

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ ФГБОУ «КУБАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ И.Т. ТРУБИЛИНА»

На правах рукописи



Грищенко Дмитрий Николаевич

**Алгоритмы изменения топологии сельских электрических сетей
6–10 кВ, снижающей технологические потери электроэнергии**

Специальность: 4.3.2 – Электротехнологии, электрооборудование и
энергоснабжение агропромышленного комплекса (технические науки)

Диссертация
на соискание ученой степени
кандидат технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук,
доцент Богдан А.В.

г. Краснодар
2025

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ	12
1.1 Анализ величин и характера потерь электроэнергии в распределительных сетях напряжением 6 – 10 кВ и их влияние на рентабельность АПК.....	12
1.2 Мероприятия по снижению потерь электрической энергии в сельских распределительных электрических сетях.....	19
1.3 Недостатки существующих алгоритмов и методов изменения топологии распределительных сетей.....	24
1.4 Выводы и задачи исследований.....	35
2 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ИЗМЕНЕНИЯ ТОПОЛОГИИ СЕЛЬСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 6–10 КВ, СНИЖАЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	38
2.1 Формулировка задачи оптимизации схемы сельской распределительной сети 6–10 кВ.....	38
2.2 Модернизированный алгоритм обратного удаления.....	43
2.3 Комбинированный алгоритм для изменения топологии сельской распределительной сети 6–10 кВ	50
2.4 Алгоритм определения вариантов топологии распределительной сети 6–10 кВ.....	56
2.5 Выводы по главе	61
3 РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ АЛГОРИТМОВ ИЗМЕНЕНИЯ ТОПОЛОГИИ СЕЛЬСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 6–10 КВ, СНИЖАЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	63
3.1 Экспериментальное определение точности расчета технологических потерь электроэнергии в линиях электропередач распределительной сети Усть-Лабинского района	63
3.2 Снижение технологических потерь в симметричной распределительной сети и схеме IEEE 33 bus.....	66
3.3 Определение вариантов топологии симметричной распределительной сети и схемы IEEE 33 bus.....	75

3.4 Снижение технологических потерь в распределительной сети Прикубанского округа	78
3.5 Определения вариантов топологии распределительной сети Прикубанского округа	88
3.6 Сравнение результатов расчета технологических потерь электрической энергии в схеме Усть-Лабинского района.....	91
3.7 Выводы по главе	97
4 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АЛГОРИТМОВ ИЗМЕНЕНИЯ ТОПОЛОГИИ СЕЛЬСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 6–10 КВ, СНИЖАЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	99
4.1 Расчет технологических потерь электроэнергии в распределительной сети Усть-Лабинского района и экономическое обоснование использования эффективной топологии в данной сети	99
4.2 Расчет технологических потерь электроэнергии в распределительной сети Прикубанского округа и экономическое обоснование использования эффективной топологии в данной сети	103
4.3 Выводы по главе	107
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	108
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	111
ПРИЛОЖЕНИЕ А	125
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	127

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. В последние десятилетия и по настоящее время наблюдается такой глобальный мировой тренд как декарбонизация, то есть снижение потребления ископаемых видов топлива, особенно угля и нефти в пользу возобновляемых источников энергии [75]. Так как используемые ископаемые виды топлива активно используются для производства электроэнергии, то энергосбережение и повышение энергоэффективности способствуют ускорению этого процесса. Кроме того, согласно Распоряжению Правительства Российской Федерации № 1523-р от 09.06.2020 г. об Энергетической стратегии развития Российской Федерации на период до 2035 года [42] и Федеральному закону № 261-ФЗ от 23.11.2009 г. об энергосбережении и повышении энергетической эффективности - энергосбережение и повышение энергоэффективности являются одними из важнейших направлений модернизации экономики России. Следовательно, энергосбережение и повышение энергоэффективности являются актуальными задачами, необходимость решения которых обусловлена техническими и экономическими причинами.

Передаваемая электроэнергия складывается из энергии, потребляемой энергопринимающими устройствами (потребителями электроэнергии), и энергии, которая теряется в процессе ее передачи потребителям. Снизить величину потребляемой электроэнергии энергопринимающими устройства возможно за счет изменения их характеристик (физических и/или технических). Потери электрической энергии складываются из потерь во всех элементах электрической сети и ее компонентов. Энергосберегающее распределение электроэнергии осуществляется за счет снижения величины технологических потерь электрической энергии, выделяемой в линиях электропередач. В Российской Федерации имеется очень высокий потенциал по снижению потерь электроэнергии [101]. Уровень потерь электрической энергии – важнейший показатель эффективности работы энергосистемы, а снижение этого показателя - сложная задача, требующая анализа имеющихся средств и методов по снижению

потерь электроэнергии их модернизации или предложения новых методов и алгоритмов [73].

Энергосистема – сложная взаимосвязанная структура, которая состоит из источника электрической энергии, кабельных и воздушных линий, пунктов повышения и/или понижения (трансформации) напряжения и тока, а также потребителей электроэнергии [48]. Как известно, энергосистема имеет определенную иерархию: системы электроснабжения городов уровнем напряжения 35–330 кВ; распределительная сеть внутри городов уровнем напряжения 6–10 кВ; распределительная сеть конечных потребителей уровнем напряжения 0,4 кВ. С точки зрения уровня напряжения, для сельскохозяйственных электрических сетей характерна распределительная сеть с уровнем напряжения 6 – 10 кВ. Распределительные сети 6 – 10 кВ, как известно, работают в нормально разомкнутом режиме [47], в отличие от сетей 110 кВ и выше, которые, в свою очередь, работают в замкнутом режиме. Кроме того, сельскохозяйственные распределительные сети, снабжающие предприятия агропромышленного комплекса, отличаются высокими технологическими потерями ЭЭ.

Протяженность сельскохозяйственных распределительных сетей 6–10 кВ может исчисляться десятками километров, а потери электроэнергии, которые в ряде случаев могут превышать величину 15–20 % от общего количества передаваемой электрической энергии, дополнительно возлагаются на сельскохозяйственные предприятия [5, 80, 93]. Вследствие чего, снижение уровня технологических потерь электроэнергии, является приоритетной задачей не только для сетевых организаций, для которых транспорт энергии является одним из основных видов деятельности, но и для предприятий сельскохозяйственного сектора [34].

Для снижения уровня технологических потерь электрической энергии в распределительных сетях используются такие капиталоемкие методы как: замена существующих линий электропередач проводниками большего сечения, установка силовых трансформаторов большей мощности, использование

установок компенсации реактивной мощности и т.д. К менее капиталоемким способам относят изменение топологии сети.

Определение топологии распределительной сети с минимальными технологическими потерями является оптимизационной задачей, для решения которой широко используются как методы оптимизации, так и алгоритма поиска минимального остовного дерева в теории графов. Таким образом, для снижения величины технологических потерь электроэнергии в распределительной сети необходимо решить оптимизационную задачу. Как известно, надежность энергосистемы – способность выполнять функции по производству, передаче, распределению и снабжению потребителей электрической энергией в требуемом количестве и нормированного качества [48]. Автором предлагается идея об использовании вариантов топологии распределительной сети, получаемых в процессе решения задачи оптимизации, в случае ее изменения в процессе эксплуатации.

Вследствие того, что в энергосистеме распределительные сети 6–10 кВ являются весьма протяженными и разветвленными, а также имеет место большое количество потребителей электрической энергии, из-за этого задача оптимизации является сложной и комплексной. С учетом сложности проблемы ее решение рассматривается как система задач. На первом этапе решается задача изменения топологии распределительной сети с использованием модернизированного алгоритма обратного удаления и метода численной оптимизации. На втором – задача поиска вариантов топологии распределительной сети с целью их использования совместно с распределительной сетью, имеющей более эффективную топологию.

Также, в данной работе описаны существующие методы и предложены к использованию модернизации существующих алгоритмов, благодаря которым удалось повысить технико-экономическую эффективность функционирования системы электроснабжения, а также снизить величину технологических потерь электроэнергии в сельскохозяйственных распределительных сетях напряжением 6–10 кВ.

Работа выполнена по плану НИР Кубанского ГАУ ГР № 121031700099-1 (2021–2025 г.).

Степень разработанности темы. Вопросами минимизации технологических потерь электроэнергии в распределительных сетях занимались многие российские и зарубежные исследователи, а именно: Арзамасцев Д.А. [2], Богдан А.В. [22, 24], Виноградов А.В. [34, 35, 36, 37, 72], Григораш О.В. [41, 43], Железко Ю.С. [57], Исупова А.М. [59, 106, 109], Липес А.В. [2], Оськин С.В. [82], Пospelов Г.Е. [86], Тропин В.В. [17, 43], Хорольский В.Я. [59, 106, 109], Цыгулев Н.И. [105, 107], Юндин М.А. [110, 111, 112], и многие другие. В работах перечисленных ученых описываются методы и мероприятия по снижению технологических потерь, структура и виды потерь в распределительных сетях, а также методы их расчета.

Проблема состоит в следующем: существует большое количество методов и средств снижения величины технологических потерь, но они не позволяют получать варианты топологии с наименьшими потерями электроэнергии в сельских электрических сетях большой протяженности и с большим количеством разветвлений.

Научная гипотеза заключается в том, что можно изменить топологию сельской электрической сети 6–10 кВ для обеспечения минимума технологических потерь, за счет комбинированного использования модернизированного алгоритма обратного удаления и алгоритма роя частиц.

Целью работы является обоснование алгоритмов изменения топологии сельских электрических сетей 6–10 кВ для снижения технологических потерь электроэнергии.

Для достижения поставленной цели были определены следующие **задачи исследования**:

– сформулировать целевую функцию задачи оптимизации схемы сельской распределительной сети 6–10 кВ;

- модернизировать классический алгоритм обратного удаления для сокращения времени его работы и снижения величины асимптотической сложности;

- обосновать комбинированный алгоритм, позволяющий изменять топологию электрической сети путем определения мест размыкания в сельской электрической сети 6–10 кВ для снижения величины технологических потерь;

- разработать алгоритм определения вариантов топологии сельской распределительной сети 6–10 кВ;

- произвести экспериментальное исследование использования алгоритмов изменения топологии сельской электрической сети и сопоставить с теоретическими результатами;

- произвести расчет экономической эффективности использования разработанных алгоритмов.

Объектом исследования являются сельские электрические распределительные сети напряжением 6–10 кВ.

Предметами исследования являются алгоритмы изменения топологии путем определения мест размыкания сельских электрических сетей 6–10 кВ для снижения технологических потерь электроэнергии.

Методы исследования. В процессе разработки алгоритмов были использованы основные положения теории вероятностей, системного анализа, методов эвристического моделирования и программирования, специальных методов оптимизации на графах, а также современных алгоритмов оптимизационного поиска. Для определения количественных величин параметров, необходимых для расчета значения целевой функции в работе также использованы основные положения теоретической электротехники, аппарата математического анализа, линейной алгебры, аналитической методики исследования функциональных зависимостей.

Научную новизну работы составляют:

- сформулированная целевая функция задачи оптимизации схемы сельской распределительной сети 6–10 кВ по критерию минимума технологических потерь электроэнергии;
- модернизированный алгоритм обратного удаления, имеющий сниженную асимптотическую сложность;
- комбинированный алгоритм, позволяющий определять места размыкания в схеме распределительной сети 6–10 кВ для снижения величины технологических потерь электрической энергии;
- алгоритм определения вариантов топологии сельской распределительной сети 6–10 кВ.

Теоретическая и практическая значимость работы заключается:

- в целевой функции, позволяющей оптимизировать схему сельской распределительной сети 6–10 кВ по критерию величины технологических потерь электроэнергии;
- в комбинированном алгоритме, который позволяет снизить технологические потери электроэнергии в сельской распределительной сети 6–10 кВ, за счет изменения ее топологии;
- в алгоритме определения вариантов топологии распределительной сети 6–10 кВ, которые могут быть использованы при ее изменении в процессе эксплуатации;
- в полученных результатах исследований, позволяющих использовать алгоритмы для решения оптимизационных задач, возникающих при проектировании новых сельскохозяйственных распределительных сетей 6–10 кВ и реконструкции существующих.

Достоверность научных положений подтверждается применением современных математических методов оптимизации и экспериментальной проверкой теоретических выводов, а также выводами теоретических исследований.

Реализация результатов исследований. Результаты исследований внедрены в производственный процесс АО ОПХ «Центральное» (г. Краснодар), что подтверждается актом о внедрении результатов исследования от 11.03.2024 (приложение А), а также используются в филиале АО «Россети Кубань» (г. Усть-Лабинск), что подтверждается актом о внедрении результатов исследования от 28.02.2025 (приложение А).

Апробация работы. Основные положения исследовательской работы докладывались и обсуждались в материалах следующих научно-технических, научно-практических, Всероссийских и Международных конференций: XLIV Международная научно-техническая конференция «Кибернетика энергетических систем» 8 – 10 ноября 2022 года в г. Новочеркасск; ежегодная научно-практическая конференция преподавателей по итогам НИР за 2022 г. «Точки научного роста: на старте десятилетия науки и технологии» 12 мая 2023 года в г. Краснодар; XLI Международная научно-техническая конференция «Кибернетика энергетических систем» 15 – 17 октября 2019 года в г. Новочеркасск; XLII Международная научно-техническая конференция «Кибернетика энергетических систем» 24 – 26 ноября 2020 года в г. Новочеркасск; III Международная конференция «Институциональные преобразования АПК России в условиях глобальных вызовов» 10 – 11 апреля 2019 года в г. Краснодар; Всероссийская (национальная) конференция «Научное обеспечение агропромышленного комплекса» 19 декабря 2019 года в г. Краснодар; XLVI международная научно-техническая конференция «Кибернетика энергетических систем» 19 – 21 ноября 2024 года.

Публикации. По результатам исследований опубликовано 12 научных работ, 2 из которых опубликованы в рецензируемых научных журналах, входящих в перечень, рекомендованный ВАК Министерства науки и высшего образования Российской Федерации, и 2 работы опубликованы в цифровой библиотеке «IEEE Xplore» (издательство Institute of Electrical and Electronics

Engineers), издание индексируется наукометрической базой Scopus и 1 монография.

На защиту выносятся следующие основные положения:

- целевая функция задачи оптимизации схемы сельской распределительной сети 6–10 кВ;
- модернизированный алгоритм обратного удаления;
- комбинированный алгоритм;
- алгоритм определения вариантов топологии сельской электрической сети 6–10 кВ;
- результаты экспериментального исследования использования разработанных алгоритмов и их сопоставление с расчетными данными.

Объем и структура работы. Диссертационная работа изложена на 130 страницах и состоит из введения, 4 глав, заключения, списка литературы и приложения. Она включает в себя 32 рисунка, 14 таблиц. Список литературы содержит 121 источник.

1 СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Анализ величин и характера потерь электроэнергии в распределительных сетях напряжением 6 – 10 кВ и их влияние на рентабельность АПК

Энергосистема – сложная взаимосвязанная структура, которая состоит из источника электрической энергии, кабельных и воздушных линий, пунктов повышения и/или понижения (трансформации) напряжения и тока, а также потребителей электроэнергии [48]. Как известно, энергосистема имеет определенную иерархию: системы электроснабжения городов уровнем напряжения 35–330 кВ; распределительная сеть внутри городов уровнем напряжения 6–10 кВ; распределительная сеть конечных потребителей уровнем напряжения 0,4 кВ. С точки зрения уровня напряжения, для сельскохозяйственных электрических сетей характерна распределительная сеть с уровнем напряжения 6 – 10 кВ. Распределительные сети 6–10 кВ, как известно, работают в нормально разомкнутом режиме [47], в отличие от сетей 110 кВ и выше, которые, в свою очередь, работают в замкнутом режиме. Кроме того, сельскохозяйственные распределительные сети, снабжающие предприятия агропромышленного комплекса, отличаются высокими технологическими потерями ЭЭ.

Согласно Распоряжению Правительства Российской Федерации № 1523-р от 09.06.2020 г. об Энергетической стратегии развития Российской Федерации на период до 2035 года [42] и Федеральному закону № 261-ФЗ от 23.11.2009 г. об энергосбережении и повышении энергетической эффективности – энергосбережение и повышение энергоэффективности являются одними из важнейших направлений модернизации экономики России.

Передаваемая электроэнергия складывается из энергии, потребляемой энергопринимающими устройствами (потребителями электроэнергии), и энергии, которая теряется в процессе ее передачи потребителям. Снизить величину потребляемой электроэнергии потребителями возможно за счет изменения характеристик (физических и/или технических) энергопринимающих устройств. Потери электрической энергии складываются из потерь во всех элементах электрической сети и ее компонентов. Энергосберегающее распределение электроэнергии осуществляется за счет снижения величины технологических потерь электрической энергии, выделяемой в линиях электропередач. В Российской Федерации имеется очень высокий потенциал по снижению потерь электроэнергии [101]. Уровень потерь электрической энергии – важнейший показатель эффективности работы энергосистемы, а снижение этого показателя – сложная задача, требующая анализа имеющихся средств и методов по снижению потерь электроэнергии их модернизации или предложения новых методов и алгоритмов [73].

Протяженность сельскохозяйственных распределительных сетей 6 – 10 кВ может исчисляться десятками километров, а потери электроэнергии, передаваемой от сетевых организаций, дополнительно возлагаются на сельскохозяйственные предприятия, которые в ряде случаев могут превышать величину 15–20 % от общего количества передаваемой электрической энергии [5, 80, 93]. Вследствие чего, снижение уровня технологических потерь электроэнергии, является приоритетной задачей не только для сетевых организаций, для которых транспорт энергии является одним из основных видов деятельности, но и для предприятий сельскохозяйственного сектора [34].

В [87] изложена подробная методика расчета технологических потерь электрической энергии, кроме того, дан краткий перечень видов потерь. На рисунке 1.1 представлен подробный перечень видов потерь электроэнергии.

Поскольку все потери электрической энергии подразделяются на две большие группы, далее будет рассмотрена каждая из них по порядку.

Технологические потери электрической энергии при ее передаче по сетям включают в себя технические потери в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленных физическими процессами, происходящими при передаче энергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования, и потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электрической энергии [87].



Рисунок 1.1 – Структура потерь электрической энергии

Технические потери, в свою очередь, делятся на: условно-постоянные потери и переменные (нагрузочные) потери. Условно-постоянные потери не зависят от величины передаваемой мощности (нагрузки), а переменные (нагрузочные) потери напротив — зависят от величины передаваемой мощности (нагрузки).

Как известно, согласно закону Джоуля-Ленца, при протекании электрического тока по проводнику, количество теплоты, выделяемое в этом проводнике, прямо пропорционально квадрату величины протекающего по рассматриваемому проводнику тока. Очевидно, что при передаче электроэнергии тепловое действие тока в проводниках является нежелательным, поскольку ведет

к потерям передаваемой мощности. Именно такие потери и относятся к переменным (нагрузочным) потерям в линиях. Что касается переменных потерь в силовых трансформаторах, то они складываются из следующих составляющих: потерь на нагревание обмоток; потерь на нагревание сердечника; потерь на перемагничивание сердечника. Как правило, снижения вышеописанных потерь в трансформаторах удастся достичь за счет совершенствования конструкции силовых трансформаторов.

Согласно [87] в редакции от 01.07.2020 обязанность по установке систем учета возлагается на сетевые организации, а так как в их комплексе используются самые современные и интеллектуальные приборы учета, то, соответственно, потери, обусловленные допустимой погрешностью систем учета, являются незначительными и ими зачастую пренебрегают.

Нетехнические потери в распределительных сетях, в свою очередь подразделяются на: дополнительные технические и нетехнические (коммерческие) потери. Здесь следует кратко заметить, в некоторых источниках нетехнические потери электрической энергии называются коммерческими, в зарубежных научных трудах также преимущественно используется термин «non-technical losses» [103]. К коммерческим потерям относятся такой род потерь, который находится больше в компетенции энергосбытовых организаций, поскольку в их обязанность не входит транспорт электрической энергии, а они являются лишь гарантирующим поставщиком. Очевидно, что данная группа мероприятий имеет ярко выраженный юридический характер. По этой причине она не рассматривается в рамках данного научного исследования.

Следует остановиться более подробно на каждом из пунктов группы дополнительных технических потерь. Пропускную способность линий электропередач можно повысить за счет компенсации реактивной составляющей протекающего тока, для этих целей используются УКРМ [23, 35, 70]. Одновременно с этим, уменьшая реактивную составляющую тока, уменьшаются и потери электрической энергии. И как следствие из этого, очевидно, что чем ниже

уровень компенсации реактивной мощности, тем величина потерь становится выше. В случае использования перегруженных или недогруженных силовых трансформаторов, также потери увеличиваются [54]. Длительное использование оборудования, как при нормальных условиях эксплуатации, так и при экстремальных негативно сказывается на их характеристиках, и как следствие - увеличение потерь электрической энергии. Проблема эксплуатации морально устаревшего оборудования достаточно характера для распределительных сетей Российской Федерации, так доля сетей, выработавших свой нормативный срок, составляет 50 %, при этом, порядка 10 % электрических сетей выработало два нормативных срока, а общий износ составляет 60 % [5, 54]. В рамках данного научного исследования при упоминании технологических потерь речь будет идти именно о нагрузочных (технических) потерях электроэнергии в линиях электропередач сельских электрических сетей 6–10 кВ.

В [5] коллегой из Кузбасского государственного технического университета Беляевским Р.В. в рамках диссертационного исследования были проанализированы потери электрической энергии в распределительных сетях Кемеровской области. Анализ потерь проводился за период времени с 2010 года по 2014 год. В результате анализа было установлено, что нагрузочные потери в распределительных сетях Кемеровской области составляют порядка 20 % от общего количества всех технологических потерь электрической энергии, кроме того, прослеживается тенденция ежегодного стабильного повышения количества потерь [5].

В [80] коллегами из Брянского государственного аграрного университета были проанализированы данные о потерях электрической энергии в сельских распределительных сетях напряжением 6 – 10/0,4 кВ. Анализ потерь проводился за период времени с 2018 года по 2022 год. По результату проведенного анализа было установлено, что на долю распределительных сетей данного класса напряжения приходится 21 % потерь от общего количества технических потерь электроэнергии [80]. Кроме того, автором высказана обеспокоенность тем фактом, что топологии распределительных сетей были спроектированы еще в

прошлом веке и, мягко говоря, не соответствуют сегодняшним нагрузкам [80]. А правильно сконфигурированная распределительная сеть позволит снизить величину потерь электрической энергии [80].

В [55, 108] коллегами также были проанализированы сельские распределительные сети южной части Западной Сибири с точки зрения качества электрической энергии, передаваемой по сельским сетям и их состояние. Были выявлены проблемы с отклонениями напряжений, которые негативно сказываются на работе энергопринимающих устройств, что приводит к увеличению потерь электроэнергии в распределительной сети с 9,49 % до более чем 33 % [55]. Ко всему прочему, около 35 – 40 % всех воздушных линий и трансформаторных подстанций отработали свой нормативный срок [108], что также оказывает негативное влияние энергосистему в целом.

Был проведен анализ величины потерь электроэнергии в сельских электрических сетях Краснодарского края, далее будут приведены количественные показатели по потерям электрической энергии, характерные для данного региона.

Согласно проведенному исследованию, для рассматриваемого муниципального образования Краснодарского края за последние пять лет средние показатели по потерям электроэнергии составили 12,68 %. Средний объем электрической энергии, поставленной от вышестоящих сетевых организаций, составляет порядка 1022 ГВт·ч, а величина потерь электроэнергии — 132 ГВт·ч. В то же время, за последний прошедший 2023 год общий объем электрической энергии, поставленной от вышестоящих сетевых организаций, составил порядка 1090 ГВт·ч, а потери - 134 ГВт·ч, такая величина потерь эквивалентна 12,01 %.

Полный перечень данных по объему полученной электрической энергии, а также абсолютные и относительные значения потерь энергии за период с 2019 по 2023 год, представлен в таблице 1.1. Данные об объеме полученной электрической энергии, а также абсолютные значения потерь энергии в период за 2023 год, с разбивкой по месяцам представлен на рисунке 1.2.

Таблица 1.1 – Данные о полученной электрической энергии и потерях электрической энергии в распределительных сетях 6 – 10 кВ Прикубанского округа города Краснодар

№	Год	Объем полученной электрической энергии, кВт·ч	Потери электрической энергии, кВт·ч	Потери электрической энергии, %
1	2019	1028811907,89	131393667,40	12,53
2	2020	1018591805,05	127984359,63	12,23
3	2021	1089890608,03	134284253,72	11,83
4	2022	884083903,64	134808646,62	14,77
5	2023	1090852505,54	134558037,97	12,01
Среднее значение:		1022446146,03	132605793,06	12,68

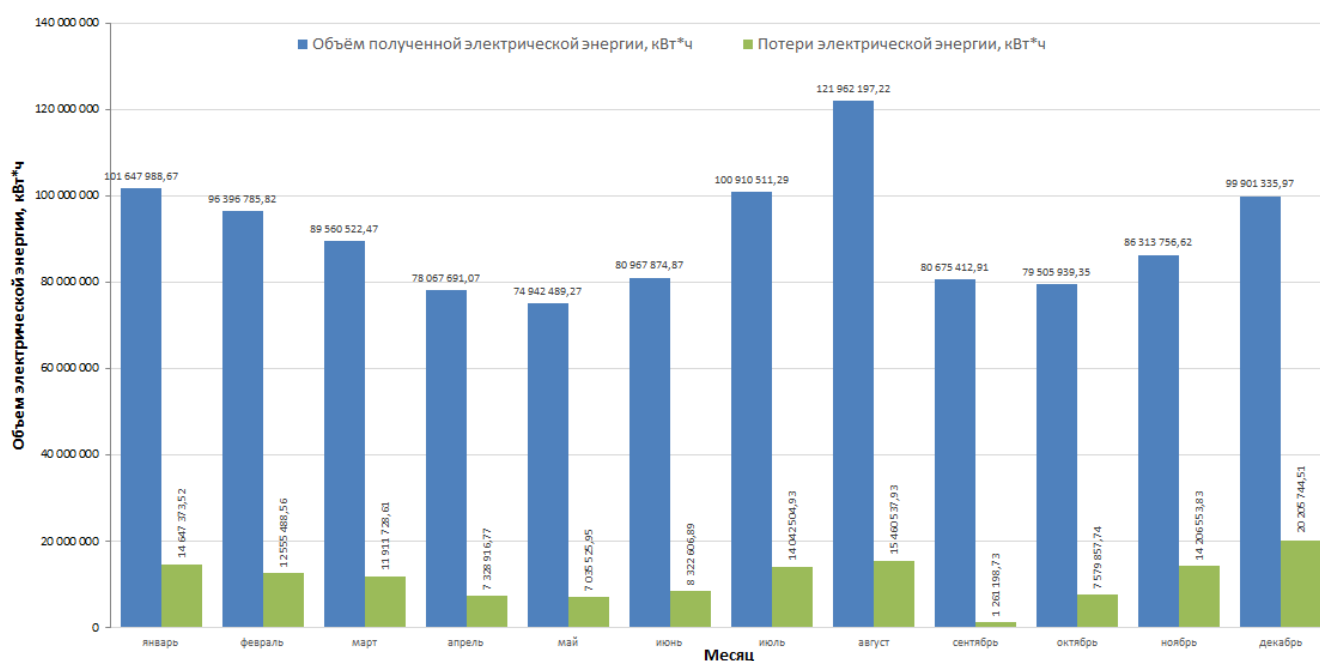


Рисунок 1.2 - Потери электрической энергии в распределительных сетях напряжением 6–10 кВ Прикубанского округа города Краснодар за период 2023 года

Исходя из данных, представленных в таблице 1.1 и на рисунке 1.2, было принято решение проанализировать величину технологических потерь электрической энергии на конкретном предприятии агропромышленного комплекса, снабжающегося от вышеописанной распределительной сети. В качестве такого предприятия было выбрано Опытно-производственное хозяйство

«Центральное», располагающееся в Прикубанском округе города Краснодар. Основным видом деятельности данного предприятия является выращивание прочих плодовых и ягодных культур, к дополнительным видам деятельности относятся следующие: выращивание зерновых, зернобобовых, семян масличных культур, а также выращивание семечковых и косточковых культур. В период за 2023 АО ОПХ «Центральное» потребило 2 062 803 кВт·ч электрической энергии, при этом технологические потери составили 299 312 кВт·ч, что эквивалентно 14,51 % от общего количества потребленной электроэнергии. С учетом того, что чистая прибыль предприятия за 2023 год составила порядка 18,7 млн. руб., то убытки опытно-производственного хозяйства от потерь электрической энергии, за тот же период, составили 6,72 % от величины чистой прибыли, что эквивалентно сумме денежных средств 1 257 113 тыс. руб.

Проанализировав величину и характер потерь электроэнергии в сельских электрических сетях напряжением 6 – 10 кВ, можно сделать вывод, что снижение величины технологических потерь электрической энергии является актуальной задачей. Для этого, в первую очередь, необходимо понять какие существуют мероприятия, направленные на их снижение.

1.2 Мероприятия по снижению потерь электрической энергии в сельских распределительных электрических сетях

Методы снижения потерь достаточно полно разобраны в работах [4, 23, 30, 102, 46, 32, 9, 40, 41], ниже представлен перечень основных из них:

- использование УКРМ [23, 85];
- использование дополнительных источников энергии [22, 27, 28, 31, 52];
- реконфигурация сети [19, 20, 21, 24];
- замена силовых трансформаторов [45];
- замена проводников [77, 79, 104];
- использование более высокого класса напряжения [15, 65, 84];

– использование постоянного тока [3].

Использованию таких методов как: установка устройств компенсации реактивной мощности, использование дополнительных источников энергии, замена силовых трансформаторов и замена проводников посвящено большое количество работ и исследований. Данные методы позволяют существенно снижать величину потерь электроэнергии в сельских электрических сетях, однако, характерной особенностью для них являются значительные капитальные вложения, что зачастую является причиной отказа от использования данных методов снижения потерь, поскольку первоначальные капитальные вложения перекрывают получаемый экономический эффект.

Метод реконфигурации сети путем изменения ее топологии также позволяют снизить величину потерь электроэнергии. Преимуществом данного метода, в сравнении с вышеописанными методами, является то обстоятельство, что первоначальные капиталовложения здесь существенно ниже. А недостатком данного метода является тот факт, что получаемый эффект существенно зависит от конкретной распределительной сети, и в ряде случаев может быть незначительным.

В [15, 17, 65] предлагается к использованию промежуточная ступень трансформации, позволяющая существенно снизить уровень потерь электрической энергии, в том числе за счет предотвращения несанкционированному самовольному подключению к магистральным линиям электропередач. Так, например, в [65] изложена конкретная схема распределительной сети с промежуточной ступенью трансформации с уровнем напряжения 0,95 кВ, а в [15] озвучена идея об использовании уровня напряжения 0,66 и 0,9 кВ.

Отдельного упоминания заслуживает исследование [3] посвященное использованию вставок постоянного тока. Постоянный ток обладает рядом определенных достоинств по сравнению с переменным током, перечислим лишь пару из них: отсутствует реактивная составляющая и отсутствует необходимость

в синхронизации по частоте. Однако есть один существенный экономический минус от использования постоянного тока – необходимость в дополнительном оборудовании, а именно: в инверторах и выпрямителях; для перехода от постоянного тока к переменному току и обратно.

Помимо вышеописанных методов на сегодняшний момент существует определенный перечень конкретных мероприятий, направленных на снижение величины потерь электрической энергии в распределительных сетях [5, 32].

Ниже представлен перечень.

1. Мероприятия по улучшению режимов электрических сетей:

- реализация оптимальных режимов замкнутых электрических сетей;
- использование автоматических регуляторов напряжения и автоматических регуляторов реактивной мощности;
- установка автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ);
- использование генераторов в режиме синхронного компенсатора;
- перераспределение потоков активной и реактивной мощностей;
- регулирование напряжения в центрах питания;

2. Мероприятия по реконструкции электрических сетей:

- замена линий электропередач проводниками большего сечения;
- загрузка недогруженных трансформаторов;
- разгрузка перегруженных трансформаторов;
- использование компенсирующих установок реактивной мощности;

3. Мероприятия по совершенствованию системы учета электроэнергии:

- замена измерительных трансформаторов тока и напряжения с более высокими классами точности;
- установка современных приборов учета;
- организация головного учета.

4. Мероприятия по снижению хищений электрической энергии:

- периодические проверки условий работы приборов учета у потребителей и выявление фактов безучетного и бездоговорного потребления электрической энергии;
- замена неизолированных проводов воздушных линий самонесущими изолированными проводами, препятствующих несанкционированному (самовольному) подключению к линиям электропередачи.

Последние три группы, вполне очевидно, обладают большей капиталоемкостью, нежели первая [43, 44, 49, 66, 71]. В таком случае, предпочтительными являются мероприятия по улучшению режимов электрических сетей [100]. Изменением топологии электрической сети 6–10 кВ для улучшения режима работы [91, 94], достигается цель снижения величины технологических потерь электрической энергии [95, 96]. Частными задачами первого пункта мероприятий являются: выбор наилучших вариантов топологии электрических сетей и определение оптимальной стратегии развития энергосистемы. А частными задачами второго пункта – распределение нагрузок между источниками энергии и рационализация использования энергетических ресурсов [32].

Как уже было сказано ранее, определение топологии распределительной сети с минимальными технологическими потерями является классической оптимизационной задачей, а поскольку зачастую оптимизационные задачи решаются поэтапно, поэтому далее изложены основные задачи, решаемые в рамках конкретного этапа [78].

Задачи первого этапа (оптимизация размещения источников питания, выбора в первом приближении рациональной конфигурации электрической сети и системы электроснабжения в целом), решаемые при построении рациональной конфигурации системы электроснабжения:

- определение оптимального расположения источника питания в системе электроснабжения (поиск центра тяжести);
- оптимальное закрепление потребителей за источником питания;

- оптимальный выбор мощности источника питания;
- оптимизация прокладки линий электропередач, связывающей потребителей с источником питания;
- оптимальное соединение элементов системы электроснабжения в схемы определенной структуры.

В отечественных публикациях предполагается, что центр электрических нагрузок (ЦЭН) – это не постоянная точка и что она имеет тенденцию с течением времени смещаться из-за изменения потребляемой мощности как отдельных приемников, так роста нагрузки на сеть в целом, из-за изменения социально-экономических и экологических условий и т. д. [56].

Задача второго этапа – уточняются найденные решения, и формируется схема распределительной сети с учетом требований по качеству электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей.

Задача третьего этапа – анализ функционирования сформированной системы электроснабжения путем расчетов различных режимов работы системы.

Распределение нагрузок между источниками энергии — здесь предполагается, что источник питания имеет два и более независимых питающих фидера. В случае если это действующая система электроснабжения, тогда необходимо распределить нагрузки между питающими фидерами таким образом, чтобы последние имели процент загрузки максимально равный друг другу. При реконструкции, существующей и проектировании новой задачи аналогичные ситуации с действующей системой электроснабжения, за тем лишь исключением, что при реконструкции распределительной сети дополнительный источник питания может иметь значительно меньшую мощность, нежели основной.

В [51] коллегой из Ставропольского государственного аграрного университета Данченко И.В. решалась задача повышения надежности сельских электрических сетей. Для достижения поставленной цели, в своей диссертационной работе на соискание ученой степени кандидата технических наук, Данченко И.В. также сделал свой выбор в пользу наименее капиталоемкого

способа – изменение топологии электрической сети. В результате удалось повысить надежность сельских электрических сетей, на примере ООО «Пищик», расположенного в с. Красногвардейское (Ставропольский край), за счет таких показателей надежности как вероятность безотказной работы и среднее время наработки на отказ.

В таком случае становится очевидным, что, изменяя топологию электрических распределительных сетей, можно не только повышать надежность, но и снижать величину потерь электроэнергии в сельскохозяйственных распределительных электрических сетях.

Таким образом, достижение поставленной цели достигается путем решения оптимизационной задачи. А для решения оптимизационной задачи необходимо выбрать эффективный способ решения из существующего многообразия алгоритмов и методов.

1.3 Недостатки существующих алгоритмов и методов изменения топологии распределительных сетей

Как известно граф – математическая абстракция реальной системы, объекты которой обладают парными связями [69]. С точки же зрения математики, граф – совокупность двух множеств. Если рассматривать электрическую сеть как математический объект, то вполне очевидно, что это не что иное, как совокупность двух множеств, а именно: множество ветвей и множество узлов. Следовательно, можно сделать вывод о том, что электрическая сеть представляет собою граф.

Графы являются основным объектом изучения в теории графов. В теории графов решается большое количество прикладных задач, таких, например, как: задача коммивояжера, задача о Кенигсбергских мостах, задача лабиринта, поиск минимального остовного дерева графа и т.д. Для решения вышеописанных задач было предложено множество алгоритмов, некоторыми из них являются: алгоритм

Прима, алгоритм Краскала, алгоритм обратного удаления, алгоритм Дэйкстры, алгоритм Флойда. Причем все эти алгоритмы можно разделить на две категории по характеру решаемых задач, а именно: задача поиска минимального остовного дерева в графе и задача поиска кратчайшего расстояния в графе.

Поскольку электрическая сеть представляет собою граф, тогда вполне логично, что алгоритмы, предложенные для решения задач в теории графов, применимы для решения задач в электроэнергетике, в частности, задачи изменения топологии электрической сети для энергосберегающего распределения электроэнергии.

Известно, что остовным деревом в теории графов называется – подграф данного графа, с тем же числом вершин, что и у исходного графа. Иначе говоря, можно сказать, что остовное дерево получается из исходного графа удалением максимального числа ребер, входящих в циклы, но без нарушения связности графа. Если обозначить за «N» количество вершин графа, тогда остовное дерево включает в себя все «N» вершин исходного графа и содержит $(N - 1)$ ребро. Сопоставив данные определения с электрической сетью, становится очевидным, что распределительная сеть представляет собой остовное дерево. Однако поскольку данное понятие относится к теории графов, тогда, в контексте проводимого научного исследования и решаемых в его рамках задач, было декларировано понятие остова электрической сети. Остов электрической сети – электрическая сеть, состоящая из источника энергии, потребителей и соединяющих их проводников, в которой каждый потребитель соединен с источниками электроэнергии и в которой содержится $(V - 1)$ проводников, где «V» - число узлов [46, 117].

Несмотря на то, что алгоритмы нахождения минимального остовного дерева и нахождения кратчайшего расстояния в графе отличаются друг от друга, с помощью данных алгоритмов можно попробовать решить задачу нахождения минимального остова электрической сети [46, 117].

Таблица 1.2 - Характеристики алгоритмов

Алгоритм	Тип алгоритма	Особенность	Асимптотическая сложность
Алгоритм Прима	Поиск минимального остовного дерева	Работает только с неориентированными графами	$O(V^2)$
Алгоритм Краскала	Поиск минимального остовного дерева	Необходима предварительная подготовка данных	$O(E \cdot \lg E)$
Алгоритм обратного удаления	Поиск минимального остовного дерева	Количество итераций равно количеству ребер	$O(E \cdot \lg V \cdot (\lg \lg V)^3)$
Алгоритм Дэйкстры	Поиск кратчайшего расстояния	Работает только в графах с неотрицательными весами ребер	$O(V^2)$
Алгоритм Флойда	Поиск кратчайшего расстояния	Сложность алгоритма	$O(V^3)$

Необходимым условием для нахождения как минимального остовного дерева, так и минимального остова электрической сети, является наличие весов ребер. В качестве весов ребер остова электрической сети логичнее всего следует принять либо величину сопротивления, либо величину протекающего по конкретному ребру тока. Если выбирать в качестве веса ребра величину сопротивления, становится очевидным одно существенное преимущество – поскольку значение сопротивления конкретной рассматриваемой ветви величина постоянная, то и необходимость производить дополнительные перерасчеты весов отсутствует. Как известно, при добавлении ребра к сети, либо его исключении, происходит перераспределение потоков мощности, что создает необходимость производить перерасчет параметров электрической сети. Поэтому с одной стороны выбор в сторону сопротивления ветви исключает необходимость производить дополнительные расчеты, однако, не позволяет объективно оценить

адекватность решения в процессе работы алгоритма. По вышеописанным причинам, в качестве веса ребер, в рамках данного научного исследования, принято решение использовать величину протекающего по проводникам полного тока [47, 46].

Краткая информация о вышеописанных алгоритмах, с помощью которых можно попробовать решить задачу нахождения минимального остова электрической сети, сведена в таблицу 1.2. Далее подробно изложена логика каждого из алгоритмов.

Алгоритм Прима. Данный алгоритм позволяет решать задачи поиска минимального остовного дерева и ключевой особенностью является то, что он способен работать только с неориентированными графами. В качестве входных данных для алгоритма необходим связный, взвешенный, неориентированный граф. В начале работы алгоритма берется случайная вершина и ребро, соединенное с данной вершиной, при этом взятое ребро должно иметь наименьшую величину веса. Выбранное ребро и вершины, соединенные данным ребром, образуют дерево. Поскольку взятое ребро в любом случае соединяет две вершины, а одна из них была выбрана ранее, тогда для второй вершины повторяется предыдущая операция – берется ребро, имеющее наименьшую величину веса. Операция добавления ребра к дереву осуществляется до тех пор, пока не будут пройдены все вершины данного графа. В результате работы алгоритма получается минимальное остовное дерево [121].

Алгоритм Краскала. Данный алгоритм позволяет решать задачи поиска минимального остовного дерева и ключевой особенностью является то, что необходима предварительная подготовка данных. В первоначальный момент работы алгоритма создается пустой список, для добавления в него ребер. Из всего множества ребер рассматриваемого графа выбирается то, что имеет наименьшую величину веса и добавляется в список, при этом обязательным условием является – вновь добавленное ребро не должно создавать цикла. Добавление ребер в список осуществляется до тех пор, пока во множестве не останутся только те

ребра, добавление которых в список создаст цикл. Получившийся список ребер будет являться подграфом исходного графа, содержащим все его вершины и в то же время являться его остовным деревом минимального веса [120].

Алгоритм Дэйкстры – алгоритм, позволяющий находить кратчайшее расстояние в рассматриваемом взвешенном графе от одной из вершин графа до всех остальных. Ключевой особенностью данного алгоритма является то, что он способен работать только во взвешенных графах с неотрицательными весами ребер. Предварительно необходимо определить начальную вершину, от которой будут рассчитываться кратчайшие расстояния до всех остальных вершин. Затем необходимо каждой из вершин рассматриваемого графа присвоить метку, соответствующую минимальному расстоянию от начальной вершины. При инициализации работы алгоритма всем вершинам присваивается метка равная бесконечности, за исключением начальной вершины - для которой метка равна нулю, и при этом все вершины дополнительно помечаются как не посещенные. Метка равная бесконечности говорит о том, что расстояние от начальной вершины до рассматриваемой вершины на данный момент не известно, а нулевое значение – что мы уже находимся в данной вершине. Далее из всех не посещенных вершин выбирается та, которая имеет метку минимальной величины. Для выбранной вершины поочередно рассматриваются все инцидентные ей ребра, соединяющие ее с еще не посещенными вершинами. При этом производится обновление меток соседних вершин относительно исходной вершины. Величина веса ребра прибавляется к метке исходной вершины и, если получившаяся сумма меньше, чем величина метки соседней вершины, тогда значение метки обновляется значением полученной суммы. После того как все инцидентные исходной вершине ребра просмотрены, исходная вершина помечается как посещенная. Когда все вершины отмечены как посещенные, алгоритм завершает свою работу [113].

С помощью алгоритма Флойда возможно решить задачу поиска кратчайшего расстояния во взвешенном графе, как с положительным, так и с

отрицательным весом ребер (но без отрицательных циклов). За одно выполнение алгоритма будут найдены длины кратчайших путей между всеми парами вершин [115]. Хотя он и не возвращает детали самих путей, можно реконструировать пути с помощью простых модификаций алгоритма. Алгоритм Флойда сравнивает все возможные пути через граф между каждой парой вершин. Алгоритм работает таким образом, что сначала вычисляется расстояние от одной произвольной вершины до другой и при том, для всех пар вершин. Последовательно и таким образом, что путь может проходить сначала только через одну вершину, затем через две и так далее. Этот процесс продолжается до тех пор, пока путь не будет проходить через максимально возможное количество вершин, то есть через все и пока не будет найден кратчайший путь для всех пар вершин с использованием любых промежуточных вершин.

Алгоритм обратного удаления является жадным алгоритмом, дающим гарантированно оптимальное решение. В отличие от алгоритмов Краскала и алгоритма Прима, которые добавляют ребра, алгоритм обратного удаления последовательно исключает ребра из исходного графа [120]. Алгоритм работает следующим образом:

- за основу берется исходный граф, содержащий «Е» ребер;
- последовательно проходим через все «Е» в порядке убывания веса ребер;
- для каждого ребра производится проверка: не нарушается ли связность графа при удалении очередного ребра;
- производится удаление очередного ребра, не нарушающего связность графа.

Зная логику каждого из алгоритмов, представленных в таблице 1.2, необходимо определить какой из них позволяет наиболее эффективно решать поставленную задачу.

Говоря об алгоритме Прима, стоит обратить внимание на его особенность, а именно, что алгоритм работает только в неориентированных графах. Как известно, полный ток не имеет направления, но имеет величину и угол между

активной и реактивной составляющими, а они в свою очередь имеют и величину, и направление. Для решения задачи нахождения минимального остова электрической сети - это не критично. Так как алгоритм работает таким образом, что на основе заранее известных весов находится остовное дерево путем последовательного добавления ветвей, то такой алгоритм не позволяет решить задачу поиска оптимального остова электрической сети. По причине того, что для получения величины тока в проводниках сети необходимо, чтобы сеть была связна, а все потребители имели связь с источником электрической энергии. В противном случае возникает противоречие с определением остова электрической сети и электроснабжение потребителей будет нарушено, что недопустимо. Таким образом, алгоритм Прима неприменим для решения поставленной задачи [117].

Так как алгоритм Краскала в логике своей работы также, как и алгоритм Прима, использует итеративное добавление ребер пока не будет получен остов электрической сети, что не позволяет в произвольный момент времени знать величину весов ребер, по этой же причине алгоритм Краскала не позволяет решить поставленную задачу.

Характерной особенностью алгоритма Дэйкстры является работа только в графах с неотрицательными весами ребер. В случае если в качестве веса принимается не величина полного тока, а только его составляющая (активная или реактивная), тогда использование данного алгоритма становится невозможным по причине того, что составляющие полного тока могут иметь как положительный, так и отрицательный модуль. Но так как в качестве весов ребер было принято решение использовать величину полного тока, то в этом случае особенность алгоритма Дэйкстры не оказывает никакого влияния на получение решения. Однако, поскольку алгоритм Дэйкстры ищет кратчайшие расстояния от одной вершины до всех остальных, получается большое количество побочных вычислений. В этом случае, при решении оптимизационной задачи для распределительной сети большой размерности, время, затрачиваемое на поиск решения, может иметь неприемлемо большую величину. В частности, это

утверждение подтверждается асимптотической сложностью алгоритма. По вышеописанным причинам использование алгоритма Дэйкстры для решения поставленной задачи нецелесообразно.

Алгоритм Флойда, как и алгоритм Дэйкстры ищет расстояние между всеми вершинами, что как уже говорилось ранее, ведет к избыточным вычислениям, помимо всего прочего, алгоритм Флойда обладает худшей асимптотической сложностью, в сравнении с алгоритмом Дэйкстры. Вследствие чего использование алгоритма Флойда не позволит эффективно решить поставленную задачу оптимизации.

Несмотря на то, что алгоритм обратного удаления не лишен недостатка в части выполнения избыточных вычислений на этапе проверки абсолютно всех ребер, входящих в граф, он является наиболее подходящим алгоритмом, позволяющим найти минимальный остов электрической сети. Но поскольку найденное минимальное остовное дерево может не являться в то же время оптимальным остовом электрической сети с точки зрения величины технологических потерь электроэнергии, то в таком случае, в комбинации с алгоритмом обратного удаления необходимо использовать дополнительный инструмент в виде метода или алгоритма оптимизации [98, 99].

В силу того, что задачи оптимизации не являются тривиальными, то для их решения в разное время было предложено большое количество методов. Ниже перечислены те группы методов, с помощью которых решаются оптимизационные задачи [50]:

- аналитические методы;
- численные методы;
- методы случайного поиска;
- методы поиска решений исчерпыванием всевозможных вариантов;
- методы искусственного интеллекта.

Примером аналитического метода решения задачи оптимизации является метод Лагранжа. Данный метод предназначен для получения общего решения

неоднородного уравнения, без нахождения частного решения. Как правило, метод Лагранжа применяется для решения задач математического программирования, в частности, линейного программирования.

К численным методам оптимизации относятся такие, например, как: метод золотого сечения и покоординатный спуск. Что касается метода золотого сечения, то данный метод позволяет находить экстремум действительной функции одной переменной на заданном отрезке. По сути, является одним из простейших вычислительных методов решения задач оптимизации. Метод золотого сечения может быть также трансформирован в метод чисел Фибоначчи. Метод покоординатного спуска использует в логике своей работы итеративный механизм, который применяется для поиска экстремума целевой функции нескольких переменных. Данный метод основан на идее последовательного обновления значения переменных вдоль каждой координаты с целью приближения к оптимальному решению. В результате выполнения метода получается набор значений переменных, при которых достигается экстремум функции. Однако, следует понимать, что поскольку при инициализации исходных данных надо задаться начальным значением переменных, в этом случае метод может не найти глобальный экстремум целевой функции, а может застрять в локальном экстремуме.

Метод Монте-Карло относится к так называемой группе численных методов, предназначенных для изучения случайных процессов. Суть метода заключается в следующем: процесс описывается математической моделью с использованием генератора случайных чисел, модель многократно обчисляется, на основе полученных данных вычисляются вероятностные характеристики рассматриваемого процесса. То есть на вход подается большое количество значений аргументов целевой функции, далее производится расчет целевой функции и с помощью генератора случайных чисел выбирается наиболее вероятное значение целевой функции.

Как понятно из названия группы, к методам поиска решений исчерпыванием всевозможных вариантов относятся методы и алгоритмы, позволяющие дать гарантированно оптимальный ответ на поставленную задачу оптимизации. К таким алгоритмам, в частности, относятся полный перебор, алгоритм поиска в глубину, алгоритм поиска в ширину, и т.д. Последние два алгоритма, как правило, используются для обхода графа, с целью проверки последнего на связность. Существенным недостатком алгоритмов данной группы является асимптотическая сложность, при достижении определенного количества входных данных (для каждой задачи оптимизации это число свое) решение задачи оптимизации рассматриваемым алгоритмом не представляется возможным.

К группе методов искусственного интеллекта относится, например, генетический алгоритм, также его иногда относят к группе эвристических алгоритмов. Данный алгоритм используется для решения задач оптимизации и моделирования путем случайного подбора, комбинирования и вариации искомых параметров с использованием механизмов, аналогичных естественному отбору в природе. Является разновидностью эволюционных вычислений, с помощью которых решаются оптимизационные задачи с использованием методов естественной эволюции, таких как наследование, мутации, отбор и кроссинговер. Отличительной особенностью генетического алгоритма является акцент на использование оператора «скрещивания», который производит операцию рекомбинации решений-кандидатов, роль которой аналогична роли скрещивания в живой природе.

Если у целевой функции имеется только один экстремум, то для такого случая хорошо работают различные градиентные методы. Поскольку поставленная задача оптимизации схемы распределительной сети, не является задачей с малым количеством аргументов целевой функции для ее решения не подходят аналитические методы оптимизации. Кроме того, если у целевой функции имеется только один экстремум, то для такого случая хорошо работают различные градиентные методы. Если же у функции несколько экстремумов, то градиентные алгоритмы остановятся на ближайшем экстремуме, и не факт, что

этот экстремум будет лучшим на всей области. В то же время, в некоторых случаях количество входных данных может исчисляться несколькими сотнями, по этой причине использование метода полного перебора всевозможных решений, нецелесообразно, так как решение задачи не будет найдено за приемлемое время.

Вполне очевидно, что всем методам и алгоритмам присущи свои как положительные, так и отрицательные стороны. Алгоритм роя частиц (англ. Particle Swarm Optimization), относящийся в группе методов численной оптимизации, и алгоритм пчелиной колонии (англ. Artificial Bee Colony optimization), относящийся в группе методов случайного поиска в логике своей работы сочетают положительные стороны сразу нескольких методов оптимизации. Данные алгоритмы основаны на коллективном поведении децентрализованной самоорганизующейся системы [116]. Приведенные алгоритмы сочетают в себе положительные свойства методов искусственного интеллекта, случайного поиска и численных методов оптимизации. Так, например, коллеги из Египта в своей работе [114] при решении задачи оптимизации распределительной сети, в том числе использовали различные вариации алгоритма пчелиной колонии (DPSO-HBMO, ABC) и алгоритма роя частиц (Boolean PSO).

Для достижения поставленной цели научного исследования, при решении задачи оптимизации схемы распределительной сети целесообразнее всего использовать алгоритм роя частиц (англ. Particle Swarm Optimization) или алгоритм пчелиной колонии (англ. Artificial Bee Colony optimization) [13, 16].

Любой будь то метод, будь то алгоритм оптимизации, по результату своей работы выдает однозначный ответ. При этом полученные в процессе их работы промежуточные результаты никак не учитываются, хотя они могут отличаться от конечного результата на десятые доли процента. Распределительные сети в процессе эксплуатации могут изменять свою топологию и, тем самым, отличаться от исходной. В таком случае, варианты топологии распределительной сети, которые, так или иначе, получаются в процессе решения задачи оптимизации,

могут быть задействованы в случае, когда эффективная топология не может быть использована [92].

1.4 Выводы и задачи исследований

Таким образом, как видно из проведенного анализа существующих на сегодняшний день методов и мероприятий по снижению потерь электрической энергии в распределительных сетях, не смотря на многие исследования, проводимые в этой области, остается еще ряд нерешенных задач. Стоит выделить следующие положения.

1. Существенный вклад в изучение методов снижения потерь электрической энергии в распределительных сетях, обладающих наименьшей капиталоемкостью, внесли ученые Федерального научного агроинженерного центра ВИМ, РГАУ-МСХА им. К.А. Тимирязева, Азово-Черноморского инженерного института, ФГБОУ ВО Ставропольского государственного аграрного университета, ФГБОУ ВО Брянского государственного аграрного университета, ФГБОУ ВО Кубанского ГАУ имени И.Т. Трубилина, национального исследовательского Иркутского государственного технического университета, ФГБОУ ВО Ставропольского государственного аграрного университета и ряда других отечественных ВУЗов. Вот уже на протяжении почти двадцати лет ими изучаются и модернизируются различные способы, методы и алгоритмы снижения потерь электрической энергии посредством изменения топологии распределительной сети. Проводимые исследования направлены на определение топологий сельскохозяйственных распределительных сетей с меньшими технологическими потерями. Тем не менее, вопрос все еще открыт и требует новых решений;

2. Наиболее эффективным алгоритмом поиска минимального остовного дерева является алгоритм обратного удаления. Однако, большая часть выполняемых вычислений, является избыточной, по этой причине работа

алгоритма на схемах большой протяженности и с большим количеством разветвлений, не может быть выполнена;

3. Известные на сегодняшний день алгоритмы и методы оптимизации никак не используют промежуточные результаты вычислений целевой функции оптимизации, хотя они могут отличаться от оптимального результата на доли процентов;

4. В настоящее время не разработан алгоритм, позволяющий определять варианты топологии распределительной сети 6–10 кВ, которые формируются в процессе решения задачи оптимизации схемы сети и которые могут быть использованы при изменении топологии электрической сети.

Проблема состоит в следующем: существует большое количество методов и средств снижения величины технологических потерь, но они не позволяют получать варианты топологии с наименьшими потерями электроэнергии в сельских электрических сетях большой протяженности и с большим количеством разветвлений.

Научная гипотеза заключается в том, что можно изменить топологию сельской электрической сети 6–10 кВ для обеспечения минимума технологических потерь, за счет комбинированного использования модернизированного алгоритма обратного удаления и алгоритма роя частиц.

Целью работы является обоснование алгоритмов изменения топологии сельских электрических сетей 6–10 кВ для снижения технологических потерь электроэнергии.

Для достижения поставленной цели были определены задачи исследования.

1. Сформулировать целевую функцию задачи оптимизации схемы сельской распределительной сети 6–10 кВ.

2. Модернизировать классический алгоритм обратного удаления для сокращения времени его работы и снижения величины асимптотической сложности.

3. Обосновать комбинированный алгоритм, позволяющий изменять топологию электрической сети путем определения мест размыкания в сельской электрической сети 6–10 кВ для снижения величины технологических потерь.

4. Разработать алгоритм определения вариантов топологии сельской распределительной сети 6–10 кВ.

5. Произвести экспериментальное исследование использования алгоритмов изменения топологии сельской электрической сети и сопоставить с теоретическими результатами.

6. Произвести расчет экономической эффективности использования разработанных алгоритмов.

2 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ИЗМЕНЕНИЯ ТОПОЛОГИИ СЕЛЬСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 6–10 КВ, СНИЖАЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

2.1 Формулировка задачи оптимизации схемы сельской распределительной сети 6–10 кВ

В первую очередь, для решения задачи оптимизации схемы сети, необходимо сформулировать целевую функцию. В качестве целевой функции принята функция минимизации потерь мощности, рассеиваемой в проводниках, при протекании по ним электрического тока. В основе расчета величины потерь мощности в проводниках, при протекании по ним электрического тока, лежит закон Джоуля – Ленца:

$$Q = I^2 \cdot R \cdot \Delta t. \quad (2.1)$$

Выражение (2.1) гласит: количество теплоты (энергии) «Q» выделяемое в единицу времени « Δt » в рассматриваемом участке цепи, пропорционально произведению квадрата силы тока «I» на этом участке и сопротивления участка цепи «R».

Если количество выделяемой энергии рассчитывается не за конкретный промежуток времени, в этом случае, количество выделяемой энергии измеряется не в джоулях (Дж), а в ваттах (Вт). Тогда выделяемая энергия будет эквивалентна мощности (ΔP), которая будет рассеиваться в проводнике при протекании по нему переменного электрического тока, а выражение (2.1) примет вид (2.2).

$$\Delta P = I^2 \cdot R. \quad (2.2)$$

Просуммировав значения рассеиваемой мощности в виде тепла для всех проводников, входящих в рассматриваемую распределительную сеть, получается значение целевой функции для данной распределительной сети. Кроме самой целевой функции необходимо сформулировать ограничения решаемой задачи оптимизации. Во-первых, согласно [39], для распределительных сетей 6 — 10 кВ

предельно допустимое отклонение напряжения составляет 10 % от номинального напряжения источника. Во-вторых, поскольку электроснабжения должно осуществляться для каждого из потребителей электрической энергии, тогда распределительная цепь не должна иметь разрывов, то есть граф электрической цепи должен быть связным. При этом должна учитываться категория надежности потребителей электрической энергии. Помимо подвода к потребителю питания от двух независимых источников, категоричность энергопринимающих устройств реализуется одним из двух способов: ввода перманентного нормального разрыва в заданном месте сети или накладывания ограничения на возможность исключения ветви из схемы. С учетом вышеописанной целевой функции, а также ряда ограничений, математически задачу оптимизации можно сформулировать выражением (2.3):

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta P_{\text{ср}} = \sum_{j=1}^E \Delta P_{\text{ср},j}(I_{\text{ср},j}, R_j) \rightarrow \min, j \in (1, E); \\ \Delta U = \frac{U_{\text{ном}} - U_{\text{мин}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% \leq 10\%; \\ \left\{ \begin{array}{l} \forall (V_{\text{ист}}, V_{k,f}) \in V \exists S(V_{\text{ист}}, V_{k,f}), f > 2; \\ \{S(V_{\text{ист}}, V_{k,f})\} \cap \{S(V_{\text{ист}}, V_{k,f})\} = V_{k,f}, f \leq 2; \\ S - \text{путь}, f \in (0, 3), k \in (1, V). \end{array} \right. \end{array} \right. \quad (2.3)$$

Первое выражение под фигурной скобкой представляет собой целевую функцию оптимизации « $\Delta P_{\text{ср}}$ », где в качестве параметров используются значения сопротивлений ветвей схемы « R_j » и величины протекающих по соответствующим ветвям токов « $I_{\text{ср},j}$ ». Необходимо определить минимальное значение средних потерь мощности « $\min \Delta P_{\text{ср}}$ », выражающееся в сумме средних потерь мощности « $\sum \Delta P_{\text{ср},j}$ » для каждой j -ой ветви в диапазоне $(1; E)$, где « E » – количестве ветвей в схеме. Одним из ограничений целевой функции является максимальное отклонение напряжения у конечных потребителей электрической энергии « ΔU ». Максимальная величина отклонения напряжения « $U_{\text{мин}}$ » у каждого конечного потребителя не должна превышать величины 10 % от номинального значения напряжения источника электрической энергии « $U_{\text{ном}}$ » [39]. Еще одним

ограничением целевой функции оптимизации является тот факт, что связность схемы не должна быть нарушена. А дополнительным ограничением является учет категорийности потребителей электрической энергии. Совокупность выражений внутри вложенной фигурной скобки описывают последние ограничения. Во-первых, для любой пары $(V_{\text{ист}}, V_{k,f})$ узлов «V», где «V» – количество узлов в схеме, на интервале $k \in (1; V)$, а $V_{\text{ист}}$ – источник ЭЭ; существует путь «S», соединяющий их между собой. А во-вторых, результатом пересечения (« \cap ») двух множеств узлов, образованных из узлов, соединяющих потребителя (« $V_{k,f}$ ») с источником (« $V_{\text{ист}}$ »), является узел, соответствующий потребителю (« $V_{k,f}$ »), имеющему категорию надежности выше третьей, где f – параметр, указывающий на категорию надежности $f \in (0; 3)$. Кроме того, к дополнительным ограничениям (допущениям) относится: отсутствие силовых трансформаторов, имеющих разные группы соединения обмоток и одинаковый уровень напряжения на шинах понизительных станций для всех источников питания. Помимо подвода к потребителю питания от двух независимых источников, категорийность энергопринимающих устройств реализуется одним из двух способов: ввода перманентного нормального разрыва в заданном месте сети или накладывания ограничения на возможность исключения ветви из схемы. Такой параметр целевой функции, как сопротивление ветвей « R_j » задается в качестве входных данных. Для определения величины протекающего по ветвям тока « $I_{\text{ср},j}$ », который также является параметром целевой функции, необходимо рассчитать параметры сети, воспользовавшись методом узловых потенциалов [14, 33, 76]. Как известно, согласно первому закону Кирхгофа, сумма токов в узле равна нулю:

$$\sum_{i=1}^n I_i = 0. \quad (2.4)$$

Исходя из закона Ома для участка цепи, ток в ветви определяется по следующему выражению:

$$I_i = \frac{\varphi_i - \varphi + \varepsilon_i}{R_i} + J_i. \quad (2.5)$$

Тогда, выражение (2.4) примет вид:

$$\sum_{i=1}^n \left(\frac{\varphi_i - \varphi + \varepsilon_i}{R_i} + J_i \right) = 0, \quad (2.6)$$

$$\varphi \sum_{i=1}^n \frac{1}{R_i} - \sum_{i=1}^n \frac{\varphi_i}{R_i} = \sum_{i=1}^n \left(\frac{\varepsilon_i}{R_i} + J_i \right). \quad (2.7)$$

Обозначим проводимости ветвей через выражение:

$$Y_i = \frac{1}{R_i}. \quad (2.8)$$

Тогда, получаем окончательное выражение для расчета конкретного рассматриваемого узла:

$$\varphi \sum_{i=1}^n Y_i - \sum_{i=1}^n \varphi_i Y_i = \sum_{i=1}^n (\varepsilon_i Y_i + J_i), \quad (2.9)$$

где φ – узловый потенциал рассматриваемого узла, В; Y_i – проводимость i -ой ветви, См; φ_i – узловый потенциал i -го узла, В; ε_i – ЭДС источника питания, В; J_i – величина источника тока, А.

Последнее выражение (2.9) получено, исходя из предположения, что все источники тока и ЭДС направлены в сторону рассматриваемого узла. Если какой-либо источник направлен в противоположную сторону, тогда значение его ЭДС или тока необходимо взять с противоположным знаком.

Максвеллом было установлено, что распределение токов в электрической цепи всегда происходит так, что тепловая функция системы минимальна.

$$P = \frac{1}{2} \sum_{n=1}^n \sum_{m=1}^m [\varepsilon_{n,m} - (\varphi_n - \varphi_m)]^2 \cdot Y_{n,m}. \quad (2.10)$$

Коэффициент $\frac{1}{2}$ обусловлен тем, что при двойном суммировании мощность каждой ветви учитывается дважды.

Доказательство основано на том, что совокупность уравнений (2.9) является совокупностью условий минимума функции P , то есть совокупность условий

$\frac{1}{2} \cdot \frac{dP}{d\varphi_{n,m}} = 0$. Так как вторые производные $\frac{1}{2} \cdot \frac{d^2P}{d\varphi_{n,m}^2} = Y_{n,m} > 0$ положительны, то,

действительно, это есть условия минимума тепловой функции [6]. Один из выводов, сделанных в [60] гласит, что для сетей с высокой неоднородностью естественное потокораспределение не совпадает с «экономическим», т.е. не соответствует наименьшим потерям мощности, но сельские сети 6–10 кВ можно считать однородными. Именно на основании выводов, сделанных в результате исследования в [60], а также утверждения Максвелла [6] о минимуме тепловой функции системы согласно (2.10) в качестве целевой функции оптимизации (2.3) принимается величина $\Delta P_{\text{ср}}$, а не ΔS и расчет по R-схеме.

Таким образом, необходимым условием решения оптимизационной задачи является определения величины потерь мощности для соответствующей топологии распределительной сети согласно выражению (2.2). А достаточным условием решения задачи оптимизации является определения параметров электрической сети, а именно величин токов, протекающих по соответствующим ветвям электрической сети, согласно (2.9, 2.10).

При расчете параметров электрических сетей, содержащих сотни ветвей и узлов, удобнее использовать матричную форму записи метода узловых потенциалов (2.11).

$$A \cdot Y \cdot A^t \cdot U = -A \cdot (J + Y \cdot \varepsilon), \quad (2.11)$$

где A – матрица связностей размером $(V - 1) \cdot E$ (« V » – количество узлов в схеме сети; « E » – количество ветвей в схеме сети), в которой i -ая строка соответствует узлу « i », а j -ый столбец соответствует ветви « j », причем элемент A_{ij} равен: 0 – если ветвь « j » не смежна узлу « i »; 1 – если ветвь выходит из узла; -1 – если ветвь входит в узел. Термины «входит» и «выходит» означает, что для каждой ветви задается направление, которое обычно ассоциируется с направлением тока в этой ветви; Y – диагональная матрица проводимостей размером $E \cdot E$, в которой диагональный элемент Y_{ij} равен проводимости i -ой ветви, а недиагональные элементы равны нулю; A^t – транспонированная матрица связностей; U – матрица-столбец узловых потенциалов размером $(V - 1) \cdot 1$. Потенциалы измеряются относительно предварительно выбранного узла, потенциал которого считается

равным нулю. Нулевой узел не входит ни в одну из перечисленных матриц; J – матрица-столбец источников тока размером $E \cdot 1$, где каждый элемент равен току соответствующего источника, причем эта величина нулевая, если в данной ветви источник тока отсутствует; положительная, если направление тока источника совпадает с направлением тока в ветви; и отрицательная в противном случае; ε – матрица-столбец источников ЭДС размером $E \cdot 1$, где каждый элемент равен ЭДС соответствующего источника, причем эта величина нулевая, если в данной ветви источник ЭДС отсутствует; положительная, если направление ЭДС источника совпадает с направлением тока в ветви; и отрицательная в противном случае; ε – матрица-столбец источников ЭДС, B .

Сформулировав целевую функцию задачи оптимизации, далее будут описаны алгоритмы, с помощью которых будет решаться вышеописанная задача оптимизации.

2.2 Модернизированный алгоритм обратного удаления

После инициализации графа сети, а также расчета параметров сети с помощью метода узловых потенциалов, полученные значения токов приравниваются весам соответствующих ветвей. После этого список ветвей сортируется по величине тока (от меньшего к большему). Полученный отсортированный список используется для выбора очередной ветви, удаляемой из схемы. Ветвь с минимальным значением тока удаляется из схемы. После этого схема проверяется на связность. Если проверка проходит успешно начинается новая итерация. В противном случае, последняя удаленная ветвь добавляется обратно в схему и удаляется следующая на очереди и так до тех пор, пока не будут просмотрены все ветви [117].

Как уже было сказано ранее, остовное дерево исходного графа может быть получено посредством исключения максимально возможного количества ребер, при этом связность не должна быть нарушена. Обозначим через « M » количество

ветвей в осто́ве. Для любого графа количество этих ветвей может быть определено согласно выражению (2.12), для этого достаточно знать лишь число вершин «V» в графе. Тогда, зная количество ветвей в осто́ве «M» и общее количество ветвей «E» в графе, и используя (2.13), можно рассчитать количество ветвей «C», которое необходимо исключить из сети, чтобы получить осто́в [117].

$$M = V - 1, \quad (2.12)$$

$$C = E - M. \quad (2.13)$$

Определение количества этих ветвей является важным этапом, направленным на уменьшение времени работы алгоритма. Данная величина эквивалентна количеству итераций, за которое ветви могут быть исключены из сети и будут заново рассчитаны параметры сети. Используя данные о потребителях (величина нагрузки, а также точка подключения) и данные об источнике электрической энергии, параметры сети рассчитываются при помощи метода узловых потенциалов. Полученные значения токов приравниваются весам соответствующих ветвей. После этого ветви сортируются по величине тока (от меньшего к большему). Полученный список используется для выбора очередной ветви на удаление из схемы сети. Другой ключевой особенностью является удаление из вышеописанного отсортированного списка 25 % ветвей с наибольшими значениями токов. После этого очередная ветвь выбирается и удаляется из сети, с использованием механизма «рулетки». Ветвь с наименьшей величиной тока имеет наибольшую вероятность быть удаленной из сети. Когда очередная ветвь удалена из сети, схема проверяется на связность. Если проверка проходит успешно, начинается новая итерация, в противном случае, последняя удаленная ветвь добавляется обратно в сеть и удаляется из списка кандидатов на удаление. Вновь запускается механизм «рулетки» и так до тех пор, пока не будет выбрана очередная ветвь.

Структурная схема вышеописанного алгоритма представлена на рисунке 2.1. Резюмируя все вышеописанное в данном разделе, можно сказать, что модернизациями алгоритма обратного удаления являются:

- предварительный расчет количества ветвей необходимых для исключения из сети «С»;
- исключение из отсортированного списка 25 % ветвей от общего количества, имеющих наибольшие значения токов;
- использование механизма рулетки при выборе очередной ветви для исключения из схемы.



Рисунок 2.1 – Блок-схема модернизированного алгоритма обратного удаления

Благодаря предложенным модернизациям исключается необходимость в избыточных вычислениях, характерных для классического алгоритма обратного удаления. Кроме того, вероятностный механизм исключения ветвей из схемы сети позволяет повысить вероятность получения оптимального остова электрической сети [29].



Рисунок 2.2 – Блок-схема классического алгоритма обратного удаления

Блок-схема классического алгоритма обратного удаления представлена на рисунке 2.2. Использование механизма рулетки, а также исключение 25 % ветвей из списка кандидатов крайне необходимые модернизации классического

алгоритма обратного удаления, поскольку в [47] автором было определено, что, исключая ветви с наименьшими значениями токов, цель нахождения оптимального остова электрической сети не достигается. Даже если граф сети итеративно проверять на связность, на каком-то этапе работы алгоритма необходимо удалить ветвь или ветви, имеющие не наименьшую величину протекающего по ним тока [7, 8]. По этой причине автором была внедрена в алгоритм обратного удаления особенность по исключению 25 % ветвей с наибольшими значениями токов и последующий выбор очередной ветви для удаления, через механизм «рулетки» [47, 46, 117]. В связи с этим, механизм «рулетки» строго необходим для модернизаций характеристик алгоритма и решения поставленных задач.

Для оценки эффективности предложенных модернизаций алгоритма обратного удаления был произведен расчет количественных показателей, отражающих асимптотическую сложность вычислений.

Согласно данным из таблицы 1.2 асимптотическая сложность алгоритма обратного удаления рассчитывается по выражению $O(E \cdot \lg V \cdot (\lg \lg V)^3)$. Слагаемое $E \cdot \lg V$ описывает сложность сортировки, а $(\lg \lg V)^3$ – комплексную сложность: исключение ветви, проверка графа на связность и добавление ветви обратно в граф. Для количественной оценки асимптотической сложности использовались произвольные топологии сетей, в том числе типовая схема, предложенная международным стандартом IEEE. Поскольку для количественной оценки необходимо и достаточно знать лишь количество узлов и ветвей, без уточнения как они между собой взаимосвязаны, тогда, в данном разделе научной работы, ограничимся обозначением лишь этих данных без представления самих схем.

$$O(E \cdot \lg V \cdot (\lg \lg V)^3) = 25 \cdot (25 \cdot \lg 17 \cdot (\lg \lg 17)^3) = 0,5618$$

$$O(E \cdot \lg V \cdot (\lg \lg V)^3) = 9 \cdot (25 \cdot \lg 17 \cdot (\lg \lg 17)^3) = 0,2022$$

$$O(E \cdot \lg V \cdot (\lg \lg V)^3) = 30 \cdot (30 \cdot \lg 25 \cdot (\lg \lg 25)^3) = 3,8745$$

$$O(E \cdot \lg V \cdot (\lg \lg V)^3) = 6 \cdot (30 \cdot \lg 25 \cdot (\lg \lg 25)^3) = 0,7749$$

$$O(E \cdot \lg V \cdot (\lg \lg V)^3) = 37 \cdot (37 \cdot \lg 33 \cdot (\lg \lg 33)^3) = 12,4127$$

$$O(E \cdot \lg V \cdot (\lg \lg V)^3) = 5 \cdot (37 \cdot \lg 33 \cdot (\lg \lg 33)^3) = 1,6774$$

$$O(E \cdot \lg V \cdot (\lg \lg V)^3) = 44 \cdot (44 \cdot \lg 40 \cdot (\lg \lg 40)^3) = 26,5951$$

$$O(E \cdot \lg V \cdot (\lg \lg V)^3) = 5 \cdot (44 \cdot \lg 40 \cdot (\lg \lg 40)^3) = 3,0221$$

$$O(E \cdot \lg V \cdot (\lg \lg V)^3) = 58 \cdot (58 \cdot \lg 55 \cdot (\lg \lg 55)^3) = 81,5826$$

$$O(E \cdot \lg V \cdot (\lg \lg V)^3) = 4 \cdot (58 \cdot \lg 55 \cdot (\lg \lg 55)^3) = 5,6263$$

$$O(E \cdot \lg V \cdot (\lg \lg V)^3) = 68 \cdot (68 \cdot \lg 63 \cdot (\lg \lg 63)^3) = 138,1436$$

$$O(E \cdot \lg V \cdot (\lg \lg V)^3) = 6 \cdot (68 \cdot \lg 63 \cdot (\lg \lg 63)^3) = 12,1891$$

$$O(E \cdot \lg V \cdot (\lg \lg V)^3) = 78 \cdot (78 \cdot \lg 65 \cdot (\lg \lg 65)^3) = 190,2514$$

$$O(E \cdot \lg V \cdot (\lg \lg V)^3) = 14 \cdot (78 \cdot \lg 65 \cdot (\lg \lg 65)^3) = 34,1477$$

$$O(E \cdot \lg V \cdot (\lg \lg V)^3) = 1050 \cdot (1050 \cdot \lg 1000 \cdot (\lg \lg 1000)^3) = 359\,241,2049$$

$$O(E \cdot \lg V \cdot (\lg \lg V)^3) = 51 \cdot (1050 \cdot \lg 1000 \cdot (\lg \lg 1000)^3) = 17\,448,8585$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 - Количественная оценка асимптотической сложности алгоритмов

№	Параметры схемы	Классически й алгоритм, о.е.	Модернизиро ванный алгоритм, о.е.	Классически й алгоритм, с.	Модернизиро ванный алгоритм, с.
1	V = 17, E = 25	0,5	0,2	0,1	0,3
2	V = 25, E = 30	3,8	0,7	0,1	0,5
3	V = 33, E = 37	12,4	1,6	0,1	0,7
4	V = 40, E = 44	26,5	3,0	0,1	1,3
5	V = 55, E = 58	81,5	5,6	0,1	1,6
6	V = 63, E = 68	138,1	12,1	1,5	23,0
7	V = 65, E = 78	190,2	34,1	5,0	30,8
8	V = 1000, E = 1050	359 241,2	17 448,8	94,3	1 859,1

Временная сложность решаемой задачи оптимизации может быть разделена на следующие две составляющие:

- время выполнения одной итерации;
- общее количество итераций.

Здесь под временем выполнения одной итерации понимается время, за которое модернизированный алгоритм обратного удаления выполняет свою работу. А общее количество итераций демонстрирует, насколько эффективно работает алгоритм оптимизации и как быстро сходится решение [117].

На рисунке 2.3 представлены графики асимптотических сложностей для классического и модернизированного алгоритмов обратного удаления, построенные на основании результатов расчета. Графики наглядно демонстрируют разницу между двумя вариациями алгоритмов.

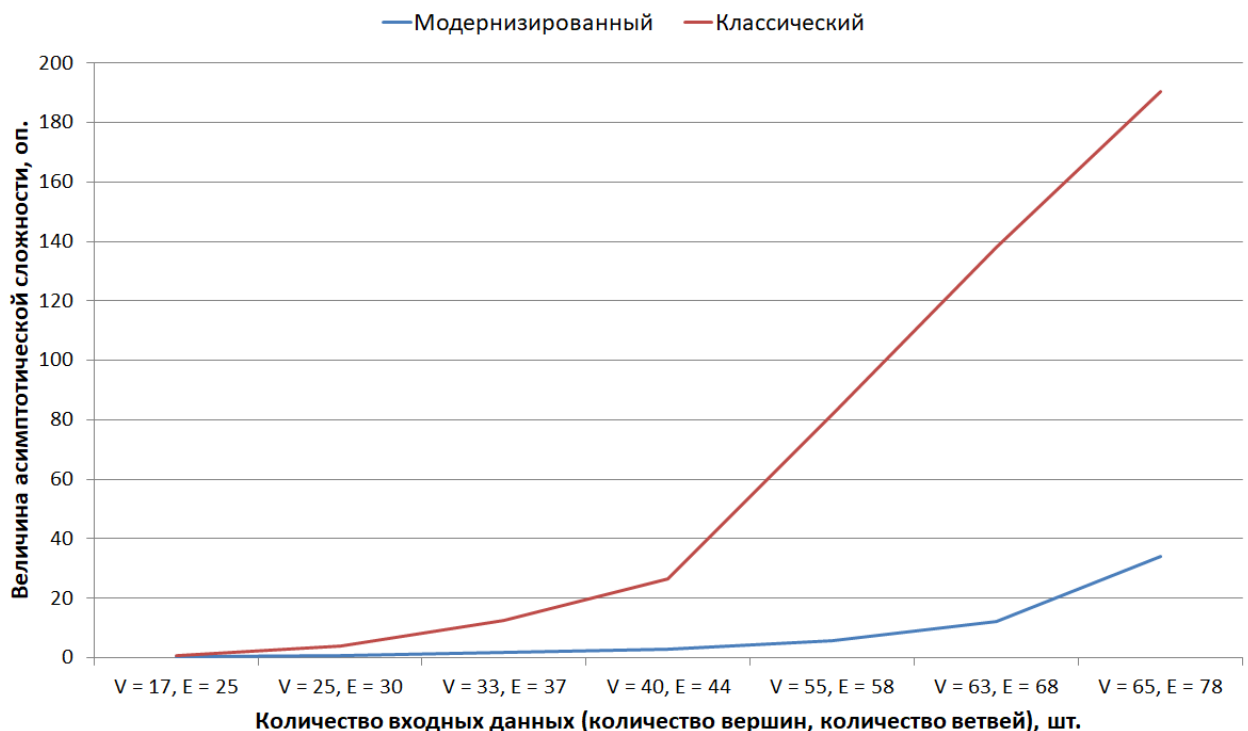


Рисунок 2.3 – Графики асимптотических сложностей классического и модернизированного алгоритмов обратного удаления

Анализируя данные из таблицы 2.1, становится понятным, что уменьшение количества итераций значительно сокращает время работы алгоритма.

Предварительный расчет количества итераций необходимо и достаточно выполнить лишь один раз и для этого достаточно знать количество узлов [117]. Кроме того, именно конфигурация исходной сети определяет количество ветвей, которые необходимо исключить, чтобы получить остов электрической сети.

Помимо всего прочего, анализируя результаты расчетов, представленные в таблице 2.1, можно сделать вывод, что модернизированный алгоритм обратного удаления работает эффективнее, чем стандартный алгоритм обратного удаления, что выражается в количественной оценке асимптотической сложности алгоритмов. В частности, для схемы № 1 модернизированный алгоритм обратного удаления эффективнее классического в 3 раза, для схемы № 2 – в 5 раз эффективнее, для схемы № 3 – в 7 раз эффективнее, для схемы № 5 – в 15 раз эффективнее, а для схемы № 8 – в 21 раз эффективнее. По графикам, представленным на рисунке 2.3, видно, что чем больше становится количество узлов и ветвей в схеме, тем графики расходятся сильнее - график соответствующий модернизированному алгоритму обратного удаления более пологий, нежели график, соответствующий классическому алгоритму обратного удаления.

2.3 Комбинированный алгоритм для изменения топологии сельской распределительной сети 6–10 кВ

Согласно проведенным исследованиям [10, 114, 74, 117], использование в качестве алгоритма оптимизации, как алгоритма роя частиц, так и алгоритма пчелиной колонии позволяет решить поставленную оптимизационную задачу. Естественно, поскольку сами алгоритмы оптимизации обладают большим количеством регулировочных параметров, то изменение данных параметров оказывает влияние на быстродействие и сходимость алгоритмов. В рамках данного исследования задача определения оптимальных параметров самих алгоритмов не ставилась. Поскольку при решении поставленной задачи

оптимизации, вышеописанные алгоритмы показали схожие результаты [10, 114, 80, 117], далее, в качестве основного алгоритма будет использоваться алгоритм роя частиц.

Как уже упоминалось ранее, алгоритм роя частиц (англ. Particle Swarm Optimization) относится к группе методов численной оптимизации. Преимуществом данного алгоритма, в сравнении с другими алгоритмами, является то, что для его эффективного использования не требуется знать точного градиента оптимизируемой функции. Алгоритм роя частиц оптимизирует целевую функцию, перемещая частицы в пространстве решения согласно простой формуле, где каждая частица представляет собой возможное решение задачи оптимизации. В первоначальный момент инициализируется рой частиц предварительно заданного размера, при этом каждая частица имеет случайное месторасположение и случайный вектор скорости. Для каждой частицы рассчитывается значение целевой функции. При этом каждая частица запоминает, какое и где лучшее значение целевой функции лично она нашла, а также каждая частица знает, где расположена точка, являющаяся лучшей среди всех точек, которые разведали частицы. На каждой итерации частицы корректируют свою скорость, и, тем самым, изменяя свое местоположение, с тем расчетом, чтобы, с одной стороны, приблизиться к собственному экстремуму, а с другой — к глобальному [118].

Для любой частицы роя, важными параметрами, для нахождения экстремума целевой функции, являются такие параметры, как месторасположение и коррекция скорости. Формулы для расчета соответствующих величин представлены приведенными ниже выражениями.

$$X_{i,t+1} = X_{i,t} + V_{i,t+1}, \quad (2.14)$$

$$V_{i,t+1} = A_c \cdot V_i + C_p \cdot r_p \cdot (p_i - x_{i,t}) + C_g \cdot r_g \cdot (g_i - x_{i,t}), \quad (2.15)$$

где $X_{i,t}$ – i -ая координата частицы при t -ой итерации алгоритма; $V_{i,t}$ – i -ая компонента скорости частицы при t -ой итерации алгоритма; A_c – коэффициент итерации (может быть константой, а может зависеть и изменяться в зависимости от номера итерации t); C_p и C_g – весовые коэффициенты (подбираются эмпирическим путем под конкретную модель); p_i и g_i – текущая наилучшая позиция, найденная частицей, и глобальная наилучшая позиция, найденная всеми частицами; r_p и r_g – масштабные коэффициенты, зависящие от расположения относительно текущей наилучшей позиции и глобальной наилучшей позиции частицы.

Одной из распространенных вариаций алгоритма роя частиц, является, так называемый, канонический алгоритм. В этом случае вводится нормирование коэффициентов C_p и C_g , с такой целью, чтобы сходимость решения не так сильно зависела от их выбора. В этом случае выражение (2.15) примет вид (2.16).

$$V_{i,t+1} = \chi \cdot [V_i + C_p \cdot r_p \cdot (p_i - x_{i,t}) + C_g \cdot r_g \cdot (g_i - x_{i,t})]. \quad (2.16)$$

Коэффициент χ рассчитывается же согласно выражению:

$$\chi = \frac{2 \cdot k}{|2 - \varphi - \sqrt{\varphi^2 - 4 \cdot \varphi}|}, \quad (2.17)$$

$$\varphi = C_p + C_g, \quad (2.18)$$

$$\varphi > 4. \quad (2.19)$$

Кроме того, коэффициент k должен лежать в интервале значений от 0 до 1. Блок-схема алгоритма роя частиц представлена на рисунке 2.4.



Рисунок 2.4 - Блок-схема алгоритма роя частиц

Как уже было ранее сказано при описании модернизированного алгоритма обратного удаления, одной из модернизаций является механизм исключения из отсортированного списка 25 % ветвей, имеющих наибольшие значения токов. Данный механизм позволяет в процессе многократного запуска модернизированного алгоритма обратного удаления получать разные варианты

топологии распределительной сети. Что, в свою очередь, можно использовать как первоначальное приближение при расчете значения целевой функции при инициализации роя частиц. Далее в силу полноценно вступает алгоритм роя частиц, в процессе работы которого будут корректироваться значения параметров для поиска экстремума целевой функции.

Блок-схема комбинированного алгоритма для изменения топологии электрической сети представлена на рисунке 2.5.

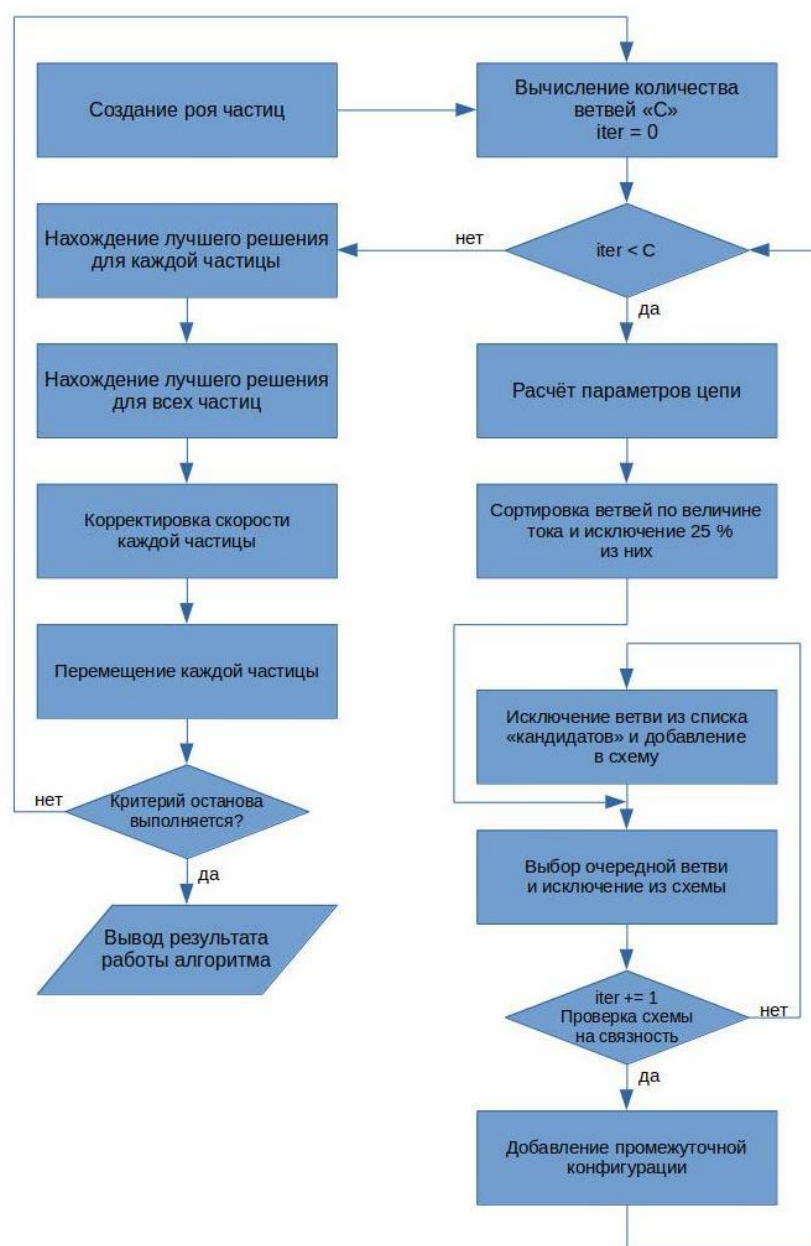


Рисунок 2.5 - Блок-схема комбинированного алгоритма для изменения топологии электрической сети

Сам по себе модернизированный алгоритм обратного удаления позволяет сократить время нахождения остова электрической сети и повысить вероятность нахождения эффективной топологии распределительной сети. Однако в случае если исходная схема распределительной сети имеет большое количество линий электропередач и потребителей электрической энергии, одного лишь механизма генерации случайных чисел может быть недостаточно для нахождения глобального экстремума целевой функции за приемлемое время.

В таком случае, адаптированный под решаемую задачу алгоритм роя частиц, позволяет значительно повысить вероятность нахождения глобального экстремума целевой функции с одновременным сокращением временных затрат, в сравнении с работой одного лишь модернизированного алгоритма обратного удаления. Это осуществляется за счет механизма роевого интеллекта, в частности, из-за наличия функциональной зависимости результатов, получаемых различными частицами в процессе поиска эффективной топологии распределительной сети [81]. Когда каждая частица роя делится информацией о нахождении своего собственного локального экстремума целевой функции, и, с одной стороны, стремится приблизиться к найденному глобальному экстремуму, а с другой - исследовать неизученные пространства решений, с целью найти новый глобальный экстремум.

Теоретическая величина полученного эффект от использования комбинированного алгоритма вычислялась на схеме типовой сельской распределительной сети, построенной исходя из данных об отличительных особенностях характерных для сельскохозяйственных электрических сетей. Данная схема представляет собой 22 сельских потребителя, пронумерованных цифрами, подключенных от двух фидеров одной питающей станции, с общей протяженностью линий электропередач 17 км. От данной распределительной сети питаются: животноводческие помещения (5, 6, 7, 13), кормоцехи (4, 11), насосные станции (10, 16), котельная (9, 17), склад готовой продукции (8, 19), тепличные комплексы (14, 15, 18), молочно-товарная ферма (12), автотранспортное

предприятие и мех. мастерские (3, 20), а также ряд муниципальных учреждений жизнеобеспечения населения (1, 2, 21, 22). Схема типовой сельской распределительной сети представлена на рисунке 2.6.

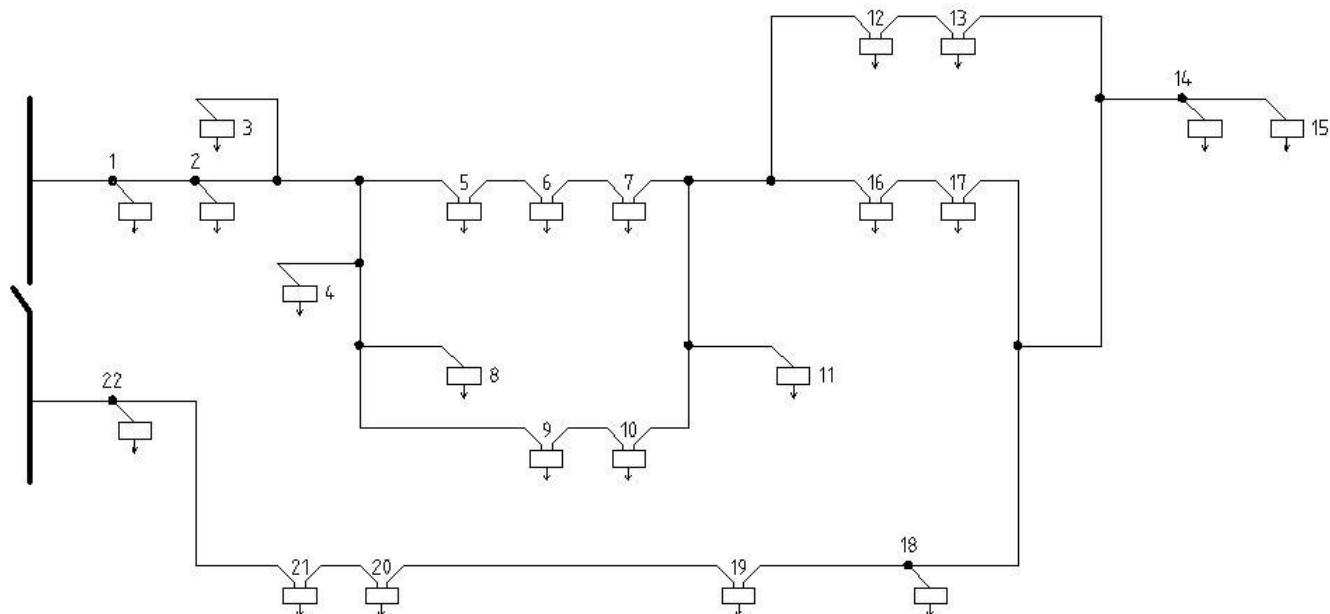


Рисунок 2.6 - Схема типовой сельской распределительной сети

Результатом работы комбинированного алгоритма является информация о месте нормального разрыва в схеме сельской распределительной сети, которая позволяет изменить топологию электрической сети, что в свою очередь влечет снижение величины технологических потерь. Использование комбинированного алгоритма позволит снизить величину технологических потерь электроэнергии за счет изменения топологии на 3,94 – 15,16 % в сравнении с данными, полученными другими алгоритмами.

2.4 Алгоритм определения вариантов топологии распределительной сети 6–10 кВ

Как уже было сказано ранее, в процессе работы комбинированного алгоритма формируются варианты топологии распределительной сети, отличающиеся от конечного результата по величине технологических потерь. Количество этих вариантов зависит от входных параметров алгоритма.

Предполагается, что эти варианты топологии могут быть использованы в случае, когда временно невозможно использовать эффективную топологию.

Согласно матричной теореме Кирхгоффа о деревьях, изложенной Кирхгоффом в [119], количество остовных деревьев в исходном графе эквивалентно алгебраическому дополнению матрицы Кирхгоффа. В электроэнергетике кольцевая схема подобна исходному графу, а радиальная схема подобна остовному дереву [116].

Составив матрицы Кирхгоффа для исходной сети, и, рассчитав алгебраическое дополнение, можно получить количество всевозможных вариантов топологии распределительной сети. Вполне очевидно, если рассчитать токи для каждой из них, а затем рассчитать соответствующие технологические потери электроэнергии, получится перечень топологий, который можно отсортировать по величине технологических потерь электрической энергии. После того как определены параметры сети для всех возможных вариантов топологии, только одна из них будет обладать наименьшей величиной потерь, а остальные будут отличаться от нее на ту или иную величину [116]. Формирование других вариантов топологии распределительной сети происходит во время работы комбинированного алгоритма [62, 63, 64, 89].

После того как определен перечень всевозможных топологий, необходимо определить те, которые будут удовлетворять следующим критериям:

- максимальная величина потерь напряжения в сети не должна превышать величины 10 %;
- минимальные различия между топологиями сети по величине технологических потерь и по количеству отключаемых ветвей.

В теории алгоритмов широко используется метрика, разработанная русским ученым В.И. Левенштейном и названная его именем — расстояние Левенштейна, которая также называется: дистанция редактирования. Суть заключается в том, чтобы использовать стандартные операции (вставка/удаление/замена) для преобразования одной последовательности символов в другую. Аналогом

стандартных операций, описанных выше, являются оперативные переключения, которые необходимы в случае возникновения одного (или нескольких сразу) из следующих сценариев: ввод нового технологического оборудования, вывод оборудования на ремонт, авария или иные оперативные переключения [58, 97, 116].

В контексте данного научного исследования, под расстоянием Левенштейна, будет пониматься не количество стандартных операций, для преобразования одной последовательности символов в другую, а количество оперативных переключений необходимых для преобразования одной топологии распределительной сети в другую [116]. Таким образом, различия между вариантами топологии распределительной сети определяются расстоянием Левенштейна – чем меньше это расстояние, тем более схожи между собой сравниваемые топологии и наоборот.

Аккумулируя все вышесказанное, работа алгоритма определения вариантов топологии распределительной сети будет выглядеть следующим образом. Исходными данными для алгоритма будет список промежуточных результатов решения задачи оптимизации, который формируется в процессе работы комбинированного алгоритма. Далее определяется максимально допустимое расстояние Левенштейна (L_{\max}). После чего итеративно вычисляется расстояние Левенштейна между эффективной топологией и каждым другим вариантом топологии (L_{iter}) и сравнивается с ранее определенной величиной L_{\max} . В случае если проверка выполнена успешно, то есть $L_{\text{iter}} \leq L_{\max}$, тогда происходит переход к следующему промежуточному результату. В противном случае, то есть, когда $L_{\text{iter}} \geq L_{\max}$, вариант топологии удаляется из списка и осуществляется переход к следующему.

Таким образом, получается, что список промежуточных результатов преобразуется в перечень вариантов топологии распределительной сети, который является результатом работы алгоритма. Работа алгоритма осуществляется до тех пор, пока итеративно не будут просмотрены все промежуточные результаты

комбинированной работы модернизированного алгоритма обратного удаления и алгоритма роя частиц.

Блок-схема алгоритма определения вариантов топологии распределительной сети 6–10 кВ представлена на рисунке 2.7.

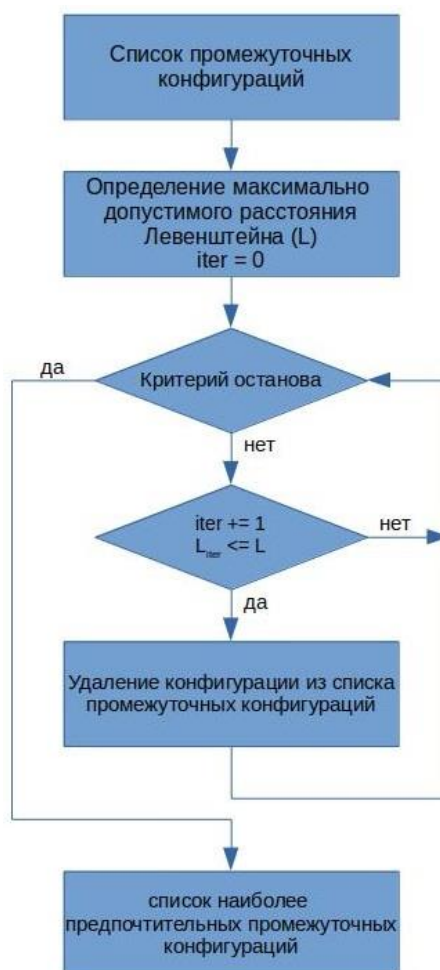


Рисунок 2.7 - Блок-схема алгоритма определения вариантов топологии распределительной сети 6–10 кВ

Использование разработанного алгоритма на схеме типовой сельской распределительной сети 6–10 кВ, представленной на рисунке 2.7, позволит получать топологии, отличающиеся от эффективной на 3,9 – 15,5 % и которые могут быть использованы при ее изменении в процессе эксплуатации.

Все вышеописанные в данной главе алгоритмы, а именно: модернизированный алгоритм обратного удаления, алгоритм роя частиц работающий в комбинации с модернизированным алгоритмом обратного

удаления и алгоритм определения вариантов топологии распределительной сети 6–10 кВ в ходе своей параллельно-последовательной работы (часть алгоритмов работает последовательно друг за другом, другая часть параллельно друг другу), позволяют достичь поставленной цели научного исследования.

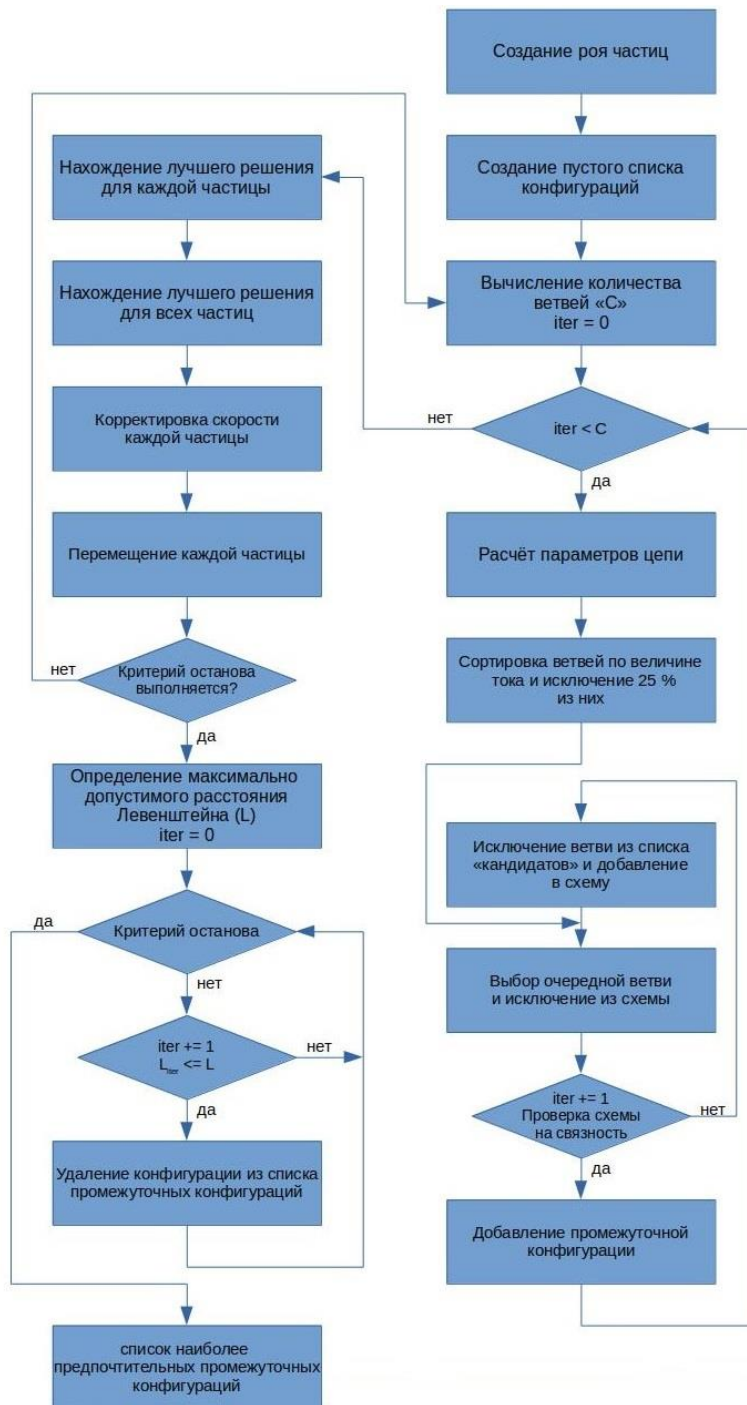


Рисунок 2.8 –Объединенная блок-схема алгоритмов изменения топологии сельских электрических сетей 6–10 кВ

Блок-схема, представленная на рисунке 2.8, по сути, представляющая собой объединение всех вышеописанных алгоритмов, и позволяет изменять топологию сельских электрических сетей 6–10 кВ для снижения величины технологических потерь электроэнергии.

2.5 Выводы по главе

1. Для решения задачи оптимизации схемы сети была сформулирована целевая функция оптимизации схемы сельской распределительной сети 6–10 кВ. Достаточным условием решения задачи является утверждения Максвелла, о том, что тепловая функция стремится к минимуму, а необходимым – расчет величины потерь мощности, согласно закону Джоуля-Ленца. Ограничениями целевой функции являются два условия: максимальное отклонения напряжения на любом из участков электрической цепи не должно превышать 10 % от номинального напряжения источника электроэнергии и связность источника электрической энергии с энергопринимающими устройствами, с учетом требований по надежности электроснабжения, не должна быть нарушена;

2. Для исключения необходимости выполнения избыточных вычислений и сокращения времени работы алгоритма, а также для повышения вероятности нахождения оптимального остова электрической сети в алгоритм обратного удаления был внедрен ряд модернизаций. Во-первых, предварительный расчет количества ветвей необходимых для исключения из сети, во-вторых, исключение 25 % ветвей от общего количества ветвей схемы, имеющих наибольшие значения токов, и в-третьих, выбор очередной ветви для исключения из схемы с использованием механизма рулетки;

3. Для оценки эффективности предложенных модернизаций алгоритма обратного удаления был произведен математический расчет количественных показателей, отражающих асимптотическую сложность вычислений. Расчет показал, что величина асимптотической сложности модернизированного алгоритма обратного удаления ниже, чем у классического алгоритма в 3–20 раз;

4. Был разработан комбинированный алгоритм, который позволит значительно повысить вероятность нахождения глобального экстремума целевой функции с одновременным сокращением временных затрат, за счет механизма роевого интеллекта, в частности, из-за наличия функциональной зависимости результатов. Использование комбинированного алгоритма позволит снижать величину технологических потерь электрической энергии на 3,95 – 15,16 % в сельской распределительной сети в сравнении с аналогичными алгоритмами;

5. В процессе работы комбинированного алгоритма создается значительное количество промежуточных результатов решения задачи оптимизации, это количество зависит от параметров алгоритма роя частиц, на основе этих результатов могут быть определены варианты топологии, которые могут быть использованы в случае, когда эффективная топология временно не может быть использована. Алгоритм определения вариантов топологии сельскохозяйственной распределительной сети 6–10 кВ, позволит получать конфигурации, отличающиеся от эффективной на 3,9 – 15,5 %.

3 РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ АЛГОРИТМОВ ИЗМЕНЕНИЯ ТОПОЛОГИИ СЕЛЬСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 6–10 КВ, СНИЖАЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

3.1 Экспериментальное определение точности расчета технологических потерь электроэнергии в линиях электропередач распределительной сети Усть-Лабинского района

Проведение экспериментальных исследований по определению изменения технологических потерь электроэнергии в линиях электропередач распределительной сети напряжением 10 кВ проводилось на основе предварительных расчетов согласно вышеописанным алгоритмам, в частности с использованием модернизированного алгоритма обратного удаления и его комбинированной работы с алгоритмом роя частиц.

Для проведения измерений использовались приборы учета, установленные на фидерах питающего центра, и имеющие в своем функционале возможность для фиксации получасовых профилей изменения нагрузки. Помимо приборов учета для измерений использовался специализированный прибор – «Определитель ампер-квадрат-часов» (АкЧ-В-1(м) – 5А АС), разработанный и изготовленный фирмой ООО НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «ВНИКО», город Новочеркасск. Внешний вид измерительного прибора, установленного в высоковольтной ячейке фидера ГЦ-11 на питающем центре ПС «Геймановская», входящего в зону эксплуатации Тбилисских районных распределительных сетей (РРЭС) в составе Усть-Лабинских электрических распределительных сетей, представлен на рисунке 3.1.

Расчет выполнялся для участка линии фидера ГЦ-11 длиной 0,35 км и сечением провода 50 мм². Расчетное активное сопротивление линии электропередач при 20 °С составило 0,208 Ом. При расчете величины

технологических потерь электроэнергии за пять суток результаты расчета токов и потерь электрической энергии в линиях электропередач представлены на рисунке 3.2.



Рисунок 3.1 – Специализированный прибор «Определитель ампер-квадрат-часов» (АкЧ-В-1(м) – 5А АС), установленный в высоковольтной ячейке фидера ГЦ-11 на питающем центре ПС «Геймановская»

Результат расчета токов и потерь в линиях сети												
	Местонахождение	Длина, км	Сеч., мм ²	В/О	Худ	Н.узел	К.узел	Фидер	Потери, кВтч	Iполн, А	Iакт, А	Iреак, А
48	Линия ГЦ-9	0,15	50	0	0,35	871	918	41	0,00	0,00	0,00	0,00
49	Фидер ГЦ-11	0,35	50	1	0,35	881	882	42	103,71	50,73	45,30	-22,83
50	Линия ГЦ-11	0,28	50	1	0,35	882	883	42	0,06	1,39	1,25	-0,59
51	Линия ГЦ-11	0,63	50	1	0,35	882	884	42	176,60	49,34	44,05	-22,24

Рисунок 3.2 – Результаты расчета токов и технологических потерь электрической энергии в участке линии фидера ГЦ-11 за пять суток

Как видно из расчета (рисунок 3.2) при полном расчетном токе 50,73 А технологические потери электрической энергии в головном участке линии фидера

ГЦ-11 за пять суток составили 103,71 кВт·ч. При этом счетчик ампер-квадрант-часов (АкЧ-В-1(м) – 5А АС) установленный в высоковольтной ячейке фидера ГЦ-11 (рисунок 3.1) регистрировал ток в фидере (рисунок 3.3).

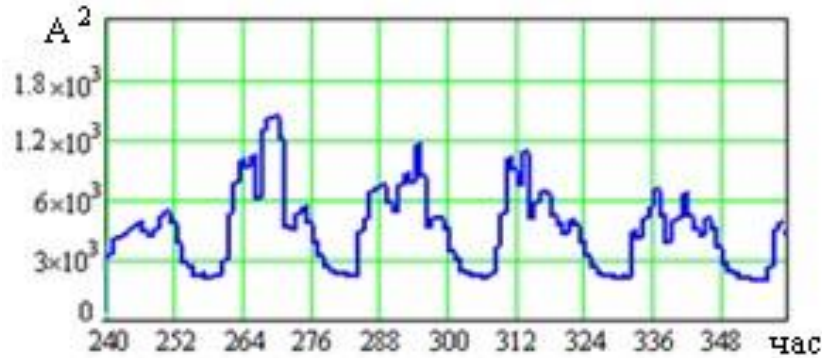


Рисунок 3.3 – Результаты измерения тока 3-х фаз специализированным прибором «Определитель ампер-квадрант-часов»

Для участка линии длиной 0,35 км и сечением 50 мм², выполненного неизолированным проводом АС-50 [61] по результатам экспериментальных измерений сумма квадратов тока (I^2) за пять суток по трем фазам питающего фидера по определителю ампер-квадрант-часов составила:

$$\Delta W_{\text{факт.}} = I^2 \cdot R \cdot \Delta t = 4,4 \cdot 10^3 \cdot 0,208 \cdot 120 = 109,82 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Абсолютная и относительная погрешности расчета величины технологических потерь электрической энергии в участке линии в сравнении с измеренными значениями составили:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{расч.}} - \Delta W_{\text{факт.}} = 103,71 - 109,82 = -6,11 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W = \frac{\Delta W_{\text{расч.}} - \Delta W_{\text{факт.}}}{\Delta W_{\text{расч.}}} \cdot 100 \% = \frac{103,71 - 109,82}{103,71} \cdot 100 \% = -5,9 \%.$$

Таким образом, можно сделать вывод, что расчетные технологические потери несколько меньше чем фактические, однако они могут использоваться при решении задачи оптимизации схемы сети. Одна из причин разности – это использование при расчете интегральных показателей графиков нагрузки. Ошибка в определении величины технологических потерь электроэнергии в

линии электропередач уменьшается, если за время их определения не происходит коммутаций в схеме питающего фидера, что провоцирует резкое изменение его нагрузки и коэффициента заполнения графика суточной нагрузки.

3.2 Снижение технологических потерь в симметричной распределительной сети и схеме IEEE 33 bus

В качестве оптимизируемых схем, на которых применялись разработанные алгоритмы, были приняты схемы, представленные на рисунке 3.4 и рисунке 3.5. Дополнительно заметим, что схема, показанная на рисунке 3.5, является классической схемой для оптимизации, предложенной международным стандартом IEEE [116]. Данные схемы представляют собой источник электрической энергии, находящийся в точке «0», который соединен, посредством линий электропередач, с распределительным устройством, представляющими из себя нагрузки потребителей электрической энергии. На схемах цифровые обозначения, указанные возле каждого узла распределительной сети, свидетельствуют о порядковом номере узла и, соответственно, потребителя электрической энергии.

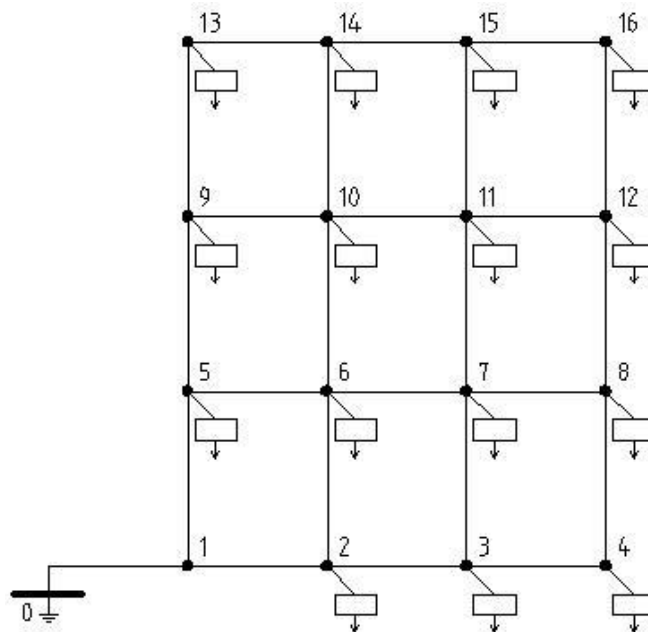


Рисунок 3.4 - Симметричная распределительная сеть

Параметры элементов распределительных сетей, представленных на рисунке 3.4 и рисунке 3.5, сведены в таблицу 3.1 и таблицу 3.2.

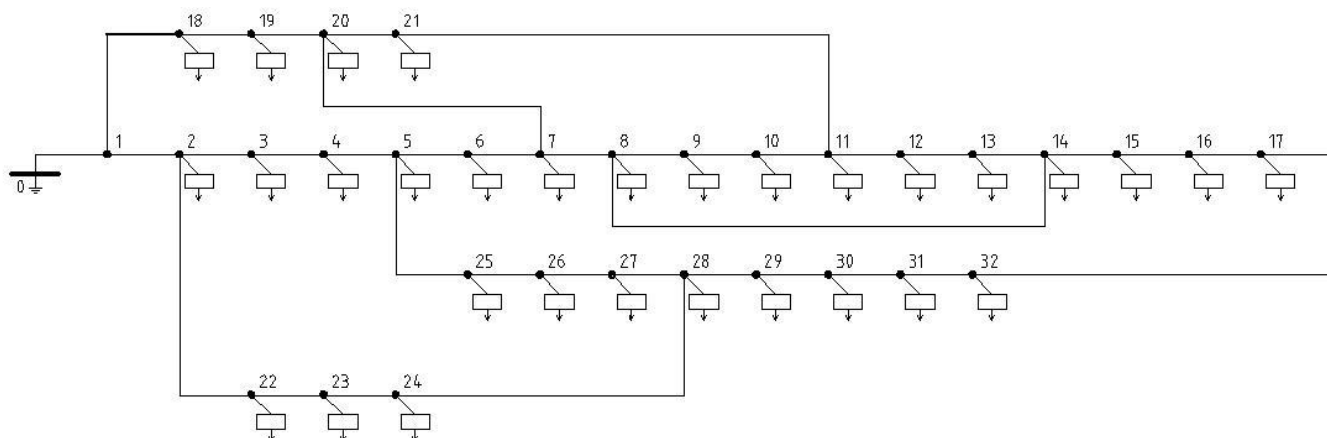


Рисунок 3.5 - Распределительная сеть IEEE 33 bus

Таблица 3.1 - Параметры элементов симметричной распределительной сети

Параметр	Значение
U источника	$630 + j0$ [В]
Z источника	$0,1 + j0,047$ [Ом]
Z ветви	$0,5 + j0,1864$ [Ом]
Z нагрузки	$127,0080 + j95,2560$ [Ом]

Таблица 3.2 - Параметры элементов распределительной сети IEEE 33 bus

Ветвь	Сопротивление, Ом	Узел	Потребляемая мощность, кВА
1-2	$0,0922 + j0,047$	3	$90 + j40$
2-3	$0,4930 + j0,2511$	4	$120 + j80$
3-4	$0,3660 + j0,1864$	5	$60 + j30$
4-5	$0,3811 + j0,1941$	6	$60 + j20$
5-6	$0,8190 + j0,7070$	7	$200 + j100$
6-7	$0,0187 + j0,6188$	8	$200 + j100$
7-8	$0,7114 + j0,2351$	9	$60 + j20$
8-9	$1,0300 + j0,7400$	10	$60 + j20$
9-10	$1,0440 + j0,7400$	11	$45 + j30$
10-11	$0,1966 + j0,0650$	12	$60 + j35$
11-12	$0,3744 + j0,1238$	13	$60 + j35$
12-13	$1,4680 + j1,1550$	14	$120 + j80$

Продолжение таблицы 3.2

13-14	$0,5416 + j0,7129$	15	$60 + j10$
14-15	$0,5910 + j0,5260$	16	$60 + j20$
15-16	$0,7463 + j0,0545$	17	$60 + j20$
16-17	$1,2890 + j1,7210$	18	$90 + j40$
17-18	$0,7320 + j0,5740$	19	$90 + j40$
2-19	$0,1640 + j0,1565$	20	$90 + j40$
19-20	$1,5042 + j1,3554$	21	$90 + j40$
20-21	$0,4095 + j0,4784$	22	$90 + j40$
21-22	$0,7089 + j0,9373$	23	$90 + j50$
3-23	$0,0451 + j0,3083$	24	$420 + j200$
23-24	$0,8980 + j0,7091$	25	$420 + j200$
24-25	$0,8960 + j0,7011$	26	$60 + j25$
6-26	$0,2030 + j0,1034$	27	$60 + j25$
26-27	$0,2042 + j0,1447$	28	$60 + j20$
27-28	$1,0590 + j0,9337$	29	$120 + j70$
28-29	$0,8042 + j0,7006$	30	$200 + j600$
29-30	$0,5075 + j0,2585$	31	$150 + j70$
30-31	$0,9744 + j0,9630$	32	$210 + j100$
31-32	$0,3105 + j0,3619$	33	$60 + j40$
32-33	$0,3410 + j0,5302$	-	-
8-21	$2,0 + j2,0$	-	-
9-15	$2,0 + j2,0$	-	-
12-22	$2,0 + j2,0$	-	-
18-33	$0,5 + j0,5$	-	-
25-29	$0,5 + j0,5$	-	-

Используя алгоритм роя частиц в комбинации с модернизированным алгоритмом обратного удаления, были получены эффективные топологии распределительных сетей для исходных схем сети.

Воспользовавшись матричной формой записи метода узловых потенциалов (2.11), были рассчитаны значения параметры сети для схемы, представленной на рисунке 3.6.

$$A \cdot Y \cdot A^t = \begin{pmatrix} 8,26 - 3,79j & 8,19 + 3,84j & \dots & -0,005 - 0,003j & -0,005 - 0,003j \\ -8,19 + 3,84j & 11,7 - 5,15j & \dots & 0 + 0j & 0 + 0j \\ -0,005 - 0,003j & -1,75 + 0,65j & \dots & 0 + 0j & 0 + 0j \\ -0,005 - 0,003j & 0 + 0j & \dots & 0 + 0j & 0 + 0j \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ -0,005 - 0,003j & 0 + 0j & \dots & 0 + 0j & 0 + 0j \\ -0,005 - 0,003j & 0 + 0j & \dots & -1,75 + 0,65j & 0 + 0j \\ -0,005 - 0,003j & 0 + 0j & \dots & 1,75 - 0,65j & 0 + 0j \\ -0,005 - 0,003j & 0 + 0j & \dots & 0 + 0j & 1,76 - 0,65j \end{pmatrix},$$

$$-A \cdot (J + Y \cdot \varepsilon) = \begin{pmatrix} -5160,12 + 2425,26j \\ 5160,12 - 2425,26j \\ 0 + 0j \\ 0 + 0j \\ \vdots \\ 0 + 0j \\ 0 + 0j \\ 0 + 0j \\ 0 + 0j \end{pmatrix}.$$

Результатом работы метода узловых потенциалов является матрица-столбец узловых напряжений распределительной сети.

$$U = -A \cdot (J + Y \cdot \varepsilon) \cdot (A \cdot Y \cdot A^t)^{-1} = \begin{pmatrix} -599,13 + 43,12j \\ 27,6 + 37,74j \\ 19,24 + 26,14j \\ 12,06 + 16,26j \\ \vdots \\ 1,2 + 1,61j \\ 12,17 + 15,93j \\ 10,98 + 14,25j \\ 6,15 + 7,75j \end{pmatrix}.$$

Имея в качестве исходных данных сопротивления линий электропередач, а также зная узловые потенциалы распределительной сети, были рассчитаны величины токов, протекающих по соответствующим ветвям распределительной сети, согласно общеизвестному закон Ома. В результате была получена матрица-столбец токов рассматриваемой распределительной сети.

$$I_{cp} = \begin{pmatrix} 57,60 \\ 26,79 \\ 30,80 \\ 22,90 \\ \vdots \\ 7,64 \\ 3,81 \\ 3,78 \\ 3,84 \end{pmatrix}.$$

В результирующей матрице нулевые значения протекающих по ветвям токов, соответствуют местам нормальных разрывов в соответствующей распределительной сети. Следовательно, зная величины токов, а также сопротивления линий электропередач, воспользовавшись выражением (2.3), рассчитаем значение целевой функции:

$$\Delta P_{cp} = \sum_{j=1}^E \Delta P_{cp,j}(I_{cp,j}, R_j) = \begin{pmatrix} 57,60 \\ 26,79 \\ 30,80 \\ 22,90 \\ \vdots \\ 7,64 \\ 3,81 \\ 3,78 \\ 3,84 \end{pmatrix}^2 \cdot \begin{pmatrix} 0,1 \\ 0,5 \\ 0,5 \\ 0,5 \\ \vdots \\ 0,5 \\ 0,5 \\ 0,5 \\ 0,5 \end{pmatrix} = 1\,643 \text{ Вт}.$$

При этом максимальное отклонение напряжения у конечного потребителя относительно номинального значения источника электрической энергии в схеме сети:

$$\Delta U = \frac{U_{ном} - U_{мин}}{U_{ном}} \cdot 100 \% = \frac{630 - 579,6}{630} \cdot 100 \% = 8,0 \%.$$

Используя матричную форму записи метода узловых потенциалов (2.11), рассчитаем параметры сети для схемы, представленной на рисунке 3.7.

$$A \cdot Y \cdot A^t = \begin{pmatrix} 8,63 - 4,37j & -8,6 + 4,38j & \dots & -0,0009 - 0,0004j & -0,001 - 0,0006j \\ -8,6 + 4,38j & 13,41 - 8,25j & \dots & 0 + 0j & 0 + 0j \\ -0,0005 - 0,0002j & -1,61 + 0,82j & \dots & 0 + 0j & 0 + 0j \\ -0,0007 - 0,0004j & 0 + 0j & \dots & 0 + 0j & 0 + 0j \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ -0,0007 - 0,0004j & 0 + 0j & \dots & 0 + 0j & 0 + 0j \\ -0,001 - 0,003j & 0 + 0j & \dots & -0,51 + 0,51j & 0 + 0j \\ -0,0009 - 0,0004j & 0 + 0j & \dots & 1,88 - 2,1j & -1,36 + 1,59j \\ 0,001 - 0,0006j & 0 + 0j & \dots & -1,36 + 1,59j & 1,36 - 1,59j \end{pmatrix},$$

$$-A \cdot (J + Y \cdot \varepsilon) = \begin{pmatrix} -10898,74 + 55558,25j \\ 10898,74 - 55558,25j \\ 0 + 0j \\ 0 + 0j \\ \vdots \\ 0 + 0j \\ 0 + 0j \\ 0 + 0j \\ 0 + 0j \end{pmatrix}.$$

Результатом работы метода узловых потенциалов является матрица-столбец узловых напряжений распределительной сети.

$$U = -A \cdot (J + Y \cdot \varepsilon) \cdot (A \cdot Y \cdot A^t)^{-1} = \begin{pmatrix} -12361,16 + 525,87j \\ 280,05 + 497,02j \\ 200,35 + 370,27j \\ 172,97 + 337,9j \\ \vdots \\ 155,89 - 35,46j \\ 147,2 - 76,88j \\ 130,55 - 116,05j \\ 127,86 - 124,27j \end{pmatrix}.$$

Имея в качестве исходных данных сопротивления линий электропередач, а также зная узловые потенциалы распределительной сети, были рассчитаны величины токов, протекающих по соответствующим ветвям распределительной

сети, согласно общеизвестному закон Ома. В результате была получена матрица-столбец токов рассматриваемой распределительной сети.

$$I_{cp} = \begin{pmatrix} 332,58 \\ 270,62 \\ 62,14 \\ 103,22 \\ \vdots \\ 4,91 \\ 74,30 \\ 31,06 \\ 18,14 \end{pmatrix}.$$

В результирующей матрице нулевые значения протекающих по ветвям токов, соответствуют местам нормальных разрывов в соответствующей распределительной сети. Следовательно, зная величины токов, а также сопротивления линий электропередач, воспользовавшись выражением (2.3), определим значение целевой функции:

$$\Delta P_{cp} = \sum_{j=1}^E \Delta P_{cp,j}(I_{cp,j}, R_j) = \begin{pmatrix} 332,58 \\ 270,62 \\ 62,14 \\ 103,22 \\ \vdots \\ 4,91 \\ 74,30 \\ 31,06 \\ 18,14 \end{pmatrix}^2 \cdot \begin{pmatrix} 0,09 \\ 0,49 \\ 0,36 \\ 0,38 \\ \vdots \\ 0,50 \\ 0,97 \\ 0,31 \\ 0,34 \end{pmatrix} = 106\,676 \text{ Вт.}$$

При этом максимальное отклонение напряжения у конечного потребителя относительно номинального значения источника электрической энергии в схеме сети:

$$\Delta U = \frac{U_{ном} - U_{мин}}{U_{ном}} \cdot 100 \% = \frac{12660 - 12482}{12660} \cdot 100 \% = 1,4 \ \%.$$

Полученные эффективные топологии приведены на рисунке 3.6 и рисунке 3.7 (места нормальных разрывов выделены зеленым цветом), а количественные показатели потерь мощности сведены в таблицу 3.3 и в таблицу 3.4.

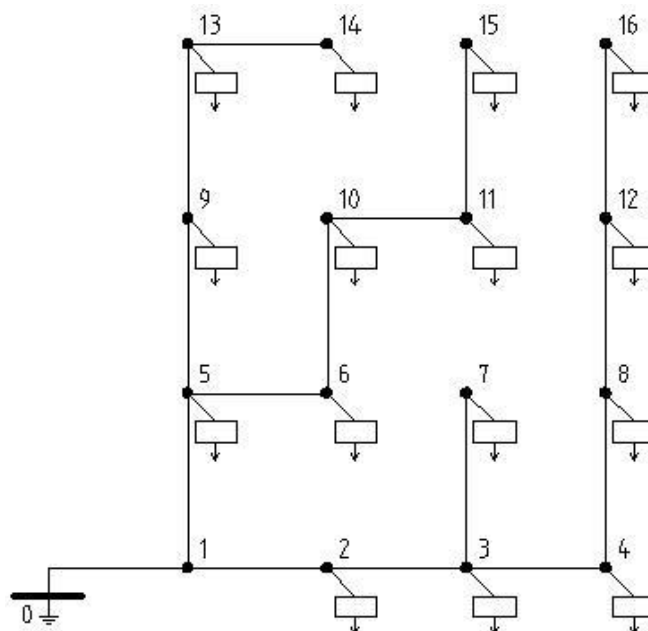


Рисунок 3.6 – Эффективная топология симметричной распределительной сети

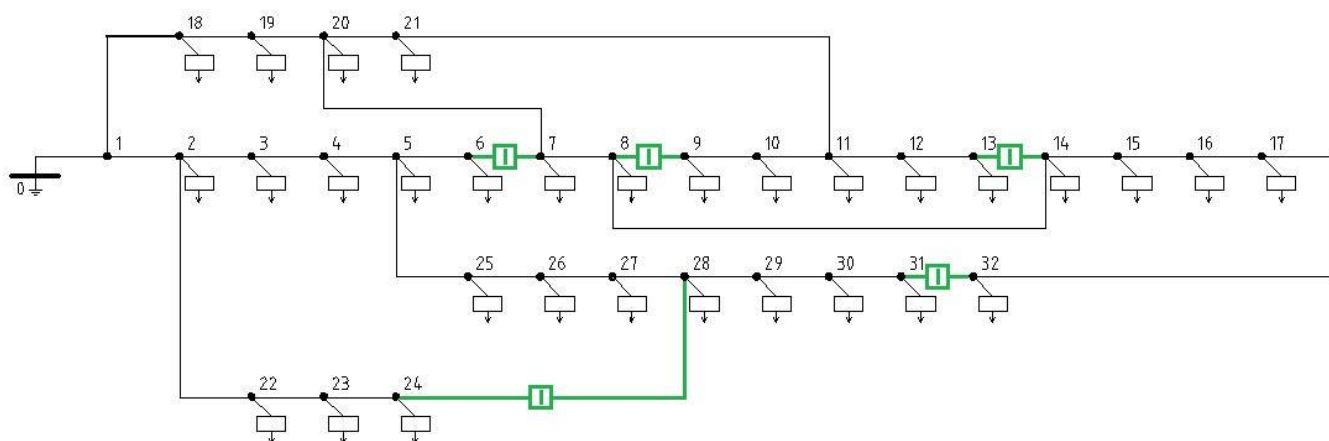


Рисунок 3.7 - Эффективная топология распределительной сети IEEE 33 bus

Анализируя данные, полученные в ходе расчетов, а также результаты решения задачи оптимизации с использованием других алгоритмов решения оптимизационных задач [7], можно сделать ряд выводов. Во-первых, комбинированный алгоритм, очевидно, имеет лучшую сходимость решения, в

сравнении с работой одного лишь классического алгоритма обратного удаления, что наглядно демонстрируют данные из таблицы 3.3. Во-вторых, использование модернизированного алгоритма обратного удаления в комбинации с алгоритмом роя частиц, при решении задачи оптимизации схемы сети с ограничениями, показывает результаты аналогичные результатам, получаемыми зарубежными учеными [114]. В качестве допущения было принято, что расчет осуществляется при постоянных сопротивлениях эквивалентных заданным нагрузкам. Данное допущение не влияет на конфигурацию сети, однако позволяет сократить количество выполняемых алгебраических вычислений и время работы алгоритма. Топология, полученная с помощью комбинированного алгоритма, совпадает с топологией, получаемой конкурентными алгоритмами других ученых, но определяется в среднем в 3 раза быстрее.

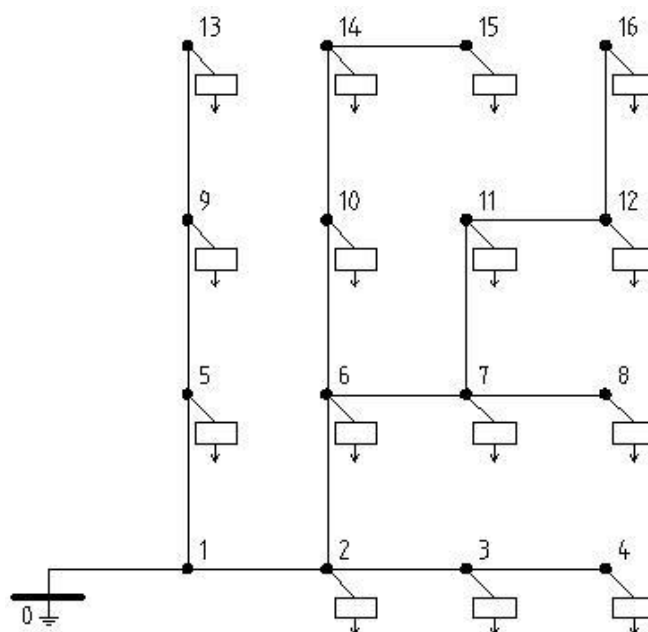


Рисунок 3.8 - Топология симметричной распределительной сети, полученная с помощью классического алгоритма обратного удаления

Таблица 3.3 – Сравнение потерь мощности в полученных разными алгоритмами топологиях симметричной распределительной сети

Алгоритм	Классический алгоритм обратного удаления	Комбинированный алгоритм
Потери мощности, Вт	2 014	1 643

3.3 Определение вариантов топологии симметричной распределительной сети и схемы IEEE 33 bus

Основываясь на теореме Кирхгоффа о деревьях, изложенной Кирхгоффом в [119], и идее, описанной в предыдущей главе научной работы, количество возможных топологий исходной (кольцевой) сети равно алгебраическому дополнению матрицы Кирхгоффа. Тогда для исходных схем, представленных на рисунке 3.4 и рисунке 3.5, можно составить матрицы Кирхгоффа.

Алгебраическое дополнение матрицы Кирхгоффа, для схемы, показанной на рисунке 3.4, равно 100352, а для схемы на рисунке 3.5 – 50751. Ниже представлена матрица Кирхгоффа, соответствующая схеме сети, представленной на рисунке 3.4, для схемы сети, приведенной на рисунке 3.5, матрица Кирхгоффа не приведена, так как имеет размер 33*33.

$$\begin{pmatrix} 16 & -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & -1 \\ -1 & 3 & -1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & -1 & 4 & -1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & -1 & 4 & -1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & -1 & 3 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 4 & -1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 5 & -1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 5 & -1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 4 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 4 & -1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 5 & -1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 5 & -1 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 4 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 3 & -1 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 4 & -1 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 4 & -1 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 3 \end{pmatrix}.$$

Следовательно, из исходной (кольцевой) схемы, показанной на рисунке 3.4, может быть получено 100352 всевозможных топологий распределительной сети, а из схемы, представленной на рисунке 3.5 – 50751 топологий распределительной сети, соответственно.

Помимо топологий распределительных сетей, приведенных на рисунке 3.6 и рисунке 3.7, в процессе работы комбинированного алгоритма, были получены еще

21 и 17, соответственно, вариантов иных топологий. Информация о них сведена в соответствующие таблицы: таблица 3.4 и таблица 3.5.

Таблица 3.4 – Промежуточные результаты решения задачи оптимизации схемы симметричной распределительной сети

№	Удаляемые ветви из схемы	$\Delta P_{\text{ср}}$, Вт	ΔU , %
1	[5, 6], [6, 7], [7, 8], [9, 10], [10, 11], [11, 12], [13, 14], [14, 15], [15, 16]	2005	8,0
2	[5, 6], [6, 7], [7, 8], [9, 10], [10, 11], [11, 12], [11, 15], [13, 14], [15, 16]	1956	9,9
3	[2, 3], [4, 8], [5, 6], [6, 10], [7, 11], [10, 14], [11, 12], [12, 16], [14, 15]	1943	8,6
4	[5, 6], [6, 7], [7, 8], [9, 10], [10, 11], [11, 12], [11, 15], [12, 16], [13, 14]	1931	9,1
5	[4, 8], [5, 6], [6, 7], [9, 10], [10, 11], [10, 14], [11, 12], [11, 15], [15, 16]	1812	9,4
6	[4, 8], [5, 6], [6, 7], [9, 10], [10, 11], [10, 14], [11, 12], [11, 15], [12, 16]	1725	7,7
7	[4, 8], [5, 6], [6, 7], [6, 10], [7, 11], [10, 14], [11, 12], [14, 15], [15, 16]	1725	8,3
8	[4, 8], [5, 6], [6, 7], [7, 11], [9, 10], [10, 14], [11, 12], [11, 15], [15, 16]	1721	8,9
9	[4, 8], [5, 6], [6, 7], [7, 11], [9, 10], [10, 14], [11, 12], [11, 15], [12, 16]	1658	7,5
10	[3, 7], [5, 6], [6, 10], [7, 8], [10, 11], [11, 12], [11, 15], [13, 14], [15, 16]	1656	5,0
11	[3, 7], [5, 6], [6, 10], [7, 8], [10, 11], [10, 14], [11, 12], [11, 15], [15, 16]	1656	5,0
12	[3, 7], [5, 6], [6, 10], [7, 8], [8, 12], [10, 11], [11, 15], [13, 14], [15, 16]	1656	5,0
13	[3, 7], [5, 6], [6, 10], [7, 8], [8, 12], [10, 11], [10, 14], [11, 15], [15, 16]	1656	5,0
14	[4, 8], [5, 6], [6, 7], [7, 11], [8, 12], [9,10], [10, 14], [11, 15], [12, 16]	1645	7,5
15	[5, 6], [6, 7], [7, 8], [7, 11], [8, 12], [9,10], [10, 14], [11, 15], [12, 16]	1645	4,5
16	[3, 7], [5, 6], [7, 8], [7, 11], [9, 10], [10, 14], [11, 12], [11, 15], [12, 16]	1645	4,5
17	[3, 7], [5, 6], [7, 8], [9, 10], [10, 11], [10, 14], [11, 12], [11, 15], [12, 16]	1645	4,5

Продолжение таблицы 3.4

18	[3, 7], [5, 6], [6, 10], [7, 8], [10, 11], [11, 12], [11, 15], [12, 16], [13, 14]	1643	8,0
19	[3, 7], [5, 6], [6, 10], [7, 8], [8, 12], [10, 11], [10, 14], [11, 15], [12, 16]	1643	8,0
20	[3, 7], [5, 6], [6, 10], [7, 8], [10, 11], [10, 14], [11, 12], [11, 15], [12, 16]	1643	4,8
21	[3, 7], [5, 6], [6, 10], [7, 8], [8, 12], [10, 11], [11, 15], [12, 16], [13, 14]	1643	4,8

Таблица 3.5 – Промежуточные результаты решения задачи оптимизации распределительной сети IEEE 33 bus

№	Удаляемые ветви из схемы	$\Delta P_{\text{ср}}$, Вт	ΔU , %
1	[5, 6], [7, 8], [13, 14], [17, 32], [24, 28]	115 600	3,9
2	[5, 6], [7, 8], [13, 14], [31, 32], [24, 28]	115 562	3,9
3	[10, 11], [13, 14], [27, 28], [30, 31], [7, 20]	113 650	3,2
4	[5, 6], [8, 9], [13, 14], [31, 32], [24, 28]	112 832	1,6
5	[9, 10], [13, 14], [27, 28], [30, 31], [7, 20]	111 516	3,1
6	[10, 11], [13, 14], [27, 28], [7, 20], [17, 32]	110 523	2,3
7	[5, 6], [8, 9], [13, 14], [27, 28], [31, 32]	110 457	1,6
8	[8, 9], [13, 14], [16, 17], [27, 28], [7, 20]	109 805	1,9
9	[8, 9], [13, 14], [27, 28], [30, 31], [7, 20]	109 459	3,0
10	[9, 10], [13, 14], [27, 28], [7, 20], [17, 32]	108 987	2,3
11	[7, 8], [13, 14], [27, 28], [7, 20], [17, 32]	108 460	2,2
12	[7, 8], [13, 14], [27, 28], [31, 32], [7, 20]	108 256	1,5
13	[9, 10], [13, 14], [27, 28], [31, 32], [7, 20]	108 211	1,4
14	[8, 9], [27, 28], [7, 20], [8, 14], [17, 32]	107 873	2,0
15	[8, 9], [13, 14], [27, 28], [7, 20], [17, 32]	107 617	2,2
16	[10, 11], [27, 28], [7, 20], [8, 14], [17, 32]	107 538	1,5
17	[9, 10], [27, 28], [7, 20], [8, 14], [17, 32]	107 478	1,8

В результате работы алгоритма определения вариантов топологии распределительной сети 6–10 кВ было установлено, что топологии, представленные в таблице 3.4 под следующими порядковыми номерами: 18, 19, 20 и 21 удовлетворяют требованиям по предельному отклонению напряжения и количеству оперативных переключений. А в таблице 3.5 варианты топологии,

отвечающие вышеописанным требованиям, имеют следующие порядковые номера: 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, и 17.

В распределительной сети любая ветвь может выйти из строя с той или иной вероятностью. В таком случае, чем больше получено вариантов топологии распределительной сети и чем «короче между ними расстояние Левенштейна», тем более гибкая получается энергосистема, с точки зрения восстановления энергоснабжения потребителей и тем быстрее может быть изменена топология распределительной сети.

Смоделируем и опишем несколько возможных сценариев изменения одной топологии распределительной сети в другую. В качестве рассматриваемой схемы будем использовать схему, представленную на рисунке 3.5. Большую часть времени распределительная сеть работает согласно топологии, представленной на рисунке 3.7. Если ветви 5-6 и 27-28 выходят из строя, необходимо и достаточно закоммутировать ветви 6-7 и 24-28, таким образом, будет получен вариант топологии распределительной сети под номером № 7, представленный в таблице 3.5. Если выйдут из строя сразу три ветви одновременно, например, 7-8, 27-28 и 7-20, в этом случае, для получения топологии распределительной сети под номером № 12, необходимо и достаточно закоммутировать следующие ветви: 6-7, 8-9 и 24-28. В случае же если одновременно выйдут из строя ветви 27-28, 17-32 и 7-20, тогда для получения топологии распределительной сети, представленной в таблице 3.5 под номером № 15, необходимо и достаточно закоммутировать следующие ветви: 6-7, 31-32 и 24-28.

3.4 Снижение технологических потерь в распределительной сети Прикубанского округа

Проверка эффективности разработанных алгоритмов, осуществлялась и на реальной распределительная сеть, предназначенной для электроснабжения предприятий агропромышленного комплекса, имеющая в своем составе

потребителя первой категории надежности электроснабжения. Исходная схема распределительной сети представлена на рисунке 3.9 [67].

Кроме предприятий агропромышленного комплекса, к рассматриваемой распределительной сети подключены объекты инфраструктуры, объекты жизнеобеспечения, а также индивидуальные жилые и многоквартирные дома. Таким образом, рассматриваемая распределительная сеть, предназначена для электроснабжения не только сельскохозяйственных предприятий, но и для местных жителей, имеющих мелкие фермерские хозяйства. Перечень типов потребителей, подключенных к данной распределительной сети, представлен в таблице 3.6.

Всего представлено 16 типов потребителей. Как видно, из таблицы 3.6, рассматриваемая распределительная сеть снабжает электрической энергией самых разнообразных потребителей, как по величине потребляемой мощности, так и по основному виду деятельности. Так, например, от ТП-23 и от ТП-71 подключен завод по производству растительных масел. Поскольку объем продукции достаточно велик, а простои производства влекут за собой большие экономические потери, то для данного производства выделена мощность более 250 кВт и, кроме того, первая категория надежности электроснабжения, что обеспечивается за счет установленной дизельной электростанции. Одним из наиболее энергоемких потребителей, подключенных к распределительной сети, является рыбная ферма, питающаяся от ТП-15, максимальная разрешенная мощность здесь составляет свыше 350 кВт. А также отметим три склада готовой продукции, которые присоединены от ТП-22, ТП-29 и ТП-126, и для которых также выделена максимальная разрешенная мощность более 100 кВт. Общий объем потребляемой активной мощности энергопринимающими устройствами, присоединенных к рассматриваемой распределительной сети, составляет порядка 18 МВт.

Таблица 3.6 - Типы потребителей, подключенных к распределительной сети

№	Номер ТП	Тип потребителя
1	ТП-8, ТП-42, ТП-45, ТП-125	Молочно-товарная ферма
2	ТП-2, ТП-4, ТП-13, ТП-25 - ТП-27, ТП-32, ТП-33, ТП-38, ТП-43, ТП-44, ТП-48 - ТП-56, ТП-58 - ТП-64, ТП-74, ТП-76, ТП-77, ТП-80 - ТП-84, ТП-87, ТП-89 - ТП-95, ТП-97 - ТП-101, ТП-103 - ТП-107, ТП-109 - ТП-115, ТП-117 - ТП-124	Личное подсобное хозяйство
3	ТП-19	Фермерское хозяйство
4	ТП-9, ТП-10	Кормоцех
5	ТП-11	Производство химических удобрений
6	ТП-12, ТП-24, ТП-28, ТП-102	Производственный цех
7	ТП-14, ТП-127	Опытно-производственное хозяйство
8	ТП-15	Рыбная ферма
9	ТП-17	Откормочник
10	ТП-3, ТП-18, ТП-41, ТП-70	Насосная
11	ТП-20, ТП-21, ТП-75, ТП-108	Овощебаза
12	ТП-22, ТП-29, ТП-126	Склад готовой продукции
13	ТП-23, ТП-71	Производство растительных масел
14	ТП-30, ТП-31, ТП-39, ТП-78, ТП-86, ТП-116, ТП-129	Муниципальное учреждение
15	ТП-34, ТП-35	Котельная
16	ТП-36, ТП-37, ТП-65, ТП-66, ТП-67, ТП-69	Готовая продукция из семян

На долю агропромышленного сектора выделено более 15 МВт установленной мощности, что составляет почти 90 % от общего количества потребляемой энергии. Потребляемая мощность остальных энергопринимающих

устройств составляет почти 2 МВт, что эквивалентно 10 % от общего количества потребляемой мощности. Следовательно, подавляющее большинство трансформаторных подстанций и потребляемой мощности, предназначено для энергоснабжения потребителей электрической энергии, относящихся именно к агропромышленному сектору.

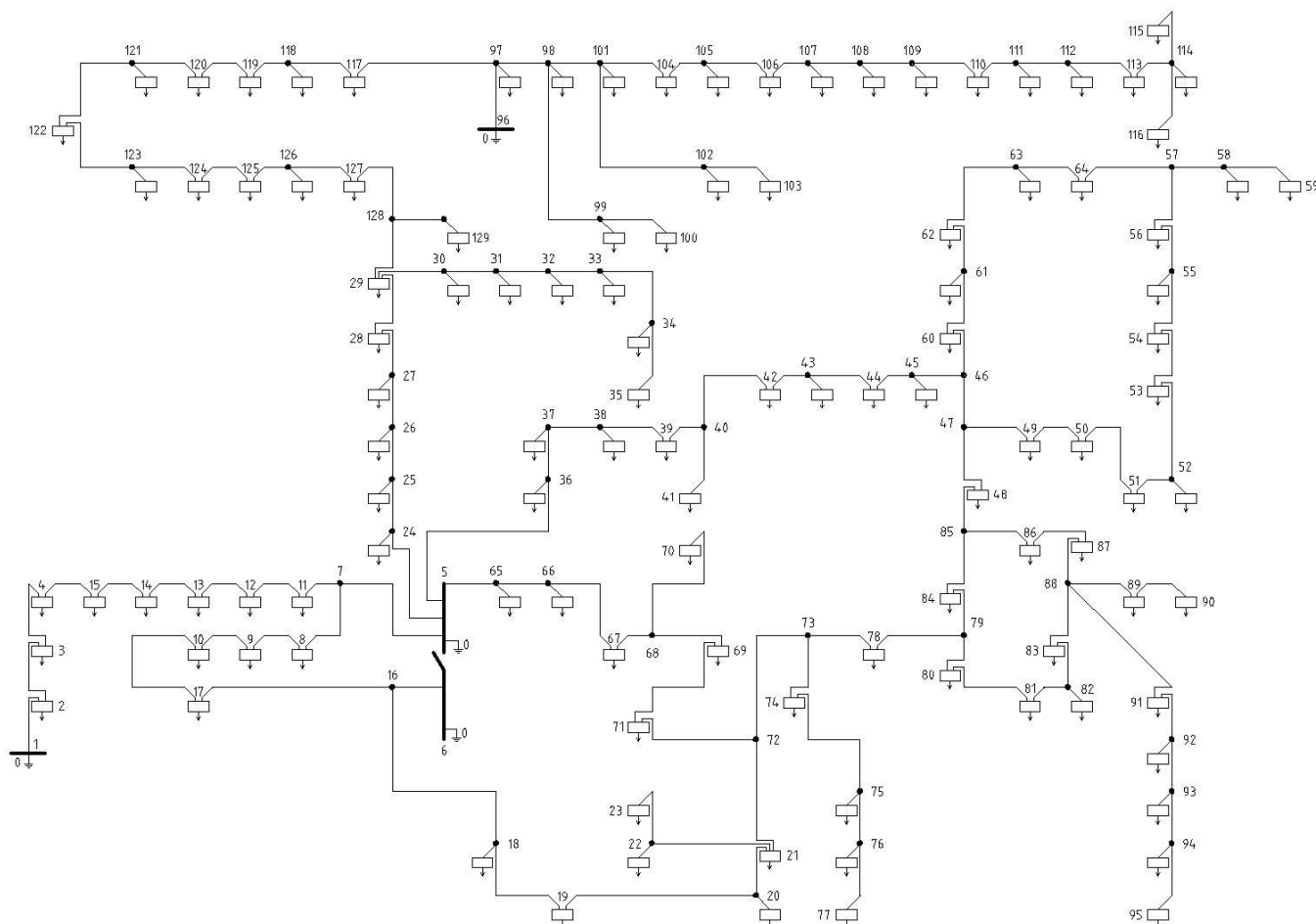


Рисунок 3.9 - Распределительная сеть Прикубанского округа

Характеристики линий электропередач, соединяющих элементы энергосистемы, а также мощности энергопринимающих устройств, присоединенных от соответствующих трансформаторных подстанций (ТП), представлены в Приложении Б, в таблице Б.1.

Топология распределительной сети, представленная на рисунке 3.10 (места нормальных разрывов выделены желтым цветом), является рабочей, то есть именно в таком виде распределительная сеть работает большую часть времени.

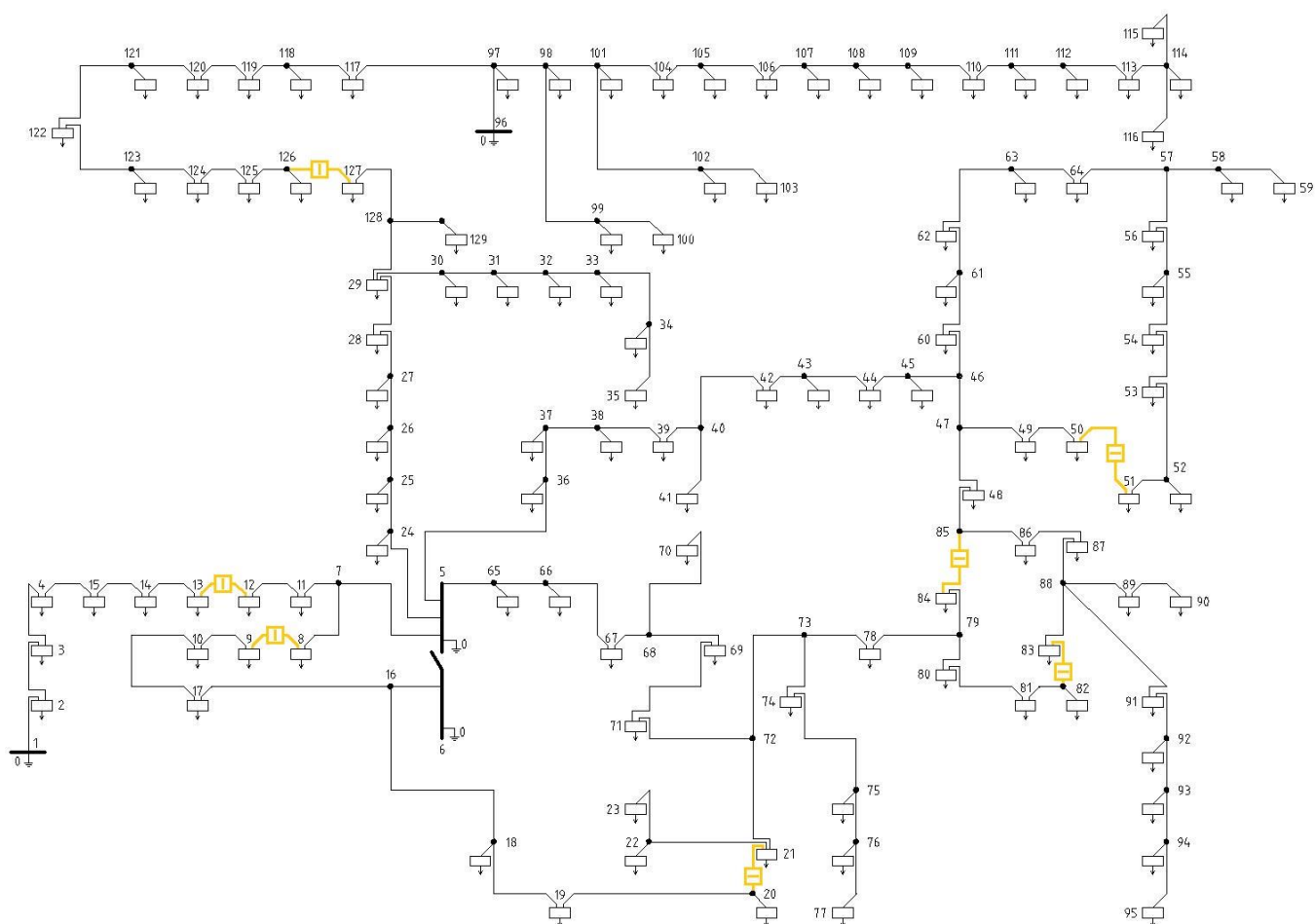


Рисунок 3.10 – Рабочая топология распределительной сети Прикубанского округа

Здесь следует отметить, так как распределительная сеть (рисунок 3.9), в отличие от схем, представленных на рисунке 3.4 и рисунке 3.5, представляет собой трехфазную систему электроснабжения, то в этом случае выражение (2.2) для целевой функции оптимизации (2.3) примет вид выражения ниже.

$$\Delta P_{\text{ср}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{лин,ср}}^2 \cdot R, \quad (3.1)$$

где $I_{\text{лин,ср}}$ – средняя величина линейного тока, А.

Воспользовавшись комбинированным алгоритмом, была получена топология распределительной сети, представленная на рисунке 3.11 (места нормальных разрывов выделены зеленым цветом).

Данная топология позволяет распределять электроэнергию с меньшими потерями мощности и обладает улучшенными показателями по напряжению у конечных потребителей, нежели распределительной сети, представленная на рисунке 3.10. А именно, общие потери мощности в эффективной топологии

распределительной сети составляют 506 663 Вт, а потери напряжения — 6,68 %. Для топологии распределительной сети, представленной на рисунке 3.10, общие потери мощности составляют 596 081 Вт, а потери напряжения — 9,14 %. Таким образом, изменив топологию распределительной сети, потери мощности удалось снизить на 89 418 Вт, а потери напряжения - на 246 В.

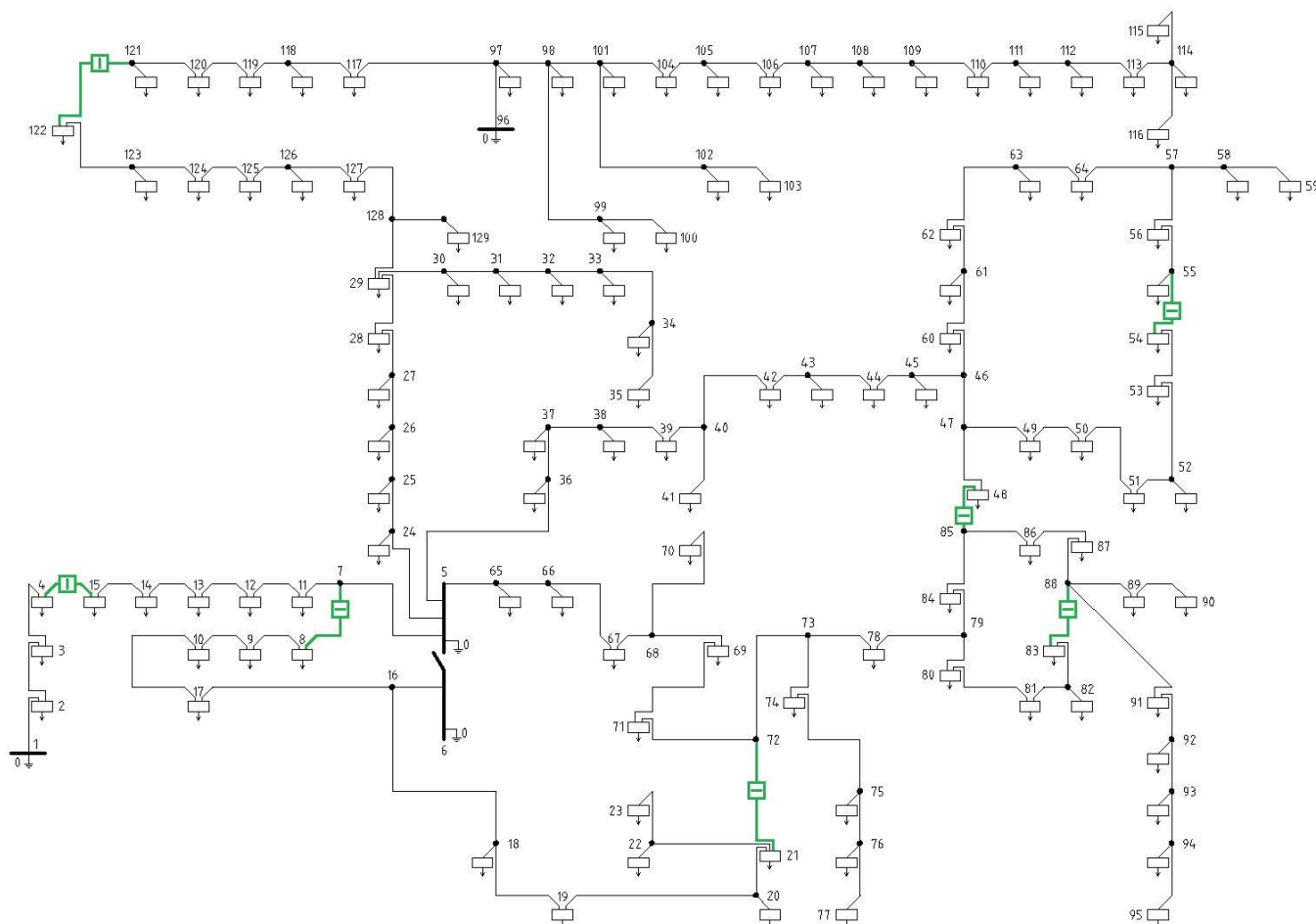


Рисунок 3.11 – Эффективная топология распределительной сети Прикубанского округа

Используя матричную форму записи метода узловых потенциалов (2.11), рассчитаем параметры сети для схемы, представленной на рисунке 3.11.

$$A \cdot Y \cdot A^t = \begin{pmatrix} 34,53 - 17,59j & -8,60 + 4,38j & \dots & -0,0008 + 0,0002j & 0 + 0j \\ -8,60 + 4,38j & 13,10 - 7,90j & \dots & 0 + 0j & 0 + 0j \\ -0,0002 + 0,00006j & -4,49 + 3,51j & \dots & 0 + 0j & 0 + 0j \\ -0,001 + 0,0004j & 0 + 0j & \dots & 0 + 0j & 0 + 0j \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ -0,00007 + 0,00002j & 0 + 0j & \dots & 0 + 0j & 0 + 0j \\ -0,0009 + 0,0005j & 0 + 0j & \dots & -4,09 + 2,81j & 0 + 0j \\ -0,0008 + 0,0002j & 0 + 0j & \dots & 16,77 - 11,66j & -12,68 + 8,85j \\ 0 + 0j & 0 + 0j & \dots & -12,68 + 8,85j & 31,79 - 21,68j \end{pmatrix},$$

$$-A \cdot (J + Y \cdot \varepsilon) = \begin{pmatrix} -344356,21 + 175539,50j \\ 86089,05 - 43884,87j \\ 0 + 0j \\ 0 + 0j \\ \vdots \\ 0 + 0j \\ 0 + 0j \\ 0 + 0j \\ 0 + 0j \end{pmatrix}.$$

Результатом работы метода узловых потенциалов является матрица-столбец узловых напряжений распределительной сети.

$$U = -A \cdot (J + Y \cdot \varepsilon) \cdot (A \cdot Y \cdot A^t)^{-1} = \begin{pmatrix} -9684,78 + 142,23j \\ 313,47 + 141,91j \\ 310,69 + 140,82j \\ 285,30 + 130,89j \\ \vdots \\ -23,99 - 1,09j \\ -7,37 - 0,49j \\ -2,14 - 0,22j \\ 0,07 + 0,02j \end{pmatrix}.$$

Имея в качестве исходных данных сопротивления линий электропередач, а также зная узловые потенциалы распределительной сети, были рассчитаны величины токов, протекающих по соответствующим ветвям распределительной сети, согласно общеизвестному закон Ома. В результате была получена матрица-столбец токов рассматриваемой распределительной сети.

$$I_{cp} = \begin{pmatrix} 17,08 \\ 17,08 \\ 14,77 \\ 0,28 \\ \vdots \\ 15,55 \\ 26,00 \\ 34,56 \\ 0,69 \end{pmatrix}.$$

В результирующей матрице нулевые значения протекающих по ветвям токов, соответствуют местам нормальных разрывов в соответствующей распределительной сети. Следовательно, зная величины токов, а также сопротивления линий электропередач, воспользовавшись выражением (2.3, 3.1), было рассчитано значение целевой функции:

$$\Delta P_{\text{ср}} = \sum_{j=1}^E \Delta P_{\text{ср},j}(I_{\text{ср},j}, R_j) = \sqrt{3} \cdot \begin{pmatrix} 17,08 \\ 17,08 \\ 14,77 \\ 0,28 \\ \vdots \\ 15,55 \\ 26,00 \\ 34,56 \\ 0,69 \end{pmatrix}^2 \cdot \begin{pmatrix} 0,09 \\ 0,13 \\ 1,45 \\ 0,23 \\ \vdots \\ 0,01 \\ 0,08 \\ 0,14 \\ 0,11 \end{pmatrix} = 506\,663 \text{ Вт.}$$

При этом максимальное отклонение напряжения у конечного потребителя относительно номинального значения источника электрической энергии в схеме сети:

$$\Delta U = \frac{U_{\text{ном}} - U_{\text{мин}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \% = \frac{10000 - 9332}{10000} \cdot 100 \% = 6,68 \%.$$

Используя матричную форму записи метода узловых потенциалов (2.11), были рассчитаны параметры сети для схемы, представленной на рисунке 3.10.

$$A \cdot Y \cdot A^t = \begin{pmatrix} 34,53 - 17,59j & -8,6 + 4,38j & \dots & -0,0008 + 0,0002j & 0 + 0j \\ -8,6 + 4,38j & 13,10 - 7,90j & \dots & 0 + 0j & 0 + 0j \\ -0,0002 + 0,00006j & -4,49 + 3,51j & \dots & 0 + 0j & 0 + 0j \\ -0,001 + 0,0004j & 0 + 0j & \dots & 0 + 0j & 0 + 0j \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ -0,00007 + 0,00002j & 0 + 0j & \dots & 0 + 0j & 0 + 0j \\ -0,0009 + 0,0005j & 0 + 0j & \dots & 0 + 0j & 0 + 0j \\ -0,0008 + 0,0002j & 0 + 0j & \dots & 12,68 - 8,85j & -12,68 + 8,85j \\ 0 + 0j & 0 + 0j & \dots & -12,68 + 8,85j & 31,79 - 21,68j \end{pmatrix},$$

$$-A \cdot (J + Y \cdot \varepsilon) = \begin{pmatrix} -344356,21 + 175539,50j \\ 86089,05 - 43884,87j \\ 0 + 0j \\ 0 + 0j \\ \vdots \\ 0 + 0j \\ 0 + 0j \\ 0 + 0j \\ 0 + 0j \end{pmatrix}.$$

Результатом работы метода узловых потенциалов является матрица-столбец узловых напряжений распределительной сети.

$$U = -A \cdot (J + Y \cdot \varepsilon) \cdot (A \cdot Y \cdot A^t)^{-1} = \begin{pmatrix} -9741,11 + 126,65j \\ 252,61 + 126,39j \\ 242,28 + 123,94j \\ 137,45 + 99,64j \\ \vdots \\ -39,81 + 72,92j \\ -50,97 + 72,00j \\ -0,46 - 0,12j \\ 0,07 + 0,02j \end{pmatrix}.$$

Имея в качестве исходных данных сопротивления линий электропередач, а также зная узловые потенциалы распределительной сети, были рассчитаны величины токов, протекающих по соответствующим ветвям распределительной сети, согласно общеизвестному закон Ома. В результате была получена матрица-столбец токов рассматриваемой распределительной сети.

$$I_{cp} = \begin{pmatrix} 60,60 \\ 60,60 \\ 58,32 \\ 44,17 \\ \vdots \\ 11,16 \\ 10,47 \\ 8,76 \\ 0,70 \end{pmatrix}.$$

В результирующей матрице нулевые значения протекающих по ветвям токов, соответствуют местам нормальных разрывов в соответствующей распределительной сети. Следовательно, зная величины токов, а также сопротивления линий электропередач, воспользовавшись выражением (2.3, 3.1), значение целевой функции:

$$\Delta P_{\text{ср}} = \sum_{j=1}^E \Delta P_{\text{ср},j}(I_{\text{ср},j}, R_j) = \sqrt{3} \cdot \begin{pmatrix} 60,60 \\ 60,60 \\ 58,32 \\ 44,17 \\ \vdots \\ 11,16 \\ 10,47 \\ 8,76 \\ 0,70 \end{pmatrix}^2 \cdot \begin{pmatrix} 0,09 \\ 0,13 \\ 1,45 \\ 0,23 \\ \vdots \\ 0,01 \\ 0,08 \\ 0,14 \\ 0,11 \end{pmatrix} = 596\,081 \text{ Вт.}$$

При этом максимальное отклонение напряжения у конечного потребителя относительно номинального значения источника электрической энергии в схеме сети:

$$\Delta U = \frac{U_{\text{ном}} - U_{\text{мин}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \% = \frac{10000 - 9086}{10000} \cdot 100 \% = 9,14 \ %.$$

Для наглядности, данные по потерям мощности и напряжения для рабочей и для полученной эффективной топологий, представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Величины потерь мощности и напряжения для эффективной и рабочей топологий распределительной сети Прикубанского округа

Показатель	Рабочая топология	Эффективная топология
ΔP , Вт	596 081	506 663
ΔU , В	914	668
Разница потерь мощности, Вт	89 418	
Разница потерь напряжения, В	246	

Следовательно, можно сделать вывод о том, что использование комбинированного алгоритма, позволяет снизить величину потерь мощности в действующей распределительной сети, предназначенной для электроснабжения предприятий агропромышленного комплекса.

3.5 Определения вариантов топологии распределительной сети Прикубанского округа

Для схемы сети, представленной на рисунке 3.9, было рассчитано алгебраическое дополнение матрицы Киргоффа. В результате было установлено, что для рассматриваемой схемы может быть получено 106763413 всевозможных топологий распределительной сети.

В процессе работы комбинированного алгоритма, помимо эффективной топологии распределительной сети, представленной на рисунке 3.11, также было получено двадцать промежуточных результатов решения задачи оптимизации. В таблице 3.8 представлены промежуточные результаты решения задачи оптимизации распределительной сети, расположенные не в порядке их получения в процессе работы алгоритмов, а в порядке уменьшения величины потерь мощности. Следует также дополнительно отметить, что в процессе работы алгоритмов, могут получаться и иные варианты топологии распределительной сети, однако, если величина потерь напряжения в сети превышает величину 10 %, то такие варианты не рассматриваются.

По результату выполнения алгоритма определения вариантов топологий распределительной сети 6–10 кВ для данной рассматриваемой схемы сети было установлено, что требованиям по предельному отклонению напряжения, а также по надежности электроснабжения удовлетворяют варианты топологии, которые имеют следующие порядковые номера: 9, 13, 14, 16, 17, 18, 19, 20.

Таблица 3.8 - Промежуточные результаты решения задачи оптимизации схемы распределительной сети Прикубанского округа

№	Удаляемые ветви из схемы	$\Delta P_{\text{ср}},$ Вт	$\Delta U,$ %
1	[87,88], [118,119], [12,13], [79,84], [19,20], [49,50], [10,17]	568 722	9,5
2	[19, 20], [46, 47], [54, 55], [4, 15], [16, 17], [127, 128], [87, 88]	555 536	9,7
3	[125, 126], [12, 13], [48, 85], [19, 20], [47, 49], [8, 9], [85, 86]	548 249	9,7
4	[122, 123], [47, 48], [46, 60], [20, 21], [5, 7], [12, 13], [83, 88]	545 631	7,2
5	[122, 123], [48, 85], [85, 86], [55, 56], [13, 14], [16, 18], [9, 10]	541 274	9,2
6	[122, 123], [47, 48], [46, 60], [20, 21], [5, 7], [83, 88], [13, 14]	538 169	9,5
7	[126, 127], [53, 54], [83, 88], [18, 19], [4, 15], [5, 7], [47, 48]	538 159	9,6
8	[19, 20], [57, 64], [83, 88], [12, 13], [48, 85], [29, 128], [10, 17]	537 901	7,1
9	[54, 55], [46, 47], [4, 15], [21, 72], [10, 17], [86, 87], [121, 122]	537 073	7,5
10	[63, 64], [121, 122], [82, 83], [2, 3], [48, 85], [5, 7], [20, 21]	535 210	9,1
11	[122, 123], [18, 19], [56, 57], [3, 4], [79, 84], [9, 10], [85, 86]	533 230	9,7
12	[126, 127], [4, 15], [48, 85], [16, 17], [20, 21], [82, 83], [60, 61]	532 221	9,8
13	[3, 4], [21, 72], [46, 47], [10, 17], [120, 121], [47, 49], [81, 82]	529 665	9,4
14	[125, 126], [21, 72], [7, 11], [79, 84], [86, 87], [5, 7], [50, 51]	528 637	7,1
15	[87, 88], [16, 17], [57, 64], [48, 85], [126, 127], [19, 20], [4, 15]	527 967	9,3
16	[3, 4], [21, 72], [120, 121], [47, 49], [81, 82], [48, 85], [7, 8]	525 310	9,4
17	[21, 72], [86, 87], [47, 48], [125, 126], [14, 15], [51, 52], [9, 10]	521 252	9,3
18	[21, 72], [86, 87], [47, 48], [125, 126], [14, 15], [9, 10], [54, 55]	519 029	9,5
19	[9, 10], [48, 85], [29, 128], [14, 15], [21, 72], [57, 64], [82, 83]	518 716	9,5
20	[21, 72], [54, 55], [83, 88], [47, 48], [121, 122], [7, 8], [3, 4]	510 635	9,3

Сравнивая величины потерь мощности в полученных вариантах топологии с фактически рабочей топологией распределительной сети, становятся очевидны определенные выводы. Во-первых, кроме ранее полученной эффективной топологии, абсолютно все варианты топологии имеют меньшие потери мощности в сравнении с фактически рабочей. И, во-вторых, в случае, когда эффективная топология временно не может быть использована, при изменении топологии на любую из промежуточных, потери мощности в сети будут меньше, чем в исходной рабочей.

Промежуточные варианты топологии распределительной сети обладают меньшими потерями мощности, чем рабочая в среднем на величину 72 291 Вт, что соответствует 12 %. Соответствующие данные сведены в таблицу 3.9 и для наглядности представлены на рисунке 3.12.

Таблица 3.9 – Сравнение промежуточных вариантов с рабочей топологией распределительной сети Прикубанского округа

№	$\Delta P_{\text{ср}}$, Вт	$\Delta P_{\text{ср}}$ рабочей конфигурации, Вт	Разница, Вт	Разница, %
1	537 073	596 081	59 008	9,89
2	529 665		66 416	11,14
3	528 637		67 444	11,31
4	525 310		70 771	11,87
5	521 252		74 829	12,55
6	519 029		77 052	12,92
7	518 716		77 365	12,97
8	510 635		85 446	14,33
Среднее:			72 291	12,12

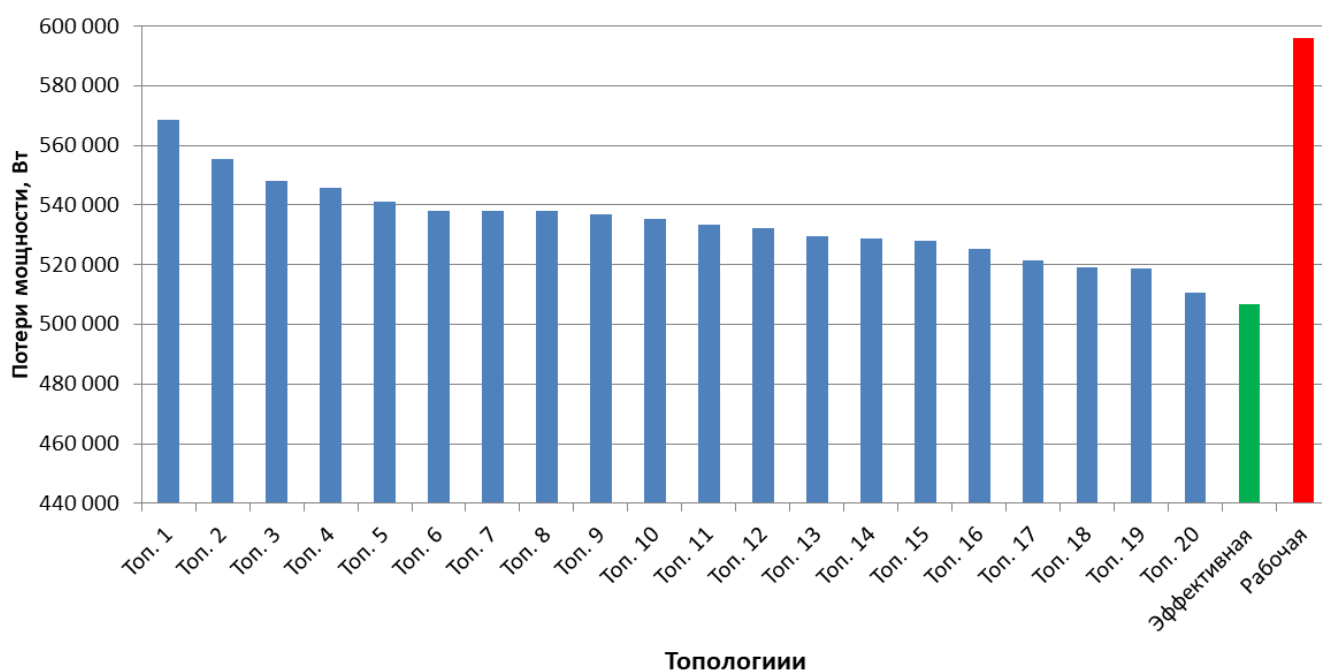


Рисунок 3.12 – Величины потерь мощности промежуточных, эффективной и рабочей топологий распределительной сети Прикубанского округа

На рисунке 3.12 величины потерь мощности возможных вариантов топологии выделены синим цветом, эффективная – зеленым, а фактически рабочей – красным.

Смоделируем и опишем несколько возможных сценариев изменения одной топологии распределительной сети в другую. Большую часть времени распределительная сеть работает согласно схеме, представленной на рисунке 3.11. В случае если вследствие аварии выходит из строя ветвь между узлами 10 и 17, тогда, для получения топологии под номером 9 необходимо и достаточно исключить нормальный разрыв для следующих ветвей: 7-8, 83-88, 48-85, а для ветвей: 86-87 и 46-47, ввести нормальный разрыв. Если вследствие аварии выйдут из строя сразу две ветви: 3-4 и 47-48, тогда, исключив нормальный разрыв для ветвей: 4-15 и 48-85, будет получена топология под номером 20.

При более детальной проработке данного вопроса можно разработать полный перечень всевозможных сценариев развития событий [26, 38]. Тогда, в случае возникновения аварийных режимов работы, топология энергосистемы может быть изменена таким образом, что потери в ней будут минимальны, но это является перспективой для дальнейшей разработки темы.

3.6 Сравнение результатов расчета технологических потерь электрической энергии в схеме Усть-Лабинского района

Расчетная нормальная топология схемы распределительной сети, снабжающаяся от питающих станций ПС «Геймановская» и ПС «Алексеевская» (Краснодарский край), приведена на рисунке 3.13.

Для этой схемы были проведены расчеты по определению рациональной топологии сети по алгоритму, используемому в программном комплексе «РЭТП 6-10», и по алгоритмам, разработанным в рамках научного исследования.

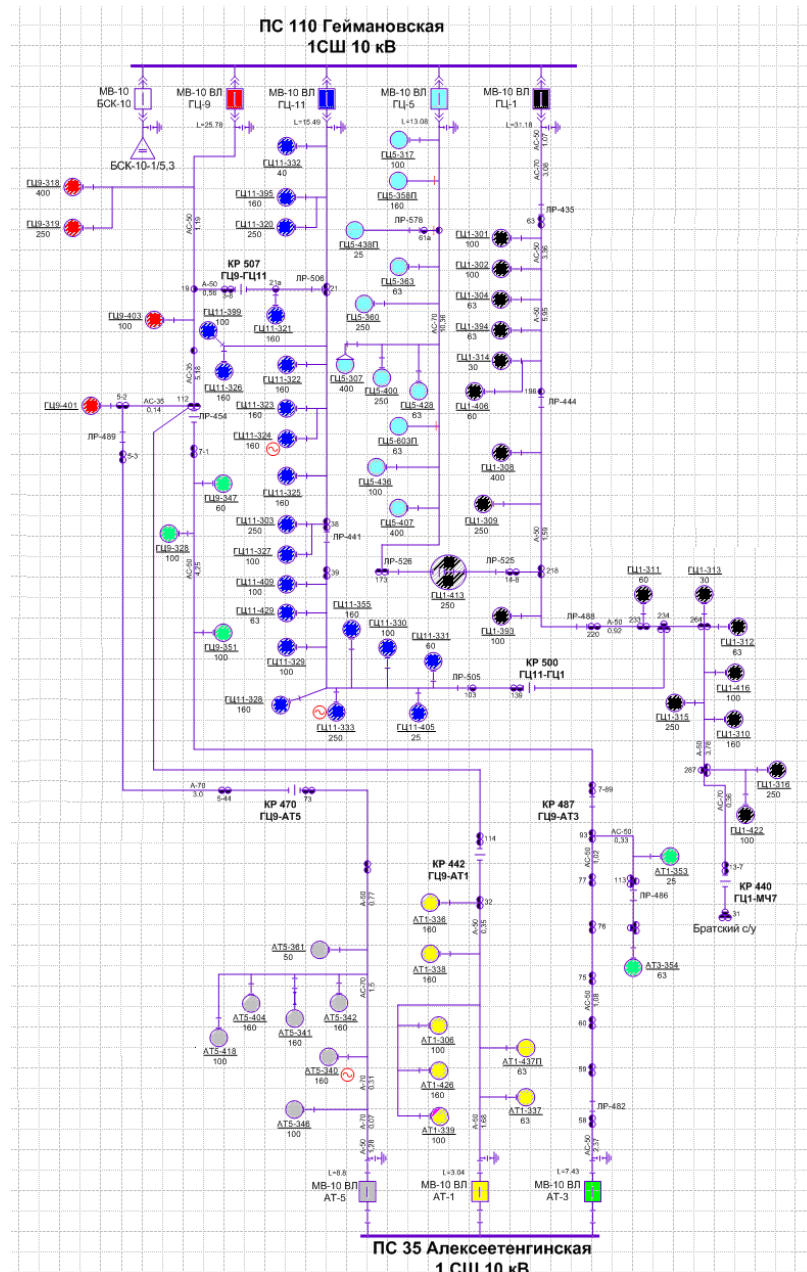


Рисунок 3.13 –Фактическая топология сети Усть-Лабинского района

Общие результаты расчета			
Расчетный режим		Исходная нормальная схема	
Потери за период, всего, кВтч		62221,35 5,41 %	
Стоимость потерь		360884 руб.	
Потребление	1149,89 тыс.кВтч	Период	30 дней
Мощность тр-ов	78363, кВА	Длина вкл. линий, км	
Мощность КУСН	531, квар	ВЛ	КЛ
Мощность КУНН	0, квар	104,16	0,2
ТП с мин напряж СН	ГЦ-1-310	Тангенс [η] 0,52	
Мин напряжение СН	9711,6 В, 97,12 %		
ТП с мин напряж НН	ГЦ-1-310	Потери в трансформаторах, кВтч	
Мин напряжение НН	221,1 В, 95,61 %		
Потери в нагрузочных линиях, кВтч		24676,94 2,15 %	
Потери в изоляции ВЛ, кВтч		19,9 0,002 %	
Потери в изоляции КЛ, кВтч		237,84 0,021 %	
Линия с макс потерями		Потери, кВтч 3949,78	
Фидер ГЦ-1		Узлы 796 806	
№ 766		F, мм2= 50 L, км= 5,48	
Потери в трансформаторах, обмотках, кВтч		7605,03 0,66 %	
Потери в трансформаторах, хх, кВтч		29223,3 2,54 %	
Потери в трансформаторах, шин, кВтч		37286,7 0,04 %	

Рисунок 3.14 –Параметры сети и величины технологических потерь электроэнергии в фактической топологии сети Усть-Лабинского района

Суточные графики нагрузок фидеров, представленные на рисунке 3.15, построены по замерам в режимный день 19.06.2024 г. Основой для расчета потерь по интегральным характеристикам графиков нагрузки по методу времени максимальных потерь является коэффициент заполнения графика. Для фидеров выбранного участка сети района расчетное потребление и коэффициенты заполнения графиков приведены в таблице 3.10 (среднее значение $K_3=0,7$).

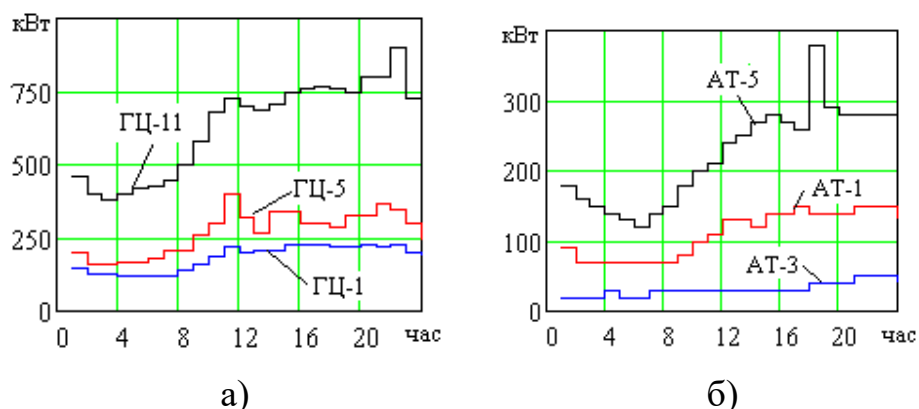


Рисунок 3.15 – Суточные графики активных нагрузок питающих фидеров: а) ПС «Геймановская» и б) ПС «Алексеевская»

Распределительная сеть, приведенная на рисунке 3.13, является фактической нормальной схемой, утвержденная на 2025 год, на рисунке 3.14 представлены результаты расчета параметров сети и величины технологических потерь электроэнергии.

Таблица 3.10 – Пофидерное месячное потребление электрической энергии и коэффициента заполнения графиков активной нагрузки

Фидер	Зима		Лето	
	Потребление, кВт·ч	K_3	Потребление, кВт·ч	K_3
ГЦ-1	221 030	0,74	231 500	0,67
ГЦ-5	111 910	0,79	156 020	0,80
ГЦ-9	7 400	0,25	12 700	0,34
ГЦ-11	354 640	0,78	470 270	0,70
АТ-1	65 410	0,79	85 080	0,74
АТ-3	38 130	0,86	23 870	0,58
АТ-5	141 670	0,73	171 160	0,64

Общие результаты расчета									
Расчетный режим		Рациональная схема			Потери за период, всего, кВтч				
		Найдены необходимые разрывы			58330,45 5,07 %				
					Стоимость потерь		341225 руб.		
Потребление	1149,71	тыс.кВтч	Период	30	дней	Потери в линиях, кВтч	нагрузочные	20395,9	1,76 %
Мощность тр-ов	78363	кВА	Длина вкл. линий, км			изоляция ВЛ	20,55	0,002 %	
Мощность КУСН	531	квар	ВЛ		КЛ	20511,8	изоляция КЛ	295,39	0,026 %
Мощность КУНН	0	квар	104,16		0,2				
						Линия с макс. потерями	Потери, кВтч	1666,28	
						Фидер	ГЦ-1	Узлы	796 806
						№	766	F, мм2=	50 L, км = 5,48
ТП с мин напряж. СН	ГЦ-1-310					Потери в трансформаторах, кВтч	обмотках	7581,99	0,66 %
Мин напряжение СН	9935	В,	99,35	%		xx	29939,7	2,57 %	
ТП с мин напряж. НН	ГЦ-11-331		Тангенс (fj)			37578,6	шин	456,87	0,04 %
Мин напряжение НН	224,8	В,	97,22	%	0,52				

Рисунок 3.16 – Параметры сети и величины технологических потерь электроэнергии в рациональной топологии сети Усть-Лабинского района

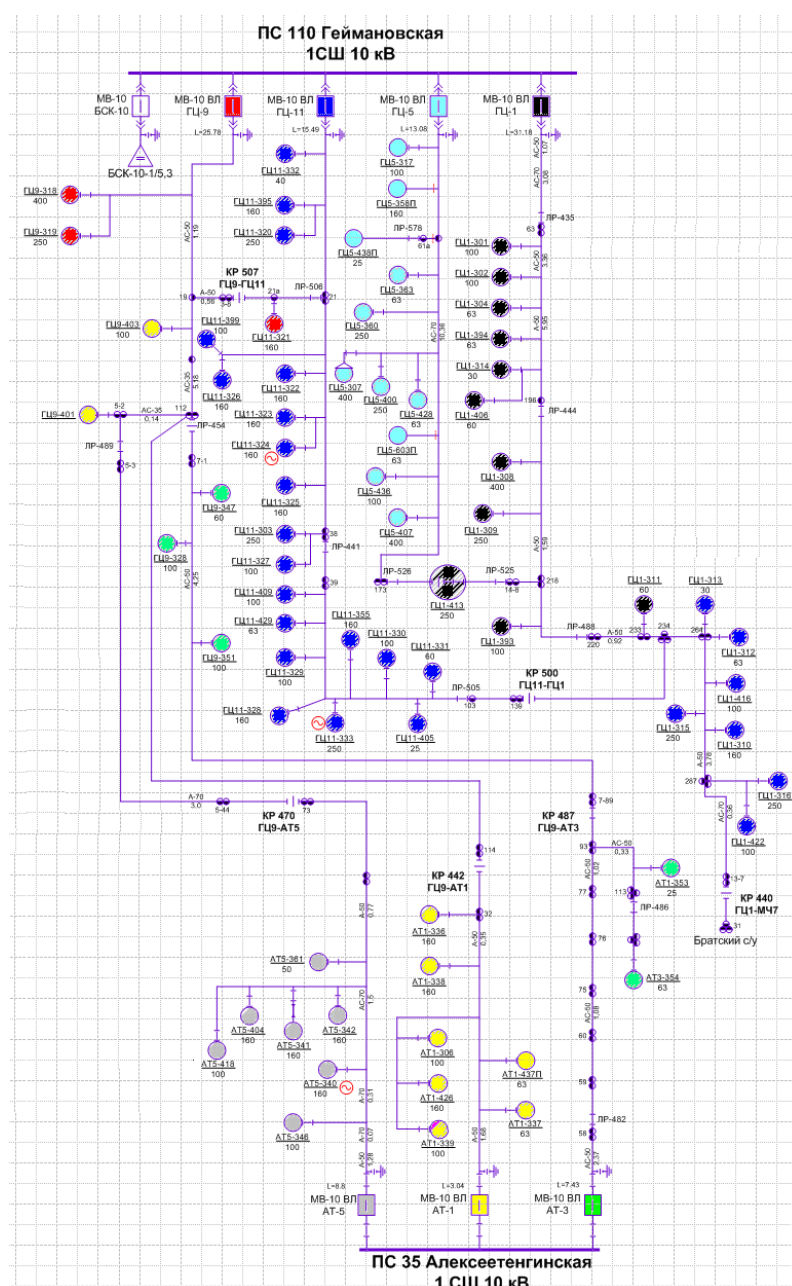


Рисунок 3.17 –Рациональная топология сети Усть-Лабинского района

По программе «РЭТП 6–10» была определена расчетная рациональная топология, представленная на рисунке 3.17, а также рассчитаны параметры сети и величина технологических потерь электроэнергии (рисунок 3.16).

Используя комбинированную работу алгоритма роя частиц и модернизированного алгоритма обратного удаления, была получена эффективная топология, которая представлена на рисунке 3.18.

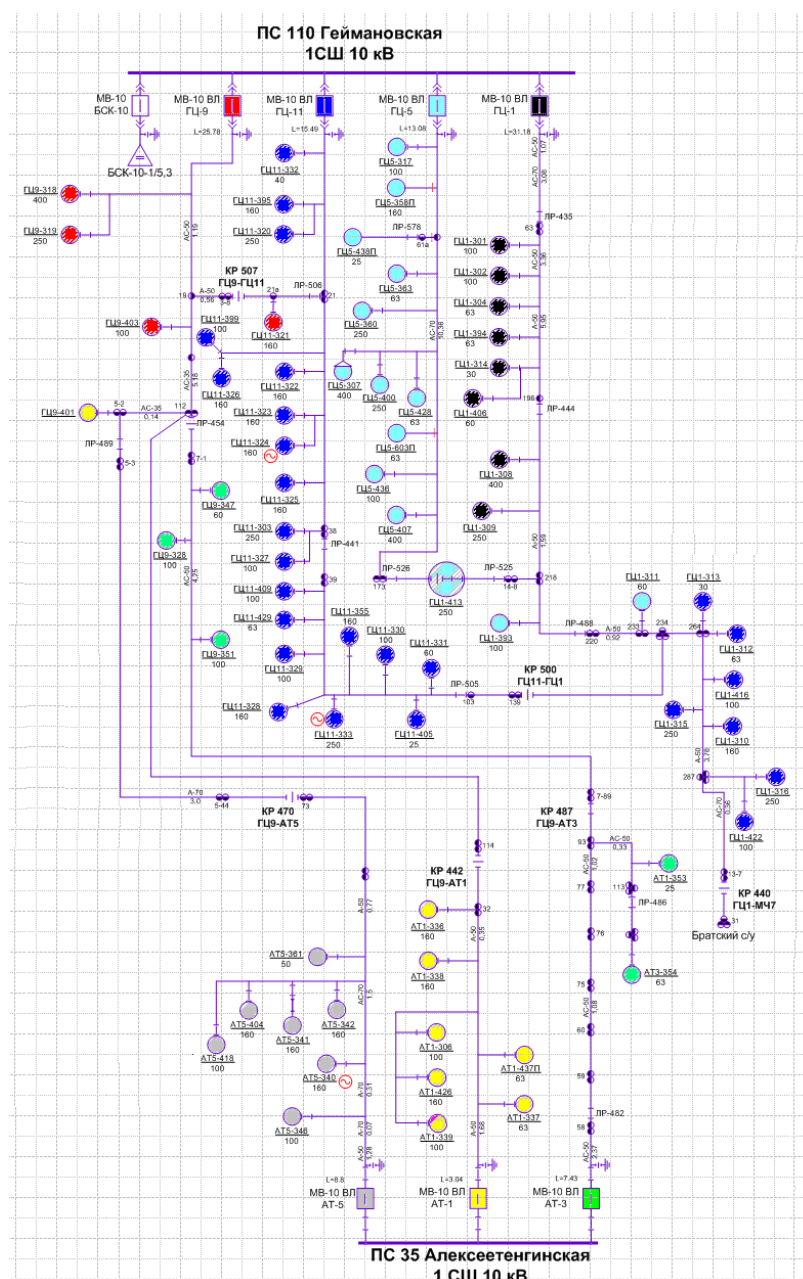


Рисунок 3.18 – Эффективная топология сети Усть-Лабинского района

Рисунок 3.19 – Параметры сети и величины технологических потерь электроэнергии в эффективной топологии сети Усть-Лабинского района

Параметры сети, а также величины технологических потерь электроэнергии, соответствующие эффективной топологии сети Усть-Лабинского района, приведены на рисунке 3.19. Сравнение показателей фактической и рациональной, полученной с использованием классического алгоритма обратного удаления, с эффективной топологией представлено в таблице 3.11. Пофидерная нагрузка принята максимальной для летнего месяца. Сравнение вариантов расчета на конкретной схеме сети показали, что полученная эффективная топология дает результаты лучше, чем полученная ранее рациональная на 1–8 % в зависимости от рассматриваемого показателя.

Таблица 3.11 – Сравнение результатов для различных топологий электросети

	Потери электроэнергии, кВт·ч	Потери электроэнергии, %	ΔU , %
Фактическая	62 221	5,41	4,39
Рациональная	58 330	5,07	2,78
Эффективная	57 533	5,00	1,77

Таким образом, разработанные в ходе научного исследования алгоритмы позволяют получать минимально возможные технологические потери электроэнергии за счет изменения конфигурации сети или при проектировании оптимальной по потерям электрической энергии распределительной сети.

3.7 Выводы по главе

1. Экспериментальная проверка расчета потерь электрической энергии в линиях электропередач проведена на линии фидера ГЦ-11 питающего центра ПС «Геймановская» с использованием определителя ампер-квадрат-часов (АкЧ-В-1(м) – 5А АС), при этом точность расчета потерь электроэнергии в линиях распределительной сети по разработанным алгоритмам и проверенная с помощью экспериментальных исследований, в зависимости от режима составляет 94,1 %;

2. В ходе проведенного исследования была решена задача применения промежуточных результатов решения задачи оптимизации распределительной сети 6–10 кВ, получаемых в процессе работы комбинированного алгоритма. Количество вариантов топологии исходной (кольцевой) сети эквивалентно алгебраическому дополнению матрицы Кирхгоффа, составленной для рассматриваемой схемы сети;

3. Использование комбинированного алгоритма, позволило снизить величину потерь мощности в сравнении с аналогичными алгоритмами. Для распределительной сети Прикубанского округа этот показатель был снижен на 15 %;

4. Полученные по результату работы алгоритма определения вариантов топологий распределительной сети 6–10 кВ топологии имеют меньшие значения потерь мощности. Для типовой схемы IEEE 33 bus они отличаются от эффективной в среднем на 4,5 %. Для распределительной сети Прикубанского округа промежуточные варианты топологии, полученные в результате работы алгоритма, отличаются от эффективной в среднем на 6,5 %. В то же время они имеют меньшие потери мощности, чем в рабочей топологии, в среднем на 10 %;

5. Была получена топология распределительной сети Усть-Лабинского района, которая имеет меньшие технологические потери электроэнергии, чем в рациональной и фактической топологиях, на 1,2 % и 7,6 %, соответственно.

4 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АЛГОРИТМОВ ИЗМЕНЕНИЯ ТОПОЛОГИИ СЕЛЬСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 6–10 КВ, СНИЖАЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

4.1 Расчет технологических потерь электроэнергии в распределительной сети Усть-Лабинского района и экономическое обоснование использования эффективной топологии в данной сети

При расчете величины потерь электрической энергии в распределительной сети необходимо принять во внимание ряд допущений. Распределительные сети, предназначенные для электроснабжения сельскохозяйственных потребителей, как правило, не оборудованы телемеханизированными высоковольтными коммутационными аппаратами, такими, например, как реклоузер, а самым распространенным аппаратом управления является выключатель нагрузки. В связи с этим производить частые изменения топологии сети не представляется возможным. В таком случае эффективная топология сети рассчитывается для сезонных максимумов нагрузок. А другим допущением является то обстоятельство, что графики нагрузок считаются постоянными и неизменными за расчетный период.

Формула для расчета величины нагрузочных (технических) потерь электрической энергии при средних за расчетный период потерях мощности имеет вид [88]:

$$\Delta W_{\text{Л-нагр}} = K_{\text{к}} \cdot T_{\text{р}} \cdot \Delta P_{\text{ср.}} \cdot K_{\text{ф}}^2, \quad (4.1)$$

где $K_{\text{к}}$ – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузок (принимается равным 0,99), о.е.; $T_{\text{р}}$ – количество часов работы (активной деятельности) в расчетном периоде (принимается равным 8760), ч; $\Delta P_{\text{ср.}}$ – средние за базовый период потери мощности (данные из 3 главы), кВт; $K_{\text{ф}}^2$ – квадрат коэффициента формы графика за расчетный период, о.е.

Расчет квадрата коэффициента формы графика (K^2_{ϕ}) выполняется по следующей формуле [88]:

$$K^2_{\phi} = \frac{1 + 2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3}, \quad (4.2)$$

где K_3 – коэффициент заполнения формы графика нагрузки, о.е.

Расчет коэффициента заполнения графика нагрузки выполняется согласно следующему выражению [88]:

$$K_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{макс}}}, \quad (4.3)$$

где $P_{\text{ср}}$ – средняя величина потребляемой мощности за базовый период, кВт; $P_{\text{макс}}$ – максимальная величина потребляемой мощности за базовый период, кВт.

Расчет экономической эффективности производился с точки зрения снижения величины эксплуатационных издержек согласно методикам и данным, изложенным в [68, 83]. Суммарные эксплуатационные издержки определяются по формуле [83]:

$$И_э = З + А + О + С + У, \quad (4.4)$$

где $З$ – заработная плата обслуживающего персонала, руб.; $А$ – амортизационные отчисления на реновацию, руб.; $О$ – отчисления на ремонты и ТО, руб.; $С$ – прочие затраты, руб.; $У$ – ущерб, руб.

Зарботная плата обслуживающего персонала определяется по формуле [83]:

$$З = Ч_0 \cdot t_0 \cdot S_3 \cdot k \cdot \left(1 + \frac{r}{100}\right), \quad (4.5)$$

где $Ч_0$ – численность обслуживающего персонала; t_0 – время, затрачиваемое на обслуживание, мес.; S_3 – среднемесячная заработная плата обслуживающего персонала, руб./мес.; k – коэффициент дополнительной заработной платы (1,1); r – процент отчислений на социальное страхование (26,1 %).

Амортизационные отчисления на реновацию и отчисления на ремонты и ТО определяются по формулам [83]:

$$A = \Pi_{\text{тр}} \cdot \frac{H_a}{100} \cdot \frac{T_{\text{вр}}}{T_r}, \quad (4.6)$$

$$O = \Pi_{\text{тр}} \cdot \frac{H_p}{100} \cdot \frac{T_{\text{вр}}}{T_r}, \quad (4.7)$$

где $\Pi_{\text{тр}}$ – оптовая цена транспортного средства, руб.; H_a – норма амортизационных отчислений (принимается 11,1 % согласно [83]), %; H_p – норма отчислений на ремонты и ТО (принимается 14,9 % согласно [83]), %; $T_{\text{вр}}$ – время работы транспортного средства, ч.; T_r – годовое время загрузки транспортного средства (принимается 1100 ч согласно [83]), ч.

Прочие затраты связанные с приобретением ГСМ определяются по формуле [83]:

$$C_{\text{ГСМ}} = g_T \cdot T_{\text{вр}} \cdot \Pi_T, \quad (4.8)$$

где g_T – удельный расход топлива, кг/ч; Π_T – цена 1 кг топлива (средняя величина за 2024 год в Краснодарском крае 57 руб.), руб.

Прочие затраты, связанные с приобретением высоковольтных разъединителей, определяются по формуле:

$$C_{\text{об}} = C_{\text{ВВР}} + C_m, \quad (4.9)$$

где $C_{\text{ВВР}}$ – стоимость разъединителя типа РЛНД-10, принимается 15 000 руб. [90]; C_m – стоимость монтажных работ по установке разъединителя РЛНД-10, принимается 9 000 руб. [53].

Прочие затраты приняты укрупненно – в размере 10 % от суммы всех остальных затрат, тогда суммарные эксплуатационные издержки определяются [83]:

$$И_3 = Z + A + O + C + 0,1 \cdot (Z + A + O + C) + Y, \quad (4.10)$$

Значение квадрата коэффициента формы графика согласно выражению (4.2) для распределительной сети Усть-Лабинского района при коэффициенте заполнения графика нагрузки $K_3=0,7$ (согласно данным из главы 3):

$$K^2_{\phi} = \frac{1 + 2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3} = \frac{1 + 2 \cdot 0,7}{3 \cdot 0,7} = 1,14.$$

Значения средних за базовый период потерь мощности принимаются согласно данным представленных на рисунках 3.14 и 3.19, для фактически рабочей топологии $\Delta P_{\text{ср_раб}}=76$ кВт, а для эффективной - $\Delta P_{\text{ср_эффект}}=70$ кВт. Величина технологических потерь электрической энергии за год для фактически рабочей топологии распределительной сети Усть-Лабинского района составит [88]:

$$\Delta W_{\text{Л_нагр_раб}} = K_{\text{к}} \cdot T_{\text{р}} \cdot \Delta P_{\text{ср_раб}} \cdot K_{\text{ф}}^2 = 0,99 \cdot 8760 \cdot 76 \cdot 1,14 = 751 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Для полученной эффективной топологии распределительной сети Усть-Лабинского района величина технологических потерь электрической энергии за год составит [88]:

$$\Delta W_{\text{Л_нагр_эффект}} = K_{\text{к}} \cdot T_{\text{р}} \cdot \Delta P_{\text{ср_эффект}} \cdot K_{\text{ф}}^2 = 0,99 \cdot 8760 \cdot 70 \cdot 1,14 = 692 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Величина ущерба от оплаты счетов за потери электрической энергии определяется согласно выражению:

$$У = \Delta W_{\text{Л_нагр}} \cdot C_{\text{ээ}}, \quad (4.11)$$

где $C_{\text{ээ}}$ – стоимость 1 кВт·ч электрической энергии принимается равной 5,8 (согласно данным из главы 3), руб.

Поскольку в базовом (до изменения топологии распределительной сети) случае все составляющие эксплуатационных издержек, за исключением ущерба ($У_6$), носят плановый характер, в таком случае они не учитываются. Тогда для базового случая суммарные эксплуатационные издержки ($И_9^6$) принимают вид и равняются:

$$И_9^6 = У_6 = \Delta W_{\text{Л_нагр_раб}} \cdot C_{\text{ээ}} = 751\,000 \cdot 5,8 = 4\,335 \text{ тыс. руб.}$$

Проектируемые (после изменения топологии распределительной сети) эксплуатационные издержки:

$$И_9^{\text{пр}} = З_{\text{пр}} + А_{\text{пр}} + О_{\text{пр}}^{\text{р}} + С_{\text{пр}} + 0,1 \cdot (З_{\text{пр}} + А_{\text{пр}} + О_{\text{пр}}^{\text{р}} + С_{\text{пр}}) + У_{\text{пр}}, \quad (4.12)$$

где $З_{\text{пр}}$ – заработная плата обслуживающего персонала в проектируемом случае, руб.; $А_{\text{пр}}$ – амортизационные отчисления на реновацию в проектируемом случае, руб.; $О_{\text{пр}}^{\text{р}}$ – отчисления на ремонты и ТО в проектируемом случае, руб.; $С_{\text{пр}}$ –

прочие затраты в проектируемом случае, руб.; $Y_{\text{пр}}$ – ущерб в проектируемом случае, руб.

Исходя из данных [68, 83] о количестве персонала, задействованного при оперативных переключениях (инженер, ведущий инженер, диспетчер), их заработной плате (40 000 тыс. руб., 50 000 тыс. руб., 60 000 тыс. руб.) и регламенте выполнения плановых работ (для изменения топологии распределительной сети необходимо дополнительно приобрести РЛНД-10 в количестве 1 шт.), стоимости горюче-смазочных материалов, а также длительности выполнения работ по изменению топологии распределительной сети (8 ч.) эксплуатационные издержки составят:

$$Z_{\text{пр}} = 1 \cdot 0,01 \cdot 40000 \cdot 1,1 \cdot 1,26 + 1 \cdot 0,01 \cdot 50000 \cdot 1,1 \cdot 1,26 + 1 \cdot 0,01 \cdot 60000 \cdot 1,1 \cdot 1,26 = 1950 \text{ руб.},$$

$$A_{\text{пр}} = 20000000 \cdot \frac{11,1}{100} \cdot \frac{8}{1100} = 16\,000 \text{ руб.},$$

$$O^{\text{пр}}_{\text{р}} = 20000000 \cdot \frac{14,9}{100} \cdot \frac{8}{1100} = 20\,000 \text{ руб.},$$

$$C_{\text{пр}} = C^{\text{пр}}_{\text{ГСМ}} + C^{\text{пр}}_{\text{об}} = (0,6 \cdot 8 \cdot 57) + (15\,000 + 9\,000) = 24\,270 \text{ руб.}$$

$$I^{\text{пр}}_{\text{э}} = 1,1 \cdot (1950 + 16000 + 20000 + 24\,270) + 692\,000 \cdot 5,8 = 4\,082 \text{ тыс. руб.}$$

Разница экономических издержек в базовом случае и проектируемом определяется и равна:

$$\Delta I = I^{\text{б}}_{\text{э}} - I^{\text{пр}}_{\text{э}} = 4\,335 - 4\,082 = 253 \text{ тыс. руб.} \quad (4.13)$$

Несмотря на то, что для изменения топологии распределительной сети в первоначальный момент времени необходимо увеличить эксплуатационные издержки, связанные с привлечением персонала, эксплуатации спец. техники и приобретением РЛНД-10, экономическая эффективность составит 253 тыс. руб.

4.2 Расчет технологических потерь электроэнергии в распределительной сети Прикубанского округа и экономическое обоснование использования эффективной топологии в данной сети

Были рассчитаны соответствующие показатели для конкретного предприятия агропромышленного комплекса, а именно - АО ОПХ «Центральное»,

основным видом деятельности которого является выращивание прочих плодовых и ягодных культур. Энергопринимающие устройства предприятия снабжаются от трех трансформаторных подстанций, две из которых снабжают электрической энергией склады готовой продукции.

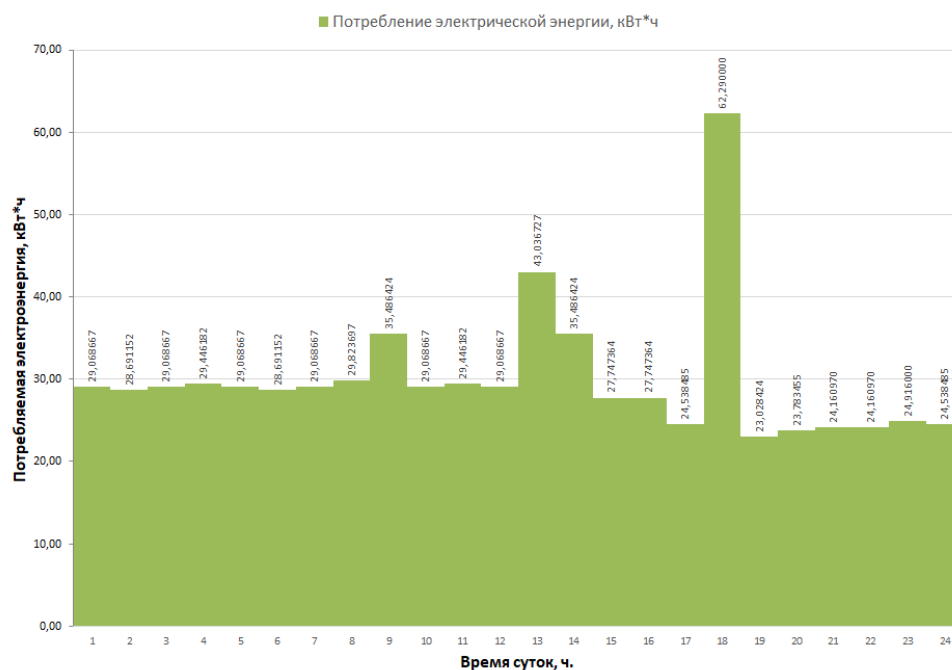


Рисунок 4.1 - График почасовых электрических нагрузок склада готовой продукции № 1

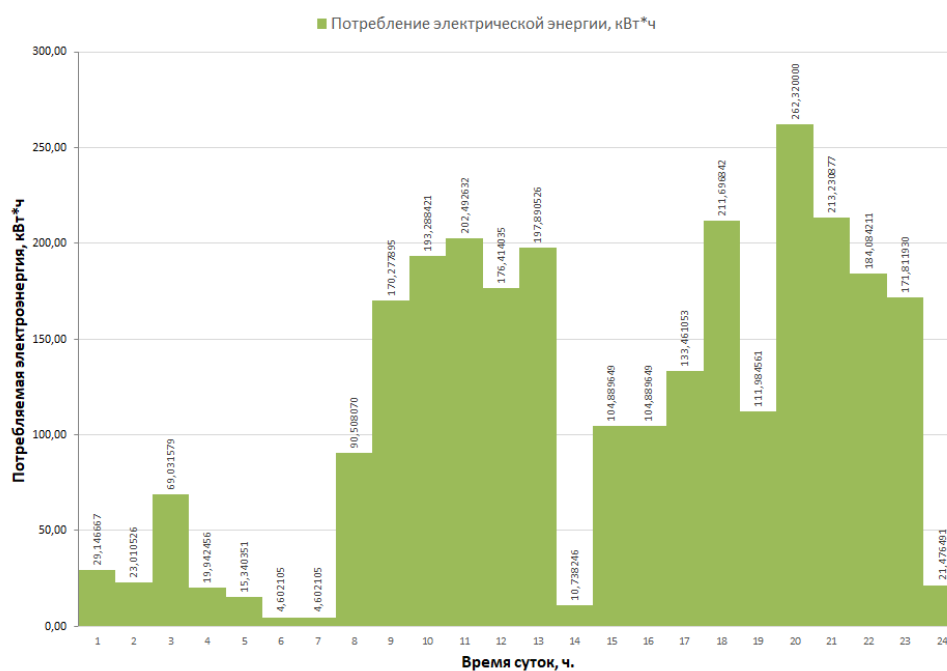


Рисунок 4.2 - График почасовых электрических нагрузок опытно-производственного хозяйства

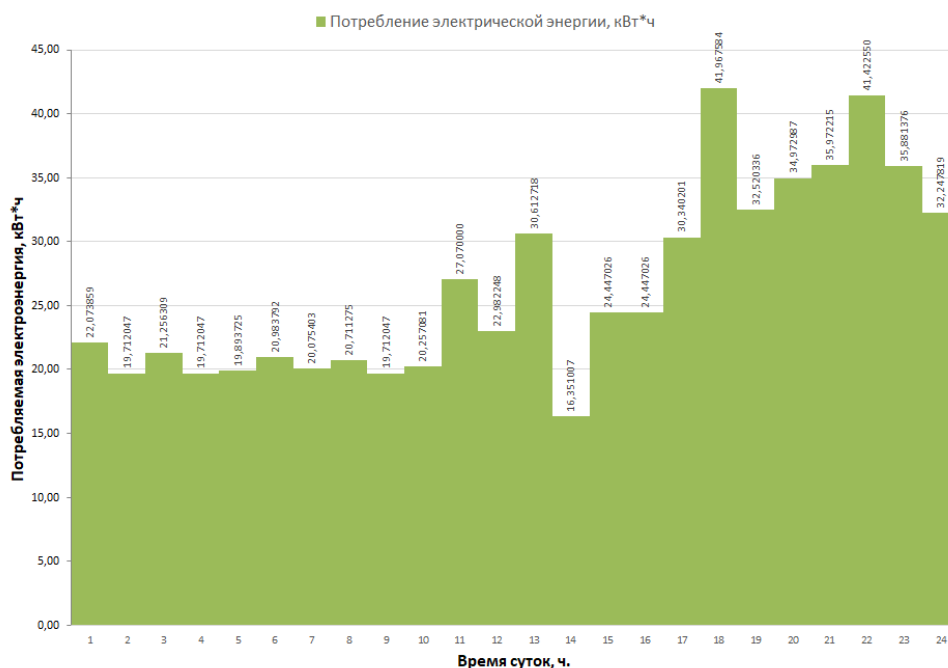


Рисунок 4.3 - График почасовых электрических нагрузок склада готовой продукции № 2

Величина средневзвешенного квадрата коэффициента формы графика определяется согласно выражению:

$$K_{\text{ф.ср.}}^2 = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{ср.}i} \cdot K_{\text{ф.}i}}{P_{\text{ср.}i}}, \quad (4.14)$$

На основе данных о графиках нагрузки потребителей электрической энергии (рисунок 4.1, 4.2, 4.3), а также средней величине потребляемой мощности (таблица Б.1) величина квадрата средневзвешенного коэффициента формы составила:

$$K_{\text{ф.ср.}}^2 = \frac{148,2 \cdot 1,19 + 282,00 \cdot 1,36 + 163,12 \cdot 1,44}{148,2 + 282,00 + 163,12} = 1,34.$$

Значения средних за базовый период потерь мощности принимаются согласно данным представленных в таблице 3.8 (не для всей сети, а только для участка, от которого снабжается рассматриваемое предприятие), для фактически рабочей топологии $\Delta P_{\text{ср.раб}}=66$ кВт, а для эффективной - $\Delta P_{\text{ср.эффект}}=62$ кВт. В случае если электроснабжение осуществляется согласно рабочей топологии

распределительной сети, тогда величина технологических потерь электрической энергии за год составит:

$$\Delta W_{\text{Л}_{\text{нагр_раб}}} = K_{\text{к}} \cdot T_{\text{р}} \cdot \Delta P_{\text{ср.}} \cdot K_{\text{ф}}^2 = 0,99 \cdot 8760 \cdot 66 \cdot 1,34 = 766 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Если топология сети будет изменена на эффективную, тогда величина технологических потерь электрической энергии за год составит:

$$\Delta W_{\text{Л}_{\text{нагр_эффект}}} = K_{\text{к}} \cdot T_{\text{р}} \cdot \Delta P_{\text{ср.}} \cdot K_{\text{ф}}^2 = 0,99 \cdot 8760 \cdot 62 \cdot 1,34 = 720 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Поскольку в базовом (до изменения топологии распределительной сети) случае все составляющие эксплуатационных издержек, за исключением ущерба (Y_6), носят плановый характер, в таком случае они не учитываются. Тогда для базового случая суммарные эксплуатационные издержки (I_9^6), учитывая, что согласно приказу РЭК № 24/2024-э от 25.11.2024 для сельскохозяйственной местности г. Краснодар стоимость 1 кВт·ч электрической энергии принимается равной 4,2 руб.:

$$I_9^6 = Y_6 = 766\,000 \cdot 4,2 = 3\,217 \text{ тыс. руб.}$$

Исходя из данных [68, 83] о количестве персонала, задействованного при оперативных переключениях (инженер, ответственный за электрохозяйство), их заработной плате (40 000 тыс. руб., 60 000 тыс. руб.) и регламенте выполнения плановых работ, стоимости горюче-смазочных материалов, а также длительности выполнения работ по изменению топологии распределительной сети (8 ч.) эксплуатационные издержки составят:

$$З_{\text{пр}} = 1 \cdot 0,01 \cdot 40000 \cdot 1,1 \cdot 1,26 + 1 \cdot 0,01 \cdot 60000 \cdot 1,1 \cdot 1,26 = 1300 \text{ руб.,}$$

$$A_{\text{пр}} = 3000000 \cdot \frac{11,1}{100} \cdot \frac{8}{1100} = 2\,400 \text{ руб.,}$$

$$O_{\text{пр}}^{\text{р}} = 3000000 \cdot \frac{14,9}{100} \cdot \frac{8}{1100} = 3\,000 \text{ руб.,}$$

$$C_{\text{пр}}^{\text{ГСМ}} = 0,5 \cdot 8 \cdot 57 = 230 \text{ руб.,}$$

$$I_9^{\text{пр}} = 1,1 \cdot (1300 + 2400 + 3000 + 230) + 720\,000 \cdot 4,2 = 3\,031 \text{ тыс. руб.}$$

Разница экономических издержек в базовом случае (до использования эффективной топологии) и проектируемом (после использования эффективной топологии) равна:

$$\Delta И = И^6_э - И^{пр}_э = 3\,217 - 3\,031 = 186 \text{ тыс. руб.}$$

После изменения топологии распределительной сети АО ОПХ «Центральное» снизит величину эксплуатационных издержек на 186 тыс. руб. Данная сумма может быть использована, например, для приобретения нового технологического оборудования или технического обслуживания существующего оборудования, использующегося на складах готовой продукции. Помимо этого, сэкономленные денежные средства могут быть использованы на приобретение новой сельскохозяйственной техники и ее агрегатов, или же на техническое обслуживание имеющейся техники.

Благодаря использованию эффективной топологии электрической сети предприятием АО ОПХ «Центральное», занимающимся выращиванием прочих плодовых и ягодных культур, удалось снизить годовые технологические потери электроэнергии более чем на 40 тыс. кВт·ч.

4.3 Выводы по главе

1. В результате использования эффективной топологии распределительной сети Усть-Лабинского района, за год удалось снизить величину технологических потерь электроэнергии на 60 тыс. кВт·ч, экономическая эффективность за счет снижения величины эксплуатационных издержек составил 253 тыс. руб.;

2. Значение средневзвешенного коэффициента квадрата формы графика ОПХ «Центральное» равен 1,34, что характерно для графиков нагрузок предприятий агропромышленного комплекса;

3. После изменения топологии распределительной сети Прикубанского округа АО ОПХ «Центральное» (г. Краснодар) за год снизит эксплуатационные издержки на сумму 186 тыс. руб., за счет снижения величины технологических потерь электрической энергии более чем на 40 тыс. кВт·ч.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Итоги выполненного исследования

1. Сформулирована целевая функция задачи оптимизации схемы сельской распределительной сети 6–10 кВ по критерию минимума технологических потерь электроэнергии. Ограничениями целевой функции являются два условия: максимальное отклонения напряжения на любом из участков электрической цепи не должно превышать 10 % от номинального напряжения источника электроэнергии и связность источника электрической энергии с энергопринимающими устройствами, с учетом требований по надежности электроснабжения, не должна быть нарушена.

2. Модернизирован классический алгоритм обратного удаления, что позволило сократить время работы алгоритма, за счет исключения необходимости выполнения большей части алгебраических вычислений. В зависимости от сложности решаемой задачи модернизированный алгоритм обратного удаления работает до 19 раз быстрее классического, а величина асимптотической сложности модернизированного алгоритма ниже, чем у классического в 20 раз, за счет меньшего количества проверяемых ветвей.

3. Обоснован комбинированный алгоритм, позволяющий изменять топологию электрической сети путем определения мест размыкания в сельской электрической сети 6–10 кВ, что позволит снижать величину технологических потерь электрической энергии на 3,94–15,16 % в сельских распределительных сетях в сравнении с аналогичными алгоритмами.

4. Разработан алгоритм определения вариантов топологии сельской распределительной сети 6–10 кВ. Полученные варианты отличаются от эффективной топологии, полученной с помощью комбинированного алгоритма, по величине технологических потерь на 3,9–14,3 %.

5. Экспериментальное исследование использования алгоритмов изменения топологии сельской электрической сети проведено в электрических сетях Усть-Лабинского района (Краснодарский край) и Прикубанского округа города

Краснодар. В распределительной сети Усть-Лабинского района величина технологических потерь снизится на 7,6 %, а в сети Прикубанского округа на 15 %, кроме того, промежуточные варианты топологии отличаются от эффективной в среднем на 6,5 % и имеют меньшие потери мощности, чем в рабочей, на 10 %. Полученные результаты расчетов величины технологических потерь сопоставлены с теоретическими данными и попадают в соответствующие доверительные интервалы.

6. Произведен расчет экономической эффективности использования разработанных алгоритмов в сельских электрических сетях. В результате использования эффективной топологии распределительной сети Усть-Лабинского района (Краснодарский край) в течение года удалось снизить величину технологических потерь электроэнергии на 60 тыс. кВт·ч, экономический эффект составил 250 тыс. После изменения топологии распределительной сети Прикубанского округа АО ОПХ «Центральное» (г. Краснодар) за год снизит эксплуатационные издержки на сумму 186 тыс. руб., за счет снижения величины технологических потерь электрической энергии более чем на 40 тыс. кВт·ч.

Рекомендации производству

На предприятиях агропромышленного комплекса, имеющих на своем балансе электросетевое хозяйство, использование эффективной топологии электрической сети позволит повысить чистую прибыль, за счет снижения величины эксплуатационных издержек. Полученные результаты исследований расширяют и углубляют знания ответственных за электрохозяйство при проектировании новых и реконструкции существующих сельских электрических сетей, что позволит снизить величину технологических потерь электрической энергии, при электроснабжении сельскохозяйственных потребителей.

Перспективы дальнейшей разработки темы

На основании полученных данных можно разрабатывать более эффективные алгоритмы и методы снижения технологических потерь

электрической энергии в распределительных сетях, что позволит получать более эффективные топологии сети. Дальнейшие исследования должны быть направлены на доработку алгоритмов определения топологий распределительной сети с целью сокращения времени их работы. Перспективным является создание методики автоматизированного преобразования одной топологии в другую, что позволит для всех режимов работы распределительной сети в каждый момент времени иметь наименьшую величину технологических потерь электроэнергии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Авербух М.А. Выбор узлов подключения распределенной генерации в сетях Республики Ирак / М.А. Авербух, Е.В. Жилин, Е.Ю. Сизганова, М.В. Абдулваххаб // Электротехнические системы и комплексы. – 2020. – № 2 (47). – С. 4–10.
2. Арзамасцев Д.А. Снижение технологического расхода энергии в электрических сетях / Д.А. Арзамасцев, А.В. Липес // М.: Высш. шк., 1989. – 127 с.
3. Бальбердин Л.Л. Повышение энергоэффективности энергосистем путем применения вставок и передач постоянного тока / Л.Л. Бальбердин, Л.А. Кошечев, Н.Г. Лозинова, М.И. Мазуров [и др.]. // Электро. – 2010. – № 3. – С. 2–6.
4. Беляев Н.А. Исследование методов оптимизации режимов работы энергосистем / Н.А. Беляев, Н.В. Коровкин, О.В. Фролов, В.С. Чудный // Электротехник. – 2013. – № 2. – С. 21–29.
5. Беляевский Р.В. Повышение энергоэффективности территориальных сетевых организаций при оптимизации потребления реактивной мощности : дисс. канд. техн. наук : 05.09.03. / Р.В. Беляевский. – Кемерово, 2015. – 132 с.
6. Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники // Изд. 6-е перераб. и доп. Учебник для студентов энергетических и электротехнических вузов «Высшая школа», 1973. – 762 с.
7. Богдан А.В. Алгоритмы определения схемы сети 6–10 кВ с меньшими технологическими потерями / А.В. Богдан, В.А. Богдан, Д.С. Нетребко, Д.Н. Грищенко // Сельский механизатор. – 2022. – № 1. – С. 39–41;
8. Богдан А.В. Анализ параметров электрических сетей городов для разработки рекомендаций по сокращению технических потерь / А.В. Богдан, Д.С. Нетребко, А.А. Гучемуков // Актуальные проблемы энергетики АПК. – 2016. – С. 20–21.
9. Богдан А.В. Возможности уменьшения технологических потерь в распределительных сетях 6–10 кВ малозатратными методами / А.В. Богдан,

Д.С. Нербекко, Я.А. Пошивач // Эффективное и качественное снабжение и использование электроэнергии (ЭКСИЭ'05). – 2016. – С. 37–40.

10. Богдан А.В. Использование алгоритма пчелиного роя для повышения энергоэффективности распределительной сети / А.В. Богдан, Д.Н. Грищенко // Кибернетика энергетических систем : сб. ст. по материалам XLII Международной науч.-техн. конференции, 2020. – С. 26–28.

11. Богдан А.В. Использование дополнительного проводника для повышения качества электроэнергии на линии 0,38 кВ / А.В. Богдан, Д.Н. Грищенко, Д.С. Нетребко // Кибернетика энергетических систем : сб. материалов XLI международной науч.-техн. конференции. 2020. – С. 24–29.

12. Богдан А.В. Использование дополнительных источников энергии для существенного уменьшения потерь в сети / А.В. Богдан, Д.Н. Грищенко // Научное обеспечение агропромышленного комплекса : сб. тезисов по материалам Всероссийской (национальной) конференции, 2019. – С. 633–634.

13. Богдан А.В. Использование стохастических алгоритмов оптимизации при проектировании сетей электроснабжения / Грищенко Д.Н. // Точки научного роста: на старте десятилетия науки и технологии : сб. ст. по материалам науч.-практ. конференции. 2023. – С. 830–831.

14. Богдан А.В. Матричный расчет токов в разветвленной сети при неизменных заданных нагрузках / А.В. Богдан, А.В. Богдан (мл.) // Кибернетика энергетических систем, 2022. – С. 44–47.

15. Богдан А.В. Моделирование схем подключения источников активной мощности возобновляемой энергетики / А.В. Богдан, Д.Н. Грищенко // Научно-технологическое обеспечение агропромышленного комплекса России: проблемы и решения : сб. тезисов по материалам II Национальной конф-ии. 2018. – С. 133.

16. Богдан А.В. Нейросети в системе электроснабжения / А.В. Богдан, Д.Н. Грищенко, В.В. Лозовский // Совершенствование электротехнических установок и систем энергоснабжения в сельском хозяйстве : сб. науч. трудов по материалам Всероссийской (национальной) науч.-практ. конференции. 2021. – С. 13–16.

17. Богдан А.В. Необходимость структурно-функциональных изменений в сельской низковольтной распределительной сети / А.В. Богдан, А.В. Винников, И.И. Надтока, П.В. Осадчий [и др.]. // Известия вузов. Электромеханика. – 2019. – Т. 62 № 3. – С. 69–79.

18. Богдан А.В. Об определении времени максимальных потерь / А.В. Богдан // Известия вузов. Электромеханика. – 2009. – № 4. – С. 35–36.

19. Богдан А.В. Определение рациональных нормальных разрывов в сетях 6–10 кВ» / А.В. Богдан, А.Р. Далаков, С.С. Симоненко // Инженерное обеспечение инновационных технологий в АПК. – 2018. – С. 166–169.

20. Богдан А.В. Программный комплекс РЭТП 6–10 / А.В. Богдан, В.А. Богдан, Б.С. Литаш, Д.С. Нетребко // Свидетельство о гос. регистрации программы для ЭВМ № 2016617748, Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 14.07.2016.

21. Богдан А.В. Расчет потерь в сети по программе РЭТП 6–10 / А.В. Богдан, Д.Н. Грищенко, М.Я. Клецель // Институциональные преобразования АПК России в условиях глобальных вызовов : сб. тезисов по материалам III Международной конференции, 2019. – С. 173.

22. Богдан А.В. Снижение потерь в сети за счет дополнительных источников энергии / А.В. Богдан, М.Я. Клецель, А.Ж. Динмуханбетова // Институциональные преобразования АПК России в условиях глобальных вызовов. – 2018. – С. 127.

23. Богдан А.В. Сравнение мероприятий по уменьшению потерь в электрических сетях 6–10 кВ городов Краснодарского края / А.В. Богдан, Д.С. Нетребко, А.С. Заболотный // Известия ВУЗов. Электромеханика. – 2013. – № 1. – С. 61–62.

24. Богдан В.А. Перераспределение нагрузки в сети 6–10 кВ для снижения технологических потерь ПАО «Кубаньэнерго» / В.А. Богдан, Б.С. Литаш // Электроэнергия. Передача и распределение. Спецвыпуск. – 2017. – № 1 – С.15–17.

25. Большев В.Е. Обзор методов сокращения потерь электроэнергии в электрических сетях, содержащих возобновляемые источники энергии /

В.Е. Большев, А.В. Виноградов // Электротехнологии и электрооборудование в АПК. – 2023. – № 2 (51). – С. 57–67.

26. Булатов Б.Г. Алгоритмы оптимальной реконфигурации распределительной сети / Б.Г. Булатов, В.В. Тарасенко // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2013. – Т. 13 № 2. – С. 14–18.

27. Бутузов В.А. Возобновляемая энергетика России: результаты 2020 г. / В.А. Бутузов // Энергия единой сети. – 2022. – № 1 (62). – С. 42–51.

28. Бутузов В.А. Российская возобновляемая энергетика / В.А. Бутузов, П.П. Безруких, В.В. Елистратов // Энергия единой сети. – 2021. – № 3. – С. 70–77.

29. Бхаргава А. Грокаем алгоритмы. Иллюстрированное пособие для программистов и любопытствующих / А. Бхаргава // СПб.: Питер. Серия «Библиотека программиста». – 2017. – 288 с.

30. Валеев И.М. Оценка возможности применения метода размыкания сетей с двусторонним питанием в условиях действующей системы электроснабжения городского района напряжением 6(10) кВ / И.М. Валеев, Р.Н. Камалиев, Т.А. Мусаев // Диспетчеризация и управление в электроэнергетике. – 2017. – С. 44–49.

31. Варганова А.В. Алгоритм поиска оптимальной точки подключения к внешним источникам электроэнергии в системах электроснабжения с распределенной генерацией / А.В. Варганова, В.И. Новоселов // ЭлСиК. – 2022. – № 2 (55). – С. 71–76.

32. Варганова А.В. О методах оптимизации режимов работы электроэнергетических систем и сетей / А.В. Варганова // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2017. – Т. 17, № 3. – С. 76–85.

33. Винников А.В. Электроснабжение : Курсовое проектирование: учеб. пособие / А.В. Винников, В.Г. Сазывкин, А.Г. Кудряков, А.В. Масенко. – Краснодар : КубГАУ, 2017. – 108 с.

34. Виноградов А.В. Анализ доли потребителей разной мощности в структуре технологических присоединений в электросетевых компаниях / А.В. Виноградов,

М.В. Бородин, А.А. Лансберг, Н.В. Махиянова // Вестник КГЭУ. – 2022. – Т. 14, 1 (53). – С. 86–95.

35. Виноградов А.В. Новые решения для сельских электрических сетей: управление конфигурацией. Сокращение потерь. Обеспечение наблюдаемости : монография / А.В. Виноградов, В.Е. Большев, А.В. Виноградова, А.В. Букреев [и др.]. – Орел : ООО «Картуш», 2024. – 236 с.

36. Виноградов А.В. Определение рациональных мест размещения мультиконтактных коммутационных систем / А.В. Виноградов, А.Ю. Сейфулин, А.В. Букреев // Сельскохозяйственные машины и технологии. – 2024. – № 3. – С. 82–90.

37. Виноградов А.В. Управление конфигурацией как концепция развития сельских электрических сетей 0,4 кВ / А.В. Виноградов // Электротехнологии и электрооборудование в АПК. – 2024. – № 4 (57). – С. 65–72.

38. Головинский И.А. Возможности автоматического восстановления электроснабжения в распределительной сети при группе одновременных повреждений / И.А. Головинский // Вестник Северо-Кавказского федерального университета. – 2021. – № 4 (85). – С. 7–16.

39. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Библиографическая запись. – Москва : ИПК Изд-во стандартов, 1999. – 33 с.

40. Григораш О.В. Ветро-солнечные электростанции фермерских хозяйств / О.В. Григораш, Е.А. Денисенко, Д.Н. Грищенко, П.М. Барышев // Техника и оборудование для села. – 2023. – № 3 (309). – С. 36–40.

41. Григораш О.В. Комбинированные энергоэффективные автономные электростанции / О.В. Григораш, А.В. Богдан // Научно-технологическое обеспечение агропромышленного комплекса России: проблемы и решения. – 2020. – С. 88–89.

42. Григораш О.В. Мобильные ветро-солнечные электростанции: состояние, перспективы и особенности проектирования / О.В. Григораш, Е.А. Денисенко,

Д.Н. Грищенко, П.М. Барышев // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия «Энергетика». – 2023. – Т. 23, № 1. – С. 48–55.

43. Григоращ О.В. Об эффективности и целесообразности использования возобновляемых источников электроэнергии в Краснодарском крае / О.В. Григоращ, В.В. Тропин, А.С. Оськина // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского Государственного Аграрного Университета. – 2012. – № 83 (09). – С. 188–199.

44. Григоращ О.В. Энергоэффективные и энергосберегающие автономные системы электроснабжения на ветро-солнечных электростанциях для малых фермерских хозяйств : монография / О.В. Григоращ, Е.А. Денисенко, А.В. Квитко, Д.Н. Грищенко [и др.]. – Краснодар : КубГАУ, 2023. – 180 с.

45. Грищенко Д.Н. Алгоритм автоматизированного мониторинга технического состояния силовых трансформаторов распределительных систем электроснабжения / Д.Н. Грищенко, В.В. Лозовский, Е.Н. Штрекер // ИТ-СТАНДАРТ. – 2022. – № 4 (33). – С. 5–10.

46. Грищенко Д.Н. Алгоритмы построения оптимального остова электрической сети / Д.Н. Грищенко, А.В. Богдан, В.В. Лозовский // Сельский механизатор. – 2023. – № 8. – С. 24–27.

47. Грищенко Д.Н. Использование алгоритмов поиска минимального остова для неориентированного графа при проектировании распределительных сетей электроснабжения / Д.Н. Грищенко, А.В. Богдан, В.В. Лозовский // Кибернетика энергетических систем. – 2022. – С. 95–100.

48. Грищенко Д.Н. Социальная инженерия и надежность энергосистемы / Д.Н. Грищенко, А.В. Богдан, В.В. Лозовский // Приоритетные направления электрификации и автоматизации сельскохозяйственного производства : сб. науч. трудов по материалам Национальной науч.-практ. конференции, 2022. – С. 17–19.

49. Гудкова Е.А. Зарубежный опыт использования возобновляемых источников энергии как основа повышения энергопродуктивности российских регионов / Е.А. Гудкова, Л.Н. Чернышов // Вестник МГСУ. – 2010. – №4 – С.84–91.

50. Гусев Ю.П. Разработка усовершенствованной методики выбора параметров и мест размещения систем накопления электроэнергии в распределительных электрических сетях / Ю.П. Гусев, П.В. Субботин // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2019. – Т. 19, № 2. – С. 48–61.

51. Данченко И.В. Обоснование топологии построения сельских электрических сетей, повышающей надежность электроснабжения : дисс. канд. техн. наук : 05.20.02 / Данченко Игорь Васильевич. – Краснодар, 2014. – 157 с.

52. Даус Ю.В. Определение точной информации об интенсивности солнечной радиации / Ю.В. Даус, Е.А. Денисенко, Д.А. Десятниченко, Д.Н. Грищенко // Известия нижеволжского агроуниверситетского комплекса: наука и высшее профессиональное образование. – 2023. - № 2 (70). – С. 515–523.

53. Джонс М.Т. Программирование искусственного интеллекта в приложениях / М.Т. Джонс // «Эл. изд. – Саратов: Профобразование - Пер. с англ. Осипов А.И.». – 2017. – 310 с.

54. Дружинин Н.Н. Анализ электрических потерь в силовых трансформаторах с длительным сроком эксплуатации / Н.Н. Дружинин, А.А. Сарлыбаев, Е.А. Храмшина, О.И. Карандаева // ЭСиК. – 2019. – № 4 (45). – С. 64–73.

55. Епанешников В.В. Анализ качества электрической энергии в сельской электрической сети / В.В. Епанешников, М.Г. Токарев // Введение в энергетику : сб. мат. 2-ой Всероссийской молод. науч.-практ. конф. – 2016. – С. 91.

56. Ерошенко С.А. Оптимизация местоположения и мощности малой генерации в распределительных сетях / С.А. Ерошенко, А.А. Карпенко, С.Е. Кокин, А.В. Паздерни // Проблемы энергетики. – 2012. – № 1–2. – С. 82–89.

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

58. Зенкевич М.Ю. Диспетчерское управление объектами коммунального хозяйства / М.Ю. Зенкевич, В.Е. Прокофьев, К.В. Янович // Актуальные исследования. – 2020. – № 9–1 (12). – С. 15–19.

59. Исупова А.М. Расчет технико-экономических показателей технических мероприятий по снижению потерь электроэнергии в сельских электрических сетях / А.М. Исупова, Н.Б. Руденко, В.Я. Хорольский // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ, RU 2023662115, 2023.

60. Карасев Д.Д. Минимизация потерь мощности в электрических сетях с высокой степенью неоднородности / Д.Д. Карасев, Р.В. Солопов // Электричество. – 2002. – № 10. – С. 25–30.

61. Климаш С.В. Специализированные модули для исследования энергетических показателей электротехнических устройств в среде Matlab / С.В. Климаш, В.С. Климаш, С.В. Власьевский // ЭСиК. – 2017. – № 3 (36). – С. 11–16.

62. Кнут Д. Искусство программирования. Т.1: Основные алгоритмы / Д. Кнут // Изд. 3-е; пер. с англ. – М.: Издательский дом «Вильямс», 2006. – 720 с.

63. Кнут Д. Искусство программирования. Т.2: Получисленные алгоритмы / Д. Кнут // Изд. 3-е; пер. с англ. – М.: Издательский дом «Вильямс», 2007. – 832 с.

64. Кнут Д. Искусство программирования. Т.3: Сортировка и поиск / Д. Кнут // Изд. 2-е; пер. с англ. – М.: Издательский дом «Вильямс», 2007. – 824 с.

65. Князев В. Энергоэффективная технология передачи электроэнергии на напряжении 0,95 кВ / В. Князев // Электротехнология. Передача и распределение. – 2016. – № 5 (38). – С. 42–45.

66. Ковязин А.А. Проблемы солнечных установок малой мощности генерирующих электроэнергии в общую сеть / А.А. Ковязин, И.М. Бабкин // Научно-технические ведомости Севмашвтуза. – 2018. – № 2. – С. 8–14.

67. Костюченко Л.П. Имитационное моделирование систем сельского электроснабжения в программе МАТАВ / Л.П. Костюченко // Учебное пособие. Красноярский государственный аграрный университет. – 2012. – 215 с.

68. Кравченко Н.Ф. Экономическое обоснование эффективности инвестиционных проектов схем электроснабжения: методические указания / Н.Ф. Кравченко. – Оренбург: ГОУ ОГУ, 2009. – 122 с.

69. Кристофидес Н. Теория графов. Алгоритмический подход / Н. Кристофидес // «М.: Мир». – 1978. – 432 с.

70. Кузнецов А.В. Математическая модель оценки снижения потерь мощности в сетевой организации при компенсации реактивной мощности в сети потребителя / А.В. Кузнецов, И.В. Аргентова // Электротехника. – 2016. – № 10. – С. 68–73.

71. Курченко Н.Ю. Энергоэффективная технология сушки зерна, использующая солнечную энергию / Н.Ю. Курченко, Ю.В. Даус, А.В. Квитко, Д.Н. Грищенко // Известия Нижневолжского агроуниверситетского комплекса: Наука и высшее профессиональное образование. – 2022. – № 4 (68). – С. 486–492.

72. Лансберг А.А. Анализ конфигурации сельских электрических сетей 10 кВ / А.А. Лансберг, А.В. Виноградов // Электротехнологии и электрооборудование в АПК. – 2024. – № 3 (56). – С. 35–43.

73. Литаш Б.С. Программный комплекс РЭТП 6–10 / Б.С. Литаш, Т.Г. Рудаков // Электроэнергия. Передача и распределение – Спецвыпуск. – 2016. – № 3. – С. 42–46.

74. Лозовский В. Использование алгоритма пчелиного роя для решения задачи оптимального соединения потребителей с источником электроэнергии / В. Лозовский, А. Богдан, Д. Грищенко // ИТ-СТАНДАРТ. – 2022. – № 2. – С. 6–9.

75. Малькова Я.Ю. Разработка алгоритма определения оптимального места и мощности объекта генерации в электрической сети / Я.Ю. Малькова, Р.А. Уфа, Е.А. Мыцко // Вестник ПНИПУ. – 2021. – № 39. – С. 34–53.

76. Мензелев А.С. Расчет режима электрической сети методом Ньютона с учетом статических характеристик электрических нагрузок / А.С. Мензелев // Актуальные проблемы энергетики. СНТК-75. Электроэнергетические системы и сети. – 2019. – С. 180–183.

77. Наумов И.В. Использование пакета «Maple» для выбора наиболее оптимальных трасс передачи электрической энергии в системах сельского электроснабжения / И.В. Наумов, Н.И. Бутина // Вестник ИрГТУ. – 2012. – № 4 (63). – С. 173–176.

78. Нгуен Х.Д. Разработка и оптимизация структуры системы электроснабжения городского района : автореферат дисс. канд. техн. наук : 05.09.03 / Нгуен Ха Дык. – Казань, 2020. – 20 с.

79. Никитин А.В. Определение оптимальных радиусов распределительных электрических сетей / А.В. Никитин // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2015. – № 4 (64). – С. 22–27.

80. Никитин А.М. Анализ потерь электроэнергии в сельских распределительных сетях напряжением 6–10/0,4 кВ / А.М. Никитин, В.А. Безик, О.Е. Широбокова // Вестник Брянской ГСХА. – 2023. – № 6 (100). – С. 69–73.

81. Островский С. Нейронные сети для обработки информации / С. Островский // «М.: Финансы и статистика. Пер. с польского И.Д. Рудинского», 2002. – 344 с.

82. Оськин С.В. Моделирование потерь энергии в асинхронном электродвигателе / С.В. Оськин, А.В. Мирошников, З.Х. Нагучев, М.М. Украинцев // Агроинженерия, – 2023. – № 4 – Т. 25. – С. 85–90.

83. Оськин С.В. Экономическое обоснование организационно-технических мероприятий в курсовых и дипломных проектах / С.В. Оськин, В.Я. Хорольский, О.А. Гончарова, А.И. Вандтке. – Краснодар: Изд-во КГАУ, 2008. – 108 с.

84. Панкова А.А. Перспективы развития грозовой энергетики / А.А. Панкова, Т.Н. Романова // Наука молодых – будущее России. – 2022. – Т. 5. – С. 379–381.

85. Панфилов Д.И. Малогабаритные устройства продольной компенсации для воздушных линий электропередачи / Д.И. Панфилов, Ю.Г. Шакарян, М.Г. Асташев, П.А. Рашитов [и др.]. // Электротехника. – 2017. – № 7. – С. 78–82.

86. Поспелов Г.Е. Потери мощности и энергии в электрических сетях / Г.Е. Поспелов, Н.М. Сыч // Под ред. Г.Е. Поспелова – М.: Энергоиздат, 1981. – 216 с.

87. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 N 861 (ред. от 29.11.2023) "Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа

к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2024);

88. Приказ Минэнерго РФ № 326 от 30.12.2008 Библиографическая запись. «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям». – Москва: ИПК Изд-во стандартов. 2009 – 93с;

89. Прата С. Язык программирования C++. Лекции и упражнения / С. Прата // Изд. 6-е: Пер. с англ. – М.: ООО «И.Д. Вильямс», 2012. – 1248 с.

90. Разъединители РЛНД купить в Краснодаре по низкой цене | ЮгКабель : официальный сайт. – URL : <https://yugkabel.ru/products/elektrooborudovanie/ru-bilniki/razediniteli-rlnd/>;

91. Савина Н.В. Реконфигурация схемы электрических сетей как средство снижения потерь электроэнергии / Н.В. Савина, К.И. Сцепуро // Вестник КГЭУ. – 2019. – №2 (42). – С. 91–102.

92. Сазыкин В.Г. Критерии оптимизации места установки реклоузера в распределительной сети 6–10 кВ / В.Г. Сазыкин, А.Г. Кудряков, А.А. Багметов // ЭСиК. – 2018. – № 1 (38). – С. 33–39.

93. Сафронов Р.И. Диагностика технического состояния электрооборудования / Р.И. Сафронов, С.А. Милютин // Электроэнергетика сегодня и завтра : сб. науч. ст. 2-й междунар. науч.-техн. конф. Курск: Курская ГСХА им. И.И. Иванова, 2023. – С. 109–113.

94. Свеженцева О.В. Методы и алгоритмы обоснования рациональной конфигурации систем электроснабжения : дисс. канд. техн. наук : 05.14.02. / Свеженцева Ольга Владимировна. – Иркутск, 2012. – 167 с.

95. Свеженцева О.В. Разработка и тестирование генетического алгоритма размещения источников питания в распределительной электрической сети / О.В. Свеженцева // Вестник ИрГТУ. – 2012. – № 4 (63). – С. 184–193.

96. Сидорова В.Т. Усовершенствование методики определения точки размыкания в сложно замкнутых сетях 110 кВ / В.Т. Сидорова, В.В. Карчин // Электроэнергетика глазами молодежи – 2017. – 2017. – Том. 2. – С. 104–107.

97. Симачкова М.С. Особенности оперативного управления в системах электроэнергетики / М.С. Симачкова, Б.В. Папков // Агротехника и энергообеспечение. – 2022. – № 4 (37). – С. 61–70.

98. Смоленцев Н.И. Разработка распределенной интеллектуальной сети с применением возобновляемых источников энергии / Н.И. Смоленцев // Сборник научных статей III Международного конгресса. – 2020. – Т. 2. – С. 386–391.

99. Солопов Р.В. Критериальная комплексная оптимизация в электроэнергетических системах / Р.В. Солопов // Электротехника. – 2017. – № 2. – С. 41–45.

100. Сулейманов В.Н. Выбор оптимальных эксплуатационных схем электрических сетей / В.Н. Сулейманов, В.П. Мельник // Энергетика и электрификация. – 1983. – № 3. – С. 33–36.

101. Траск Э. Грокаем глубокое обучение / Э. Траск // «СПб.: Питер. Серия «Библиотека программиста». – 2019. – 352 с.

102. Третьяков Е.А. Реконфигурация распределительных электрических сетей / Е.А. Третьяков, Н.Н. Малышева // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2021. – Том. 21 № 1. – С. 38–47.

103. Туркина О. Информационная система расчета вероятностей модели незаконного энергопотребления / О. Туркина, И. Волтов, Д. Иванов, М. Щербаков // Энергетическая политика. – 2021. – № 11. – С. 56–65.

104. Фотин В.П. Оптимизация схем дальних передач / В.П. Фотин, Е.И. Остапенко // Электро. – 2010. – № 1. – С. 19–22.

105. Хлебников В.К. Управление цифровизованной распределительной электрической сетью по критерию минимума потерь передачи электроэнергии /

В.К. Хлебников, Н.И. Цыгулев, К.А. Смагин, Р.А. Галстян [и др.]. // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2021. – Т. 64 № 2. – С. 71–77.

106. Хорольский В.Я. Снижение коммерческих потерь электроэнергии в сельских электросетях / В.Я. Хорольский, А.М. Исупова, И.К. Шарипов // Сельский механизатор. – 2022. – № 12. – С. 4–5.

107. Цыгулев Н.И. Формирование алгоритмов управления магистральными интеллектуальными электрическими сетями / Н.И. Цыгулев, В.К. Хлебников, В.А. Шелест, Р.А. Галстян [и др.]. // Энергосбережение и водоподготовка. – 2021. – № 1 (129). – С. 52–55.

108. Черкасова Н.И. Анализ состояния сельских электрических сетей 10 кВ в свете мониторинга отказов / Н.И. Черкасова // Ползуновский вестник. – 2012. – С. 49–54.

109. Юндин К.М. Методология выбора технических мероприятий по снижению потерь электрической энергии в практике эксплуатации сельских электрических сетей / К.М. Юндин, В.Я. Хорольский, А.М. Исупова, Н.Б. Руденко // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2023. – № 4. – С. 10–17.

110. Юндин М. Анализ сверхнормативных потерь мощности в силовых трансформаторах 10/0,4 кВ, имеющих нагрузку с преобладанием нелинейных потребителей / М. Юндин, Т. Пономаренко, К. Юндин // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2021. – № S1 (20). – С. 6–12.

111. Юндин М.А. О влиянии несимметрии и несинусоидальности токов на потери электроэнергии в силовом трансформаторе / М.А. Юндин, Д.Т. Жариков, Т.З. Пономаренко // Агротехника и энергообеспечение. – 2021. – № 4 (33). – С. 114–118.

112. Юндин М.А. О методах расчета потерь электроэнергии в элементах электрической сети / М.А. Юндин, Д.В. Акимов // Современные научные исследования: проблемы и перспективы. – 2022. – С. 398–401.

113. Dijkstra E.W. A note on two problems in connection with graphs / E.W. Dijkstra // Numerische Mathematik. – 1959. – Vol. 1 Iss. 1. – P. 269–271.

114. ElDesouky Azza A. Implementation of Boolean PSO for service restoration using distribution network reconfiguration simultaneously with distributed energy sources and capacitor banks / A. ElDesouky Azza, M/ Reyad Essam, A. Mahmoud Gamal // International journal of renewable energy research. – 2020. – Vol. 10, № 1. – P. 355–365.

115. Floyd R.W. Algorithms 97: Shortest Path / R.W. Floyd // Communications of the ACM. – 1962. – № 5(6). – P. 345.

116. Grishchenko D. About Different Applications of Branches in the Distribution Network / D. Grishchenko, A. Bogdan, V. Lozovskiy // Proceedings - 2023 International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon 2023). – 2023. – P. 309–313.

117. Grishchenko D. About the Joint Use of Algorithms for Finding the Optimal Skeleton of an Electrical Network / D. Grishchenko, A. Bogdan, V. Lozovskiy // Proceedings - 2023 International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon 2023). – 2023. – P. 244–249.

118. Kennedy J. Particle Swarm optimization / J. Kennedy, R. Eberhart // Proceedings of IEEE International Conference on Neural Networks IV. – 1995. – P. 1942–1948.

119. Kirchhoff G. About the resolution of the equations to which one is guided in the investigation of the linear distribution of galvanic currents / G. Kirchhoff // Annals of Physics. – 1847. – Vol. 148, № 12. – P. 497–508.

120. Kruskal J.B. On the shortest spanning subtree of a graph and the traveling salesman problem / J.B. Kruskal // Proceedings of the American Mathematical Society. – 1956. – Vol. 7 № 1. – P. 48–50.

121. Prim R.C. Shortest connection network and some generalization / R.C. Prim // Bell System Technical Journal. – 1957. – P. 1389–1401.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Документы по внедрению результатов исследования.

Акционерное общество ОПЫТНО - ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ХОЗЯЙСТВО «ЦЕНТРАЛЬНОЕ»

350077, Краснодарский край, г. Краснодар, п. отделения №2 СКЗНИИСиВ, ул. Ботаническая, д. 20
ИНН/КПП 2311003537/231101001, тел. (861) 258-90-11, oph@yandex.ru

УТВЕРЖДАЮ
директор АО ОПХ «Центральное»
Гутов И. В.
11 марта 2024 г.



АКТ О ВНЕДРЕНИИ

результатов диссертационной работы Грищенко Дмитрия Николаевича
на тему: «Алгоритмы изменения топологии сельских электрических сетей
6–10 кВ, снижающей технологические потери электроэнергии»

Комиссия АО ОПХ «Центральное» в составе: председателя комиссии – Гутова И.В., членов комиссии: Тепикяна Л.К., Дзюина В.А., и Виноградовой Л.В. составила акт о том, что результаты диссертационной работы Грищенко Д.Н. «Алгоритмы изменения топологии сельских электрических сетей 6-10 кВ, снижающей технологические потери электроэнергии», представленные в рекомендациях по изменению топологии существующей распределительной сети 6-10 кВ с целью снижения величины технологических потерь в ней.

По схеме полученного варианта топологии распределительной сети величина технологических потерь электроэнергии за год была снижена на 41 тыс. кВт·ч, или на 5,3 % от значения величины технологических потерь в ранее используемой схеме распределительной сети. В денежном выражении это составило 166 тыс.руб за год. Чистая прибыль предприятия увеличилась на 0,89 %.

Главный энергетик АО ОПХ «Центральное»  Тепикян Л.К.

Начальник РЭС АО ОПХ «Центральное»  Дзюин В.А.

Главный агроном АО ОПХ «Центральное»  Виноградова Л.В.

УТВЕРЖДАЮ
 Директор филиала
 АО «Россети Кубань»
 Усть-Лабинские электрические сети
 Е.В. Рудь
 2025г.



АКТ О ВНЕДРЕНИИ
 результатов диссертационной работы
 Грищенко Дмитрия Николаевича
 на соискание учёной степени кандидата технических наук

Комиссия в составе: председателя – директора филиала АО «Россети Кубань» Усть-Лабинские электрические сети Рудя Евгения Викторовича, членов комиссии – исполняющего обязанности заместителя директора по реализации и развитию услуг Оргиец Виктор Сергеевича, заместителя главного инженера по эксплуатации распределительной сети Третьякова Юрия Ильича, настоящим актом подтверждает, что результаты диссертационной работы Грищенко Д.Н. внедрены в производственную деятельность филиала АО «Россети Кубань» Усть-Лабинские электрические сети в виде рекомендаций по изменению топологии существующей распределительной сети 6–10 кВ сельскохозяйственного района, а также разработанные алгоритмы переданы предприятию для изменения главной схемы с целью снижения величины технологических потерь в ней.

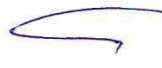
Экспериментальные исследования проводились в распределительной сети питающих центров ПС «Геймановская» и ПС «Алексеевская». На основании полученных результатов исследований алгоритмы показали эффективность в достижении конечного результата.

По схеме полученного варианта топологии распределительной сети питающих фидеров ГЦ-1, ГЦ-5, ГЦ-11, АТ-1, АТ-3 и АТ-5 величина технологических потерь электроэнергии за год в сети 10 кВ этих фидеров была снижена на 35 тыс. кВт·ч или на 4,9 % от значения величины технологических потерь в ранее используемой главной схеме сети фидеров. В денежном выражении это составило 203 тыс. руб. за год.

Минимальное напряжение у потребителей 220 В было повышено на 3–5 В, то есть на 1,4–2,3 %.

Председатель комиссии:

Директор филиала АО «Россети Кубань»
 Усть-Лабинские электрические сети

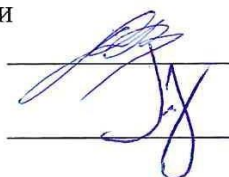


Е.В. Рудь

Члены комиссии:

И. о. заместителя директора по реализации
 и развитию услуг

Заместитель главного инженера по
 эксплуатации распределительной сети



В.С. Оргиец

Ю.И. Третьяков

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Параметры элементов распределительной сети Прикубанского округа.

Таблица Б.1 - Параметры элементов распределительной сети Прикубанского округа

Ветвь	Сопротивление, Ом	Дисп. наим.	Мощность, кВА
1-2	$0,138 + j0,108$	ТП-2	$38,400 + j11,200$
2-3	$1,453 + j1,137$	ТП-3	$241,920 + j70,560$
3-4	$0,230 + j0,180$	ТП-4	$4,100 + j2,850$
5-7	$0,240 + j0,122$	ТП-8	$9,750 + j7,750$
7-8	$0,136 + j0,069$	ТП-9	$3,900 + j3,100$
7-11	$0,499 + j0,252$	ТП-10	$94,000 + j34,000$
8-9	$0,146 + j0,074$	ТП-11	$29,904 + j15,120$
9-10	$0,026 + j0,013$	ТП-12	$42,052 + j21,262$
11-12	$0,150 + j0,076$	ТП-13	$294,000 + j57,000$
12-13	$0,059 + j0,030$	ТП-14	$27,072 + j9,792$
13-14	$0,100 + j0,051$	ТП-15	$368,550 + j292,950$
14-15	$0,678 + j0,465$	ТП-17	$112,800 + j40,800$
4-15	$1,725 + j0,838$	ТП-18	$19,936 + j10,080$
6-16	$0,042 + j0,029$	ТП-19	$191,646 + j152,334$
16-17	$0,083 + j0,057$	ТП-20	$11,750 + j4,250$
10-17	$0,206 + j0,141$	ТП-21	$75,200 + j27,200$
16-18	$0,177 + j0,117$	ТП-22	$176,250 + j63,750$
18-19	$0,411 + j0,282$	ТП-23	$368,550 + j292,950$
19-20	$0,385 + j0,264$	ТП-24	$16,688 + j8,438$
20-21	$0,162 + j0,110$	ТП-25	$7,520 + j2,720$
21-22	$0,214 + j0,138$	ТП-26	$294,000 + j57,000$
22-23	$0,090 + j0,047$	ТП-27	$43,218 + j8,379$
5-24	$0,148 + j0,170$	ТП-28	$16,688 + j8,438$
24-25	$0,502 + j0,576$	ТП-29	$282,000 + j102,000$
25-26	$0,271 + j0,311$	ТП-30	$12,250 + j2,375$
26-27	$0,216 + j0,244$	ТП-31	$419,832 + j81,396$
27-28	$0,063 + j0,072$	ТП-32	$137,200 + j26,600$
28-29	$0,171 + j0,196$	ТП-33	$49,392 + j9,576$
29-30	$0,110 + j0,068$	ТП-34	$282,000 + j102,000$

Продолжение таблицы Б.1

30-31	$0,078 + j0,048$	ТП-35	$282,000 + j102,000$
31-32	$0,156 + j0,179$	ТП-36	$78,960 + j28,560$
32-33	$0,576 + j0,393$	ТП-37	$120,320 + j43,520$
33-34	$0,174 + j0,116$	ТП-38	$152,880 + j29,640$
34-35	$0,001 + j0,001$	ТП-39	$82,320 + j15,960$
5-36	$0,048 + j0,047$	ТП-41	$42,112 + j15,232$
36-37	$0,001 + j0,001$	ТП-42	$73,710 + j58,590$
37-38	$0,223 + j0,175$	ТП-43	$30,870 + j5,985$
38-39	$0,005 + j0,004$	ТП-44	$117,600 + j22,800$
39-40	$0,084 + j0,066$	ТП-45	$17,472 + j13,888$
40-41	$0,079 + j0,050$	ТП-48	$147,176 + j28,728$
40-42	$0,835 + j0,654$	ТП-49	$152,720 + j101,200$
42-43	$0,308 + j0,304$	ТП-50	$27,090 + j16,065$
43-44	$0,010 + j0,008$	ТП-51	$96,957 + j69,426$
44-45	$0,275 + j0,272$	ТП-52	$58,212 + j37,422$
45-46	$0,058 + j0,104$	ТП-53	$86,436 + j16,756$
46-47	$0,010 + j0,018$	ТП-54	$158,760 + j102,060$
47-48	$0,105 + j0,190$	ТП-55	$181,440 + j52,920$
47-49	$0,052 + j0,094$	ТП-56	$429,975 + j193,725$
49-50	$0,067 + j0,039$	ТП-58	$24,885 + j19,215$
50-51	$0,108 + j0,063$	ТП-59	$180,625 + j110,500$
51-52	$0,155 + j0,100$	ТП-60	$301,392 + j127,764$
52-53	$0,122 + j0,071$	ТП-61	$125,685 + j41,013$
53-54	$0,050 + j0,029$	ТП-62	$7,110 + j5,490$
54-55	$0,044 + j0,026$	ТП-63	$135,450 + j80,325$
55-56	$0,034 + j0,023$	ТП-64	$114,000 + j37,200$
56-57	$0,166 + j0,114$	ТП-65	$10,375 + j6,875$
57-58	$0,058 + j0,104$	ТП-66	$34,320 + j27,280$
58-59	$0,224 + j0,258$	ТП-67	$15,600 + j12,400$
46-60	$0,112 + j0,197$	ТП-69	$119,850 + j43,350$
60-61	$0,009 + j0,004$	ТП-70	$42,112 + j15,232$
61-62	$0,228 + j0,403$	ТП-71	$368,550 + j292,950$
62-63	$0,021 + j0,015$	ТП-74	$183,750 + j35,625$
63-64	$0,051 + j0,069$	ТП-75	$89,300 + j32,300$
57-64	$0,036 + j0,065$	ТП-76	$110,250 + j21,375$

Продолжение таблицы Б.1

5-65	$0,096 + j0,066$	ТП-77	$183,750 + j35,625$
65-66	$0,140 + j0,094$	ТП-78	$2,804 + j1,418$
66-67	$0,001 + j0,001$	ТП-80	$395,136 + j76,608$
67-68	$0,058 + j0,039$	ТП-81	$191,394 + j37,107$
68-69	$0,021 + j0,015$	ТП-82	$253,134 + j49,077$
68-70	$0,100 + j0,068$	ТП-83	$220,800 + j93,600$
69-71	$0,117 + j0,081$	ТП-84	$438,354 + j84,987$
71-72	$0,042 + j0,029$	ТП-86	$115,200 + j33,600$
21-72	$0,042 + j0,029$	ТП-87	$159,375 + j97,500$
72-73	$0,448 + j0,307$	ТП-89	$446,292 + j189,189$
73-74	$0,203 + j0,103$	ТП-90	$537,516 + j415,044$
74-75	$0,148 + j0,075$	ТП-91	$257,040 + j157,248$
75-76	$0,606 + j0,294$	ТП-92	$29,240 + j17,340$
76-77	$0,205 + j0,043$	ТП-93	$148,125 + j114,375$
73-78	$0,251 + j0,230$	ТП-94	$264,000 + j141,000$
78-79	$0,208 + j0,185$	ТП-95	$399,168 + j116,424$
79-80	$0,155 + j0,105$	ТП-97	$103,194 + j46,494$
80-81	$0,384 + j0,262$	ТП-98	$174,375 + j67,500$
81-82	$0,139 + j0,095$	ТП-99	$387,450 + j269,325$
82-83	$0,119 + j0,069$	ТП-100	$444,150 + j160,650$
79-84	$0,220 + j0,135$	ТП-101	$541,800 + j321,300$
84-85	$0,175 + j0,105$	ТП-102	$45,360 + j13,230$
48-85	$0,057 + j0,040$	ТП-103	$108,000 + j51,600$
85-86	$0,349 + j0,239$	ТП-104	$396,900 + j255,150$
86-87	$0,071 + j0,049$	ТП-105	$134,568 + j68,040$
87-88	$0,034 + j0,023$	ТП-106	$108,800 + j81,600$
83-88	$0,036 + j0,020$	ТП-107	$104,400 + j58,800$
88-89	$0,016 + j0,011$	ТП-108	$110,400 + j46,800$
89-90	$0,190 + j0,130$	ТП-109	$378,000 + j283,500$
88-91	$0,060 + j0,039$	ТП-110	$66,000 + j35,250$
91-92	$0,027 + j0,016$	ТП-111	$276,000 + j117,000$
92-93	$0,089 + j0,056$	ТП-112	$10,875 + j6,125$
93-94	$0,018 + j0,012$	ТП-113	$147,200 + j62,400$
94-95	$0,084 + j0,056$	ТП-114	$176,640 + j51,520$
96-97	$0,445 + j0,373$	ТП-115	$35,834 + j27,669$

Продолжение таблицы Б.1

97-98	$0,575 + j0,427$	ТП-116	$16,875 + j8,062$
97-117	$0,126 + j0,087$	ТП-117	$46,305 + j8,977$
98-99	$0,412 + j0,208$	ТП-118	$392,000 + j76,000$
99-100	$0,033 + j0,017$	ТП-119	$675,000 + j322,500$
98-101	$0,248 + j0,170$	ТП-120	$98,400 + j68,400$
101-102	$0,214 + j0,138$	ТП-121	$240,000 + j70,000$
101-104	$0,213 + j0,146$	ТП-122	$98,400 + j68,400$
102-103	$0,119 + j0,077$	ТП-123	$103,200 + j61,200$
104-105	$0,527 + j0,315$	ТП-124	$23,936 + j12,784$
105-106	$0,237 + j0,065$	ТП-125	$12,288 + j3,584$
106-107	$0,092 + j0,025$	ТП-126	$163,125 + j91,875$
107-108	$0,007 + j0,005$	ТП-127	$148,200 + j48,360$
108-109	$0,007 + j0,005$	ТП-129	$12,250 + j2,375$
109-110	$0,106 + j0,073$		
110-111	$0,029 + j0,018$		
111-112	$0,063 + j0,039$		
112-113	$0,091 + j0,056$		
113-114	$0,106 + j0,073$		
114-115	$0,379 + j0,245$		
114-116	$0,356 + j0,230$		
117-118	$0,124 + j0,077$		
118-119	$0,123 + j0,084$		
119-120	$0,017 + j0,012$		
120-121	$0,087 + j0,060$		
121-122	$0,149 + j0,102$		
122-123	$0,115 + j0,079$		
123-124	$0,191 + j0,013$		
124-125	$0,402 + j0,276$		
125-126	$0,882 + j0,605$		
126-127	$0,166 + j0,114$		
127-128	$0,053 + j0,037$		
29-128	$0,057 + j0,040$		
128-129	$0,098 + j0,061$		