73	10767,37	475,64	3130,03
20	-	-46,09	208,50	162,41	2215,14	11702,54	475,26	3605,28

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Продолжение таблицы В1

0	1	2	3	4	5	6	7	8
21	-	-46,09	208,50	162,41	2377,56	12637,71	472,32	4077,60
22	-	-46,09	208,50	162,41	2539,97	13572,89	467,20	4544,80
23	-	-46,09	208,50	162,41	2702,38	14508,06	460,26	5005,06
24	-	-46,09	208,50	162,41	2864,80	15443,24	451,78	5456,84
25	-	-46,09	208,50	162,41	3027,21	16378,41	442,03	5898,86
26	-	-46,09	208,50	162,41	3189,63	17313,59	431,24	6330,11
27	-	-46,09	208,50	162,41	3352,04	18248,76	419,63	6749,74
28	-	-46,09	208,50	162,41	3514,45	19183,93	407,37	7157,11
29	-	-46,09	208,50	162,41	3676,87	20119,11	394,63	7551,74
30	-	-46,09	208,50	162,41	3839,28	21054,28	381,54	7933,28
Сумма	-	-	-	3839,28	-	-	7933,28	-

ЧД, млн. руб.

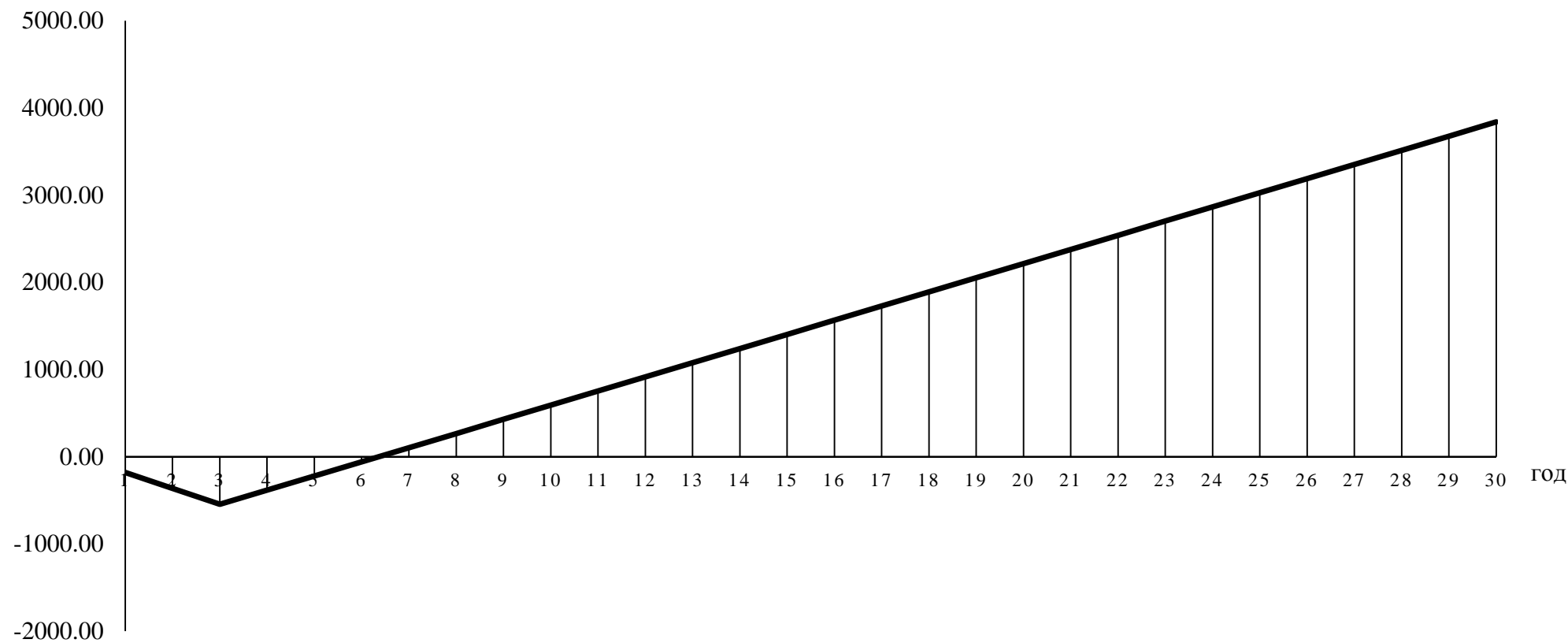


Рисунок В2 – Простой срок окупаемости

ЧДД, млн. руб.

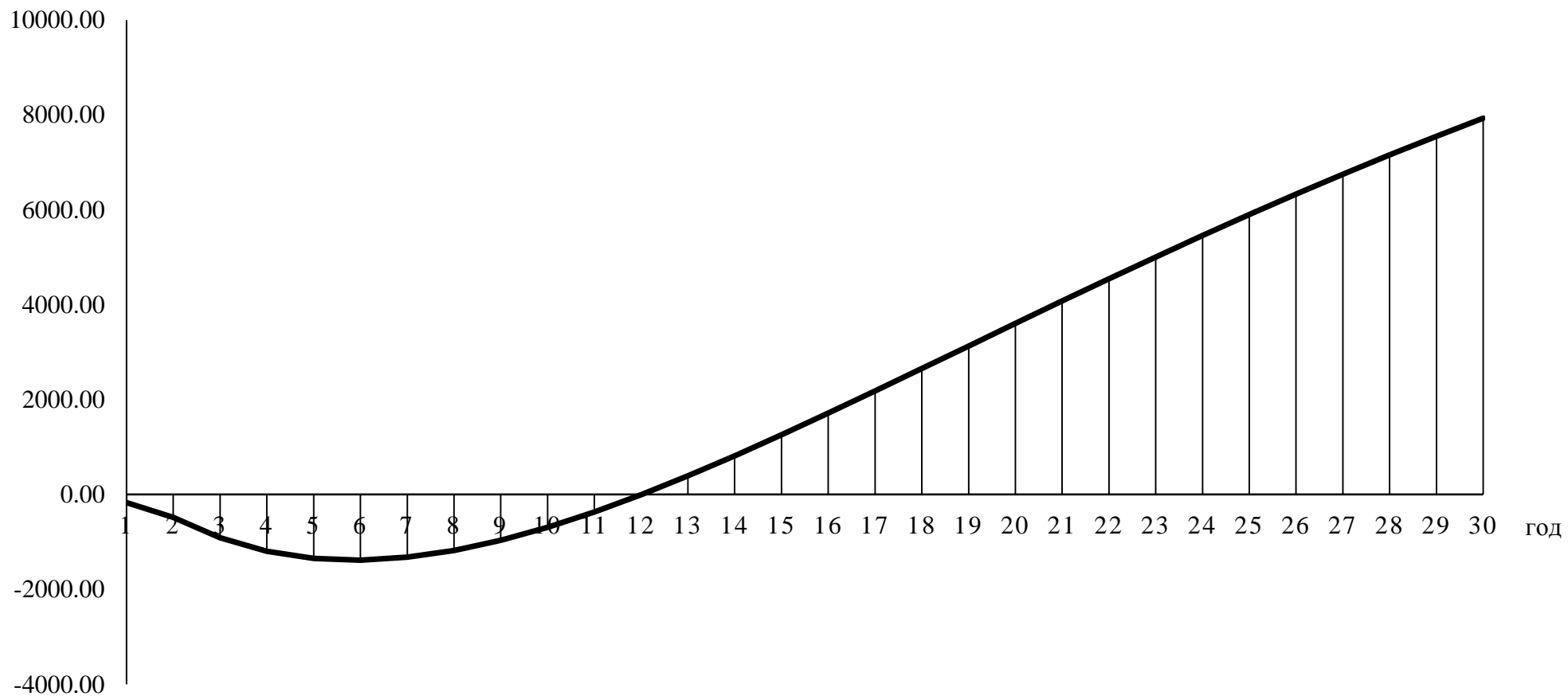


Рисунок В3 – Дисконтированный срок окупаемости