

Министерство транспорта Российской Федерации
Федеральное агентство железнодорожного транспорта
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Дальневосточный государственный университет путей сообщения»
(ДВГУПС)

На правах рукописи



ПУХОВА Анастасия Игоревна

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЛЭП НА ОСНОВЕ
КОМПЛЕКСНОЙ МОДЕЛИ НАГРУЗОЧНОЙ СПОСОБНОСТИ
ПРОВОДА**

Специальность 2.4.2 – Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук, доцент
Игнатенко Иван Владимирович

Хабаровск – 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ В УСЛОВИЯХ ИЗМЕНЕНИЯ ВНЕШНИХ ФАКТОРОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СЕТИ НА ТЕПЛОВЫЕ ПРОЦЕССЫ В ПРОВОДАХ ЛЭП	10
1.1 Анализ прогнозного потребления электроэнергии в России и ДФО в среднесрочной перспективе	10
1.2 Анализ прямых методов измерения температуры провода, существующие измерительные устройства ЛЭП.....	18
1.3 Косвенные методы определения температуры проводов ЛЭП при помощи решения уравнений, описывающих тепловые процессы в проводнике	25
Выводы по разделу 1	30
2 МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РАСЧЁТА ТЕМПЕРАТУРЫ ДЛЯ ПРОВОДОВ С ОПРЕДЕЛЕНИЕМ КРИТИЧЕСКИХ ТОКОВЫХ НАГРУЗОК ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ РАЗНОЙ ДЛИТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ КЛИМАТИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ.....	31
2.1 Уравнение теплового потока нагрева	31
2.2 Уравнения нагрева провода	33
2.3. Уравнения охлаждения провода.....	37
Выводы по разделу 2.....	46
3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ УРАВНЕНИЯ ТЕПЛООВОГО БАЛАНСА С ПОМОЩЬЮ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО НАГРЕВА ПРОВОДА.....	47
3.1. Описание испытательного стенда нагрева проводов ЛЭП	47
3.2 Описание проведения экспериментов.....	66
3.3 Определение и верификация коэффициентов уравнения охлаждения провода	67

Выводы по разделу 3.....	72
4. РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА РАСЧЁТА ДОПУСТИМЫХ ТОКОВЫХ НАГРУЗОК ПРОВОДОВ ЛЭП.....	73
4.1. Описание методики нахождения допустимого тока с учётом сохранения механической прочности и допустимого габарита.....	73
4.2 Автоматизация алгоритма расчёта допустимых токовых нагрузок в программе 1С.....	82
4.3 Расчёт экономической эффективности применения программы расчёта допустимых токовых нагрузок	86
Выводы по разделу 4.....	97
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	98
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	100
ПРИЛОЖЕНИЕ А	115
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	119
ПРИЛОЖЕНИЕ В	149

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность избранной темы

Задачи и приоритеты развития энергетики определяются в Энергетической стратегии, утверждаемой Правительством страны. В 2020 г. была принята очередная Энергетическая стратегия России на период до 2035 года. В документе указано, что повышение энергетической эффективности является одним из основных приоритетов развития энергетики [120]. Для электросетевых систем ключевым показателем эффективности работы служит пропускная способность электрических сетей. Пропускная способность – это максимальное значение мощности, которую можно передать, не превышая режимно-технических ограничений.

В приказах Министерства энергетики Российской Федерации № 340 от 23.07.2012 и № 102 от 13.02.2019 [62, 63] определено, что собственники оборудования должны предоставлять в диспетчерские центры Системного оператора информацию об аварийно-допустимых токовых нагрузках (АДТН) для основного оборудования, в том числе для воздушных (ВЛ) и кабельных линий длительностью до 10 с, 1 и 20 мин. Методики Минэнерго России для расчета всех необходимых значений тока в зависимости от времени на данный момент отсутствуют, а существующие определяют только длительные токи (до 20 мин), что не позволяет получить значения допустимой перегрузки проводов для меньших интервалов времени. Для решения данной проблемы необходимо сформировать математическую модель, которая позволит определять допустимые токи в заданных эксплуатационных условиях, т.е. при текущих значениях температуры воздуха и режиме работы электрической сети, оперативно и точно.

Степень разработанности темы исследования

В первой половине XX века были заложены основы современной теории и практики расчёта температурных режимов линий электропередач и действующих правил по определению максимальных токовых нагрузок проводов ЛЭП. С

развитием техники заложенные идеи расчётов расширялись и модернизировались. Вклад в развитие теории расчёта температуры проводов внесли следующие отечественные и зарубежные авторы: Ахмедова О.О., Бигун А.Я., Воротницкий В.Э., Вырва, А.А., Герасименко А.А., Гиршин С.С., Григорьев В.Л., Железко Ю.С., Жарков Ю.И., Зарудский Г.К., Засыпкин, А.С., Левченко И.И., Махлин Б.Ю., Никифоров Е.П., Петрова Т.Е., Сацук Е.И., Соловьёв С.В., Сыромятников С.Ю., Тимашова Л.В., Фигурнов Е.П., Шкапцов В.А., Cardenas J., Du Y., Goran A., Krontiris T., Lovrencic V., Qemali, M., Teh J., Wasserrab A., Zima M. и многие другие. Современные методы позволяют более точно определить температуру проводов ВЛЭП, их активное сопротивление и стрелу провеса, а также учесть различные природные факторы, которые ранее не учитывались в виду отсутствия вычислительных мощностей и достаточных исходных данных.

Температура провода определяется значением тока, протекающего в нём, а также условиями окружающей среды. Существуют методы расчёта температуры провода, которые учитывают указанные факторы, но они сложны, требуют больших вычислительных ресурсов и исчерпывающих данных о погодных условиях. Поэтому на практике эти методы не применяются в инженерных расчётах допустимых токовых нагрузок.

Исходя из вышеизложенного, следует подчеркнуть актуальность разработки методики определения допустимых токовых нагрузок, которая учитывает различные условия эксплуатации, при этом будет удобной для применения.

Цель исследования – повышение эффективности работы ЛЭП за счёт создания комплексной модели нагрузочной способности провода с учётом времени действия токовых нагрузок, климатических условий по критериям сохранения механической прочности и допустимого габарита.

Задачи исследования

1. Провести анализ влияния изменения условий эксплуатации и развития электроэнергетики на тепловые процессы в проводах ЛЭП.

2. Составить комплексную математическую модель тепловых процессов в проводе, которая будет определять критические токовые нагрузки воздушных ЛЭП разной длительности с учетом климатических факторов.

3. Разработать испытательный стенд тепловых процессов в проводе с автоматизированным контролем температуры окружающего воздуха, температуры провода и задаваемого тока.

4. Провести экспериментальные исследования динамики тепловых процессов в различных режимах эксплуатации проводов ЛЭП разных марок с целью проверки адекватности полученной математической модели.

5. Разработать программный продукт для автоматизации расчетов, который позволит рассчитывать режимы работы сети при различных условиях эксплуатации.

Объект исследования – провода воздушных линий электропередачи электроэнергетических систем.

Предмет исследования – математическая модель тепловых процессов в проводах ЛЭП в различных нестационарных режимах работы сети с учётом климатических условий окружающей среды.

Научная новизна

1. Разработан комплексный аналитический метод решения дифференциального уравнения теплового баланса нестационарного теплового режима для изолированных проводов, который позволяет одновременно оценить механическую прочность провода и изменение стрелы провеса в габарите ЛЭП.

2. Разработана комплексная модель расчёта температуры проводов с определением критических токовых нагрузок воздушных линий электропередачи разной длительности с учетом климатических факторов, позволяющая повысить пропускную способность линий электропередачи.

3. Разработан алгоритм расчёта допустимой токовой нагрузки с учётом механической прочности провода и допустимого габарита, позволяющий оценить величину критической токовой нагрузки и повысить эффективность работы ЛЭП.

Теоретическая и практическая значимость

1. Создан испытательный стенд для изучения тепловых процессов в проводе с автоматизированным контролем температуры окружающего воздуха, температуры провода и задаваемого тока, с обработкой, синхронизацией и цифровизацией аналоговых сигналов с датчиков, позволяющий повысить точность результатов экспериментов, влияющих на достоверность параметров математической модели.

2. Разработан программный продукт для автоматизации расчетов, позволяющий оценить различные режимы работы электрической сети при различных условиях эксплуатации.

3. Создана база данных критических токовых значений проводов воздушных линий электропередачи, позволяющая владельцам электрических сетей передавать значения длительно допустимых и аварийно-допустимых нагрузок для эксплуатируемых объектов.

Методология и методы исследования

При выполнении работы использовались: теория теплопередачи, элементы теории электрических цепей, численные методы решения дифференциальных уравнений. Моделирование тепловых процессов в проводе проводилось на экспериментальном стенде. Математическое моделирование проводилось в программных комплексах Mathcad.

Основные положения, выносимые на защиту

1. Разработанная математическая модель расчёта температуры проводов с определением критических токовых нагрузок воздушных линий электропередачи разной длительности с учетом климатических факторов.

2. Созданный испытательный стенд для изучения тепловых процессов в проводе с автоматизированным контролем температуры окружающего воздуха,

температуры провода и задаваемого тока.

3. Разработанный алгоритм расчёта допустимой токовой нагрузки с учётом механической прочности провода и допустимого габарита.

Достоверность научных исследований и результатов диссертационной работы обоснована практически. Адекватность полученных результатов подтверждается корректным применением апробированных вычислительных методов, сбором и обработкой экспериментальных данных, использованием сертифицированного измерительного оборудования. Расхождение результатов, полученных на экспериментальном стенде и математической модели, не превышают 5%.

Личный вклад соискателя. Соискателю принадлежит разработка математических моделей, анализ результатов, программная реализация алгоритмов, проверка достоверности исследований. Научные и практические результаты, выносимые на защиту, разработаны и получены автором.

Реализация результатов работы. Работа проводилась в рамках НИР «Разработка методики для определения аварийно-допустимых токов для ВЛ 110 кВ» 2021 г. Полученный программный продукт по расчёту допустимых токовых нагрузок применяют в АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» входящую в группу ПАО «РусГидро». Также данные исследования применялись в НИР по государственному заданию «Создание адаптивной модели и способа контроля текущей и перспективной нагрузочной способности проводов и тросов систем тягового электроснабжения» 2023 г. Результаты проведённых исследований применяются в научно-исследовательской работе и учебном процессе Дальневосточного государственного университета путей сообщения (ДВГУПС).

Апробация работы. III Международный научно-образовательный форум "Хэйлуунцзян-Приамурье", Биробиджан, 2019. Конкурс студенческих научных работ в области инноваций и технического творчества научно-исследовательской программы XXV Юбилейного Хабаровского краевого открытого фестиваля

«Студенческая весна – 2019» Хабаровск, 2019. Молодёжный конкурс инновационных проектов, Хабаровск, 2019 г. Всероссийская научно-практическая конференция творческой молодёжи с международным участием «Научно-техническое и социально-экономическое развитие транспорта и промышленности стран АТР» Хабаровск, 2022 ; XXV Краевой конкурс молодых ученых и аспирантов, Хабаровск, 2023 ; «Производственные технологии будущего: от создания к внедрению», КНАГУ, г. Комсомольск-на-Амуре.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 15 печатных работ, из них 6 статей в изданиях, рекомендованных ВАК Российской Федерации.

Соответствие паспорту специальности

Содержание диссертации соответствует следующим областям исследования паспорта специальности 2.4.2. Электротехнические комплексы и системы: п. 1. Развитие общей теории электротехнических комплексов и систем, анализ системных свойств и связей, физическое, математическое, имитационное и компьютерное моделирование компонентов электротехнических комплексов и систем, включая электромеханические, электромагнитные преобразователи энергии и электрические аппараты, системы электропривода, электроснабжения и электрооборудования; п. 2. Разработка научных основ проектирования, создания и эксплуатации электротехнических комплексов, систем и их компонентов; п. 3. Разработка, структурный и параметрический синтез, оптимизация электротехнических комплексов, систем и их компонентов, разработка алгоритмов эффективного управления; п. 4. Исследование работоспособности и качества функционирования электротехнических комплексов, систем и их компонентов в различных режимах, при разнообразных внешних воздействиях, диагностика электротехнических комплексов.

Структура и объем диссертации. Работа включает введение, четыре главы, заключение, список литературы из 121 наименования, три приложения. Текст диссертационной работы изложен на 169 страницах печатного текста, включает 13 таблиц, 30 рисунков.

1 АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ В УСЛОВИЯХ ИЗМЕНЕНИЯ ВНЕШНИХ ФАКТОРОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СЕТИ НА ТЕПЛОВЫЕ ПРОЦЕССЫ В ПРОВОДАХ ЛЭП

1.1 Анализ прогнозного потребления электроэнергии в России и ДФО в среднесрочной перспективе

В настоящее время наблюдается тенденция к увеличению потребления электроэнергии, как в мировом масштабе, так и в пределах России. Так, в 2023 г. в 19 регионах территориальных зон энергетических систем установлены исторические максимумы потребления мощности. А общий прирост за 10 лет составил 11%. Экономика страны растёт, растёт и развивается инфраструктура, что приводит к росту потребления энергии. Прирост потребления бытового сектора за 2023 г. составил 2,6 %. Развивается промышленность: металлургия, химическая промышленность, нефтепереработка, крупные ЦОД (центр обработки данных) и машиностроение увеличили электропотребление относительно прошлого года (от 2 до 61,5 %). Далее в таблице 1.1 приведены данные СиПР ЕЭС России 2024–2029 гг. (Схема и программа развития Единой энергетической системы на 2024–2029 годы).

В ОЭС Востока (Объединенная энергетическая система Востока) также ожидается прирост потребления электроэнергии (рисунок 1.1). Связано это с экономическим ростом региона. Развивается портовая инфраструктура, горно- и золотодобывающая промышленность, трубопроводный и железнодорожный транспорт. В частности, в Хабаровском крае потребление электроэнергии вскоре увеличится благодаря строительству горно-обоганительного комплекса «Малмыж», электрификации БАМа (Байкало-Амурская магистраль), а также развитию металлургического завода ООО «Амурсталь» и предприятий Амурского золоторудного хаба.

Таблица 1.1 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности в ЕЭС России

Временные отрезки, год		Потребление электрической энергии, млрд кВт·ч	Максимум потребления мощности, ГВт	Установленная мощность электростанций, ГВт
Факт	2021	1 090,4	161,4	246,5
	2022	1 106,3	158,8	247,6
	2023	1 118,7	164,7	249,2
Прогноз	2024	1 149,0	169,2	249,3
	2025	1 179,1	172,8	252,9
	2026	1 209,4	176,4	255,8
	2027	1 235,2	179,2	257,1
	2028	1 255,6	181,2	260,5
	2029	1 274,4	183,3	261,2

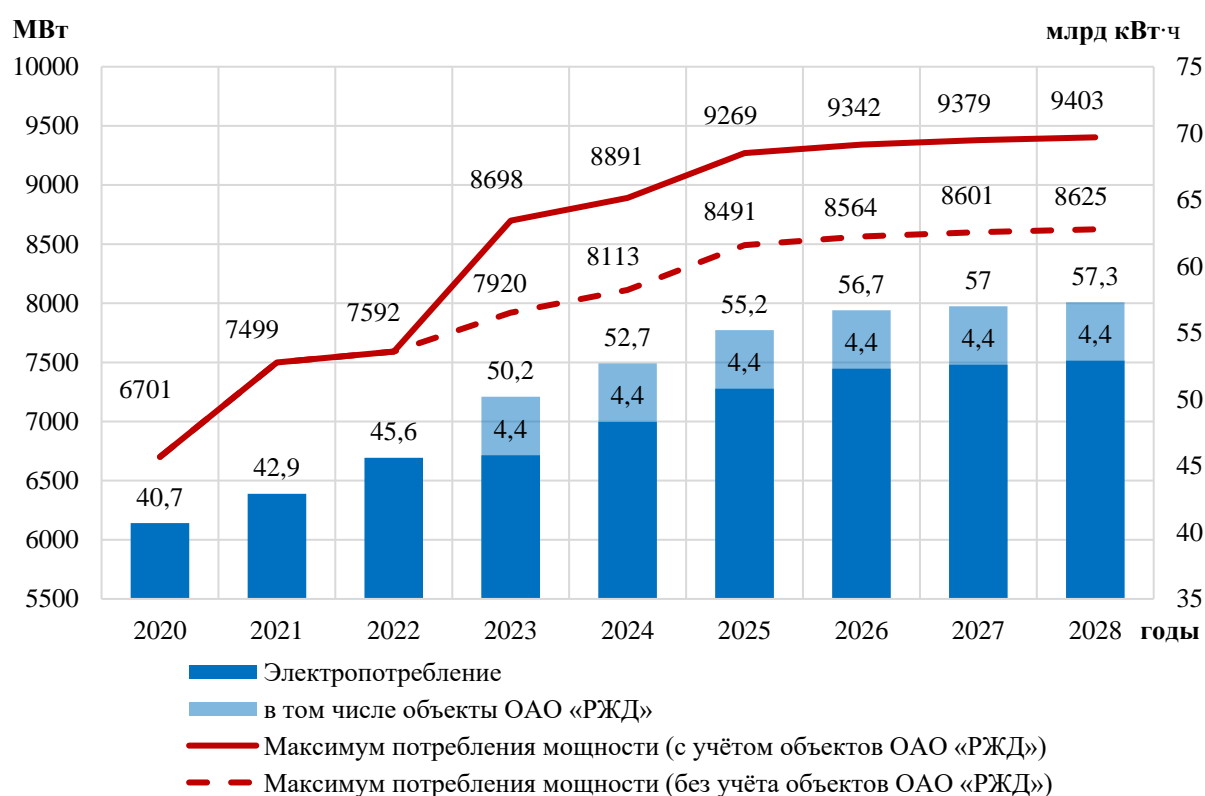


Рисунок 1.1 – Прогнозные значения потребления электрической энергии и собственного максимума потребления мощности ОЭС Востока

В ближайшей перспективе прогнозы потребления электроэнергии, согласно СиПР ЕЭС России [64, 65], совпадают с реальным потреблением, тогда как в

долгосрочной перспективе сходимость хуже. С каждым годом прогноз потребления растёт всё быстрее, в процентном соотношении (рисунок 1.2).

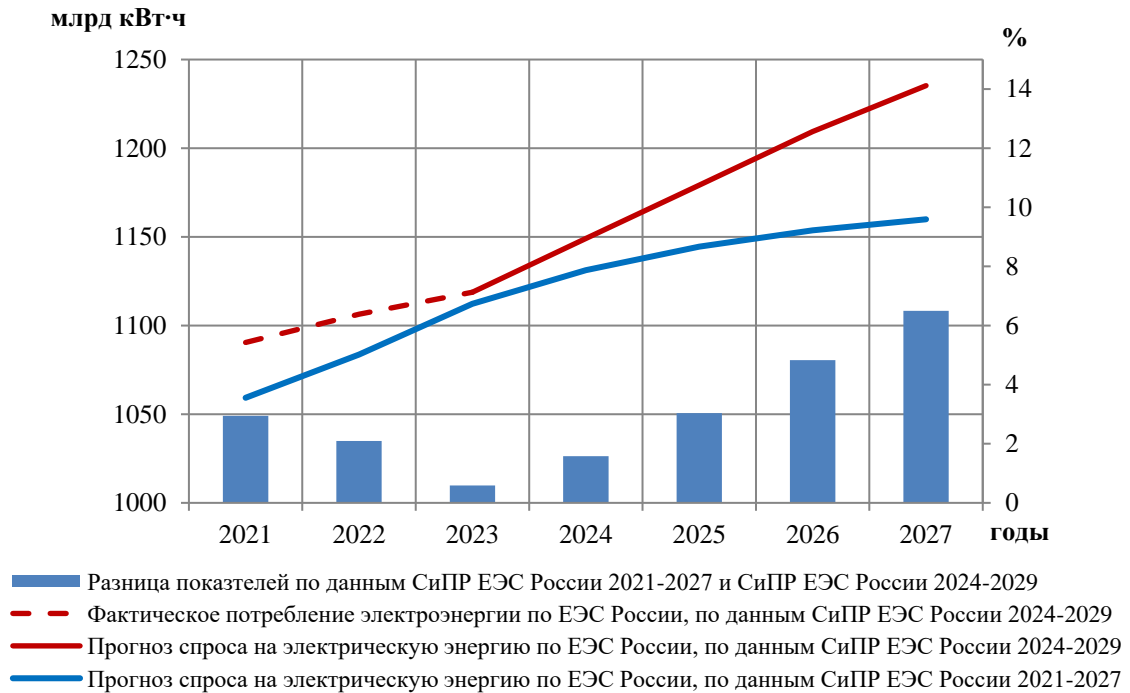


Рисунок 1.2 – Сравнение прогнозных данных из СиПР ЕЭС России 2024–2029 гг. и СиПР ЕЭС России 2021–2027 гг.

Всё это ведёт к необходимости строительства новой генерации и сетей. Однако строительство генерации и сетей сопряжено с рядом трудностей. Первое и главное – цена строительства и его рентабельность. Строительство линии 110 кВ длиной всего 50 км обойдётся в несколько сотен миллионов рублей, тогда как генерация в зависимости от мощности может стоить миллиарды рублей. Долгие сроки строительства. Просчёт рентабельности, геологоразведка, проектирование, устранение замечаний по проектированию, различные согласования, закупка и доставка материалов, строительство, которое, как правило, усложняется удалённостью и погодными условиями, всё это приводит к тому, что строительства ведутся несколько лет, а в редких случаях и десятилетия. А также прочие трудности, такие как кадастровые проблемы, в густонаселённых территориях сложно выделить землю под строительство, отсутствие достаточного количества специализированных кадров, как на этапе проектирования, так и во

время стройки, непредвиденные сложности, такие как эпидемии или проблемы с поставками.

Однако и с планированным строительством есть проблемы. Согласно СиПР, фактически введенные в 2023 г. в эксплуатацию мощности, составили лишь 30 % от запланированных. Строительство сетей 110 кВ и выше отстает от плана. Из 3412,1 км сетей введено в эксплуатацию только 903,7 км (26,5%) или 4522,6 МВА из 8524,2 МВА (53%). Указанные выше отставания приводят к отсутствию запасов мощности или даже вынужденному режиму работы сети, когда надежность работы системы снижается, для того чтобы не делать перерывов в электроснабжении.

Другим важным фактором, на который следует обратить внимание, является то, что сети и генерация в большинстве своём имеют длительный срок эксплуатации [85]. Так, по состоянию на 2017 г. более половины генерации (55%) имеет срок службы более 35 лет, при этом 9 % от общего числа занимает генерация, эксплуатируемая 55 лет и больше. Данная проблема решается плановыми предупредительными работами и модернизацией электрооборудования.

Однако большой проблемой является старение сетевой инфраструктуры, обладающей малым запасом прочности и ресурсами для последующей модернизации. Так возраст воздушных линий электропередачи напряжением 220–500 кВ на 2017 г. составил: 20 % – свыше 40 лет и 67 % – более 25 лет. В Хабаровском крае ситуация ещё тяжелее: линий старше 40 лет: 220 кВ – 45,5 %, 110 кВ – 55,3 %. В условиях дефицита пропускной способности вывод линий в ремонт – весьма сложная задача, неправильное решение которой может привести к авариям.

Пример такой ситуации может служить событие 1 августа 2017 г. – на Дальнем Востоке произошла крупная авария в энергосистеме [90]. В условиях ремонтной смены (выведены в ремонт две линии 500 кВ и девять линий 220 кВ) Энергосистема Востока разделилась на две изолированные части. В дефицитной

восточной части в течении 39 мин действиями противоаварийной автоматики и персонала удалось перейти к сбалансированному послеаварийному режиму. В западной части системы возникло колебание частоты. Действиями противоаварийной автоматики начала отключаться генерация. Бурейская ГЭС, Райчихинская и Нерюнгринская ГРЭС, Благовещенская ТЭЦ снизили нагрузку до нуля. Зейская ГЭС снизила наполовину. Работа по восстановлению электроснабжения длилась 4 часа, для этого, в том числе, вернули из ремонта линию 500 кВ. В результате аварии потребители на Дальнем Востоке недополучили 1,2 МВт электроэнергии, в частности Амурская область, Приморский край, Хабаровский край и ЕАО. Китай недополучил 477 МВт. Было задержано движение 13 пассажирских, а также 90 грузовых составов. Первопричиной аварии стало короткое замыкание между линиями 220 кВ и проходящей под ней линией 10 кВ. Это произошло из-за несоответствия габарита между проводами. Из-за большой нагрузки провода линии 220 кВ нагрелись, металл расширился, провод провис, что привело к уменьшению габарита до критического значения, при котором произошло короткое замыкание.

Вследствие этой и подобных аварий, а также ввиду необходимости увеличения пропускной способности и надёжности работы оборудования Минэнерго России издало Приказ от 13 февраля 2019 г. № 102 «Об утверждении правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике». В этом регламенте: какую и в каком объёме информацию об оборудовании должны передавать в диспетчерские центры субъекты электроэнергетики. Как говорилось ранее, сетевая инфраструктура на данный момент является наиболее уязвимой для аварий, поэтому в диссертационной работе будут рассмотрены вопросы токовых нагрузок ЛЭП поэтому используем приложение 2, таблица 8. В ней указано, что необходимы данные допустимой токовой нагрузки для определённой линии для диапазона температур с шагом 5 °С и для разных временных промежутков действия тока. Рассмотрим, какие методики расчёта допустимого тока с учётом

температуры окружающего воздуха и времени действия существуют на данный момент.

В настоящее время допустимые токовые нагрузки стандартных проводов ВЛЭП определяются правилами устройства электроустановок (ПУЭ 7) [68]. В этом документе приведены длительно допустимые токи для неизолированных проводов, а также поправочные коэффициенты, учитывающие температуру окружающей среды. Токи рассчитаны исходя из недопустимости длительного нагрева проводов воздушных линий свыше 70 °С.

Однако ПУЭ имеет ряд недостатков [80]. Максимальные токовые нагрузки на провода определяются в диапазоне температур от -5 до +50 °С, однако известно, что пиковые нагрузки в энергетической системе возникают в холодное время года, когда температура во многих регионах России значительно ниже нуля. В такие периоды допустимо увеличение допустимых токовых нагрузок при условии учёта дополнительного охлаждения провода [51].

Так же в ПУЭ 7 отсутствуют некоторые типоразмеры проводов, указанных в ГОСТ 839-80. Отсутствуют сталеалюминевые провода с низким соотношением алюминий/сталь (АС 70/72, АС 185/128 и др.). Не указаны провода с сечением алюминиевой части более 700 мм² (АС 750/93, АС 800/105 и др.). А также ещё некоторое количество типоразмеров отсутствует (АС205/27, АС500/26 и др.).

Ещё один фактор, который не учитывает ПУЭ, это влияние допустимого габарита на пропускную способность. Допустимый габарит воздушной линии – это наименьшее расстояние от провода до земли или препятствия, при котором гарантирована безаварийная работа. ПУЭ регламентирует величины расстояния для разных типов местности, однако никак не сопоставляет максимальную токовую нагрузку с допустимым габаритом. Безусловно, при строительстве рассчитываются стрелы провеса. Однако линии электропередачи невозможно спроектировать без единого пересечения с дорогами, другими линиями и прочими препятствиями. В таких местах, минимально допустимый габарит может достичь действием токов меньших, чем для остальной линии.

Другой негативный аспект – это старение проводов [98, 99]. Провод под собственной силой тяжести, а также из-за действия сторонних сил (гололёд, ветер и др.) постепенно вытягивается, т. е. удлиняется и утончается. Удлинение провода приводит к увеличению стрелы провеса. А это, как упоминалось ранее, приводит к снижению допустимой токовой нагрузки. Так, по данным обследования воздушных линий 110 кВ, всего 3% пролётов имеют габарит, который соответствует существующим нормативам [95]. Более того, есть пролёты, в которых нормативные требования для габарита не выполняются даже при отрицательных температурах. Безусловно, такая ситуация требует физического вмешательства (ремонта). Однако для безопасной эксплуатации, в случае выявления таких ситуаций, необходимо снижать допустимую токовую нагрузку. Так же вытягивание проводов приводит к утончению или уменьшению сечения провода. Активное сопротивление обратно пропорционально сечению проводника. Соответственно удельное сопротивление увеличивается, а пропускная способность, наоборот, снижается. Так же к снижению сечения провода приводит коррозия. На поверхности провода происходят электрохимические процессы, взаимодействия алюминия с влагой и различными газами. Образуются окиси алюминия, которые и по тепло-, и электропроводности хуже алюминия. Окисление происходит не только на поверхности при последующем удалении коррозированного металла провода, но и проникает вглубь провода на расстояние порядка 100 мкм от поверхности за счет обнажения неокисленного металла при разрушении и удалении оксидной пленки с поверхности. Это приводит к уменьшению «полезной» площади сечения провода, участвующего в передаче тока, а также снижению прочности, так как фактически уменьшается размер (помимо уменьшения диаметра во время эксплуатации за счет растяжения в результате провисания проводов под силой тяжести). Кроме этого, увеличивается нагрев провода при эксплуатации, так как помимо уменьшения площади сечения (происходит увеличение плотности тока на единицу площади), в толще провода на некоторой глубине от поверхности

находятся неметаллические материалы – отдельные оксидные включения и зоны оксидов, имеющие другие значения теплоемкости и теплопроводности.

Как упоминалось ранее, допустимая температура нагрева сталеалюминевых проводов 70 °С. При этом в ГОСТ 839–80 [23], актуальном на момент выхода ПУЭ 7, указано, что длительно допустимая температура сталеалюминевых проводов в процессе эксплуатации не должна превышать 90 °С. Возникает вопрос, почему в ПУЭ 7 указано именно 70 °С?. В 2020 г. вышел новый ГОСТ 839–2019 [22], в которой указаны длительно допустимые и аварийно допустимые температуры нагрева проводов, для сталеалюминевых 70 °С и 90 °С соответственно. В ПУЭ 7 эти изменения никак не отображены.

Более того, исследования [53], проведенные еще в середине прошлого века, показали, что для сталеалюминевых проводов длительно допустимая температура нагрева должна быть больше чем 70 °С. Существенное изменение физических свойств алюминиевых и сталеалюминевых проводов происходит при температуре около 150 °С. Также об этом говорится в другом исследовании [2], где приводятся данные из различных зарубежных стран, в которых указана температура от 80 до 125 °С. Поэтому для проводов, у которых не ухудшились механические свойства, а также с учётом возможности локального повышения температуры, целесообразна длительно допустимая температура нагрева 90 °С.

Не учитывают правила и особенности конструкции линии, климатические условия региона её расположения, включая такие факторы как солнечная радиация, направление и сила ветра. Частично данную проблему решает РД 34.20.547 «Методика расчета предельных токовых нагрузок по условиям нагрева проводов для действующих линий электропередачи» [55]. В ней указана методика расчёта, учитывающая температуру окружающей среды, силу и направление ветра. Однако в РД 34.20.547 рассчитываются длительно допустимые токи, а требованием приказа Минэнерго № 102 от 13.02.2019 г. необходимы аварийно допустимые токи различной длительности [63].

На данный момент существует необходимость разработки адаптивной методики расчёта допустимой токовой нагрузки с учётом широкого спектра факторов. Требования в нормативных документах не соответствуют современным условиям в части эффективной и безопасной передачи электроэнергии. Допустимая токовая нагрузка напрямую зависит от температуры провода, поэтому рассмотрим существующие методики определения температуры провода.

1.2 Анализ прямых методов измерения температуры провода, существующие измерительные устройства ЛЭП

В научных исследованиях представлены различные подходы к измерению температуры провода в эксплуатируемой линии электропередачи [35, 74, 96]. Наиболее надежным из них считается мониторинг температуры провода с помощью установки приборов для дистанционного контроля температуры. Помимо этого, существуют методы, основанные на решении уравнения теплового баланса и экспериментальные методы, базирующиеся на опытных данных. Ученые на протяжении долгих лет работают над созданием устройств, которые позволят наиболее точно измерять температуру проводов [6, 78, 101, 106, 108, 118]. Подобные устройства можно разделить на две категории: стационарные и переносные. Переносные приборы оснащены чувствительным элементом, регистрирующим тепловое излучение проводов, как, например, тепловизоры. Они активно применяются обслуживающим персоналом при плановых обходах для мониторинга состояния линий. Стационарные крепятся на проводах ЛЭП или вблизи них и используются для постоянного контроля температуры. В состав стационарных устройств измерения температуры входят: датчик, или несколько датчиков для снятия различных параметров; устройства связи, принимающие и передающие полученные данные; программное обеспечение для отображения и дальнейшей интеграции полученных данных. Рассмотрим устройства измерения температуры проводов.

Устройство ЕМО [103] относится к простым, так как измеряет только температуру провода (рисунок 1.3, а). Оно крепится к высоковольтной линии с помощью устойчивых к разрыву стяжек. Устройство оснащено тремя датчиками температуры для измерения температуры линии. Эталонный датчик измеряет температуру корпуса датчика. С помощью этого метода можно компенсировать влияние всех условий окружающей среды, а также влияние самого корпуса датчика. Устройство имеет две модификации с диапазоном измерения температуры $-25\text{ }^{\circ}\text{C} \dots +85\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $-25\text{ }^{\circ}\text{C} \dots +210\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Датчик WTS [121] предназначен для наблюдения за динамикой изменения температуры в критически важных узлах электросети, включая ЛЭП, устройства для ограничения напряжения, разнообразные муфты и трансформаторы (рисунок 1.3, б). Уникальность WTS заключается в его способности проводить дистанционные замеры температуры в местах, где применение традиционных проводных датчиков оказывается неосуществимым. Для полноценного функционирования системы требуется минимум три таких датчика и один приемный блок, что обеспечивает комплексный и точный мониторинг.

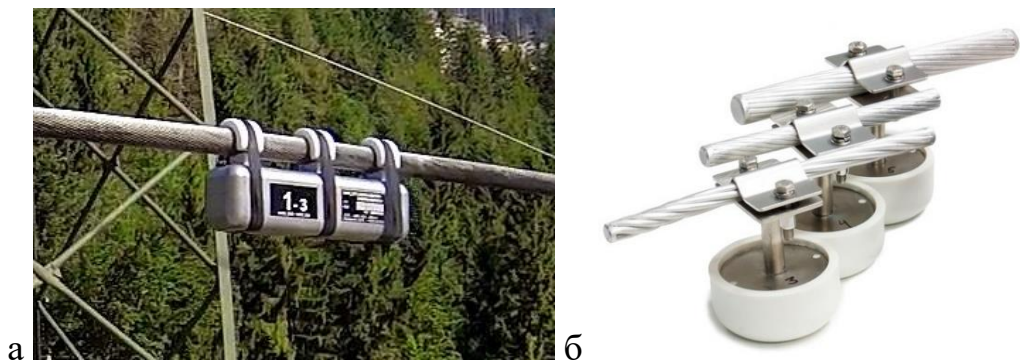


Рисунок 1.3 – Внешний вид измерительных устройств:

а – ЕМО; б – WTS

Устройство МИГ-ДТПК5 [58] (см. рисунок 1.4, а), выпускаемое компанией «МИГ», занимается мониторингом температуры в проводах ВЛЭП. Помимо датчика температуры, этот комплекс также оснащен модулем для сбора

метеорологических данных, включающим в себя устройства для измерения температуры и влажности воздуха, а также для определения скорости и направления ветра, и тензометрическим датчиком, который отвечает за измерение нагрузки на опоры. Оно не только отслеживает изменения температуры, но и предоставляет возможность заблаговременно узнавать о начале формирования наледи на проводах, анализировать ее тип и вес, а также скорость образования. Кроме того, благодаря этому прибору можно контролировать процесс плавки льда на проводах, выбирая наиболее эффективный метод и составляя план его реализации. Одна из ключевых функций устройства – способность предсказывать появление гололеда за 2–3 часа до его формирования.

Устройство контроля температуры провода (УКТП) системы АИСКГН "БЛАЙС" представлена на рисунке 1.4, б [84] и специализируется на мониторинге температуры в фазных проводах или защитных тросах высоковольтных линий от 10 до 500 кВ. Она не только фиксирует изменения температуры самого провода или троса, но и анализирует температуру окружающей среды, что значительно увеличивает эффективность прогнозирования и предотвращения потенциальных угроз, связанных с перегревом. Система разработана для использования в рамках обширной системы мониторинга состояния высоковольтных линий «БЛАЙС», но также может функционировать самостоятельно, предоставляя данные для анализа на диспетчерские пульта. Выделяется своей способностью визуализировать собранные данные в реальном времени, обеспечивая тем самым оперативное реагирование на изменения.

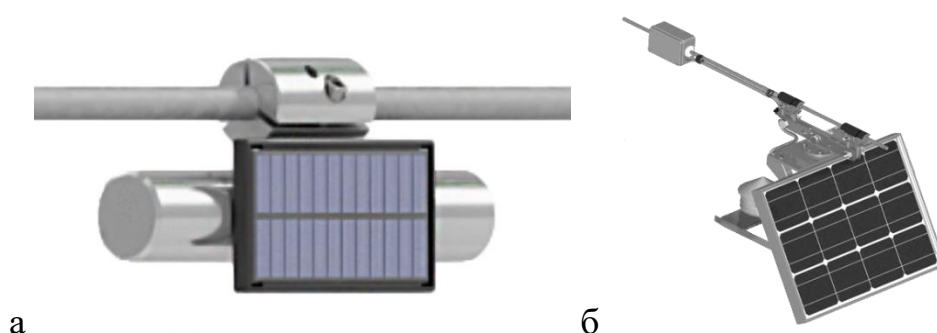


Рисунок 1.4 – Внешний вид измерительных устройств:

а – МИГ-ДТПК5; б – УКТП

RITHERM [115] – устройство, функционирующее на основе поверхностных акустических волн (SAW) (рисунок 1.5, а). Этот аппарат состоит из радиолокатора, способного как излучать, так и принимать высокочастотные электромагнитные волны, а также пассивного датчика SAW, закрепленного на проводнике. Датчик SAW является пассивным и представляет собой пьезоэлектрический кристалл, реагирующий на движение электромагнитной волны, генерируемой радиолокатором. Оценка температуры производится на основании удлинения проводника вследствие его температурного расширения. Система RITHERM считывает параметры с датчика/центрального блока, затем передает информацию на сервер и, наконец, пользователям. Для этой задачи используется независимый источник в виде солнечных батарей.

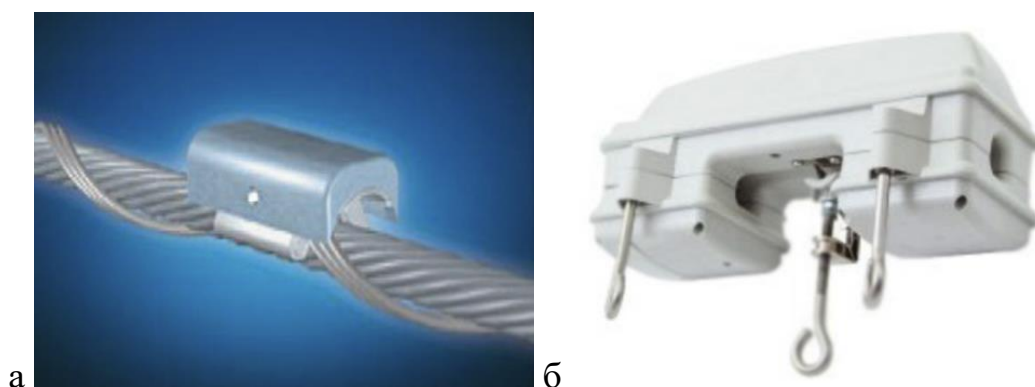


Рисунок 1.5 – Внешний вид измерительных устройств:

а – RITHERM; б – FMC-T6

Основной задачей устройства FMC-T6 [109] является измерение тока (рисунок 1.5, б). Датчик имеет: первый – обычный трансформатор тока с разъемным сердечником для измерения тока, проходящего через линию; второй – трансформатор тока, выполняющий функцию подачи питания на электронную схему, которая обрабатывает и сохраняет информацию (32 выборки за цикл с емкостью хранения 80 мин). Устройство может поставляться с датчиком температуры, установленным на свободном проводе, который измеряет

температуру поверхности проводника, что облегчает динамический анализ номинальных характеристик линии и контроль температуры проводника. Устройство имеет две модификации с диапазоном измерения тока 10–300 и 30–600 А.

Прибор ОТЛМ [112] разработан для одновременного измерения температуры, провиса провода и тока линий электропередачи (рисунок 1.6, а). Температура измеряется непосредственно – в точках крепления датчика на фазном проводе ВЛ. Трансформатор тока и блок питания обеспечивают питание для работы без внешнего источника питания. Корпус изготовлен из огнестойкого композитного материала, рассчитанного на тяжелые условия окружающей среды.

Power Donut 2 [114] – устройство, которое измеряет ток, напряжение, температуру проводника, хранит данные и передает их по запросу с помощью радиомодема (рисунок 1.6, б). Power Donut 2 не нуждается в вспомогательной инфраструктуре. Он крепится к проводнику и может быть установлен без отключения электроэнергии, имеет автономный источник питания.

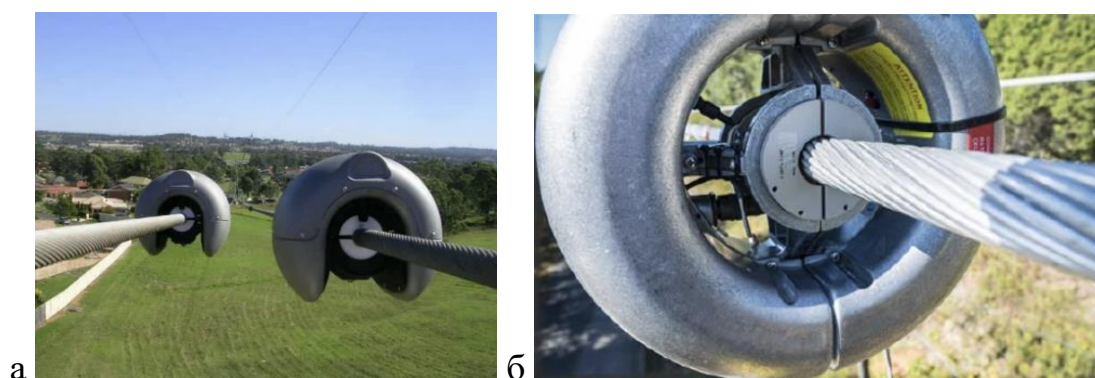


Рисунок 1.6 – Внешний вид измерительных устройств:

а – ОТЛМ; б – Power Donut2

Устройство Lindsey TLM [120] предоставляет полную картину состояния проводника, включая фактический габарит проводника относительно земли, температуру проводника, линейный ток и вибрацию (рисунок 1.7, а). В отличие от других датчиков линий электропередачи, которые используют вспомогательные

измерения для определения стрелы провеса, а не габарита, монитор TLM обеспечивает точные и действенные измерения расстояния от провода до земли. Доступное, легко устанавливаемое решение для мониторинга проводов с автономным питанием.

Устройство, разработанное компанией «Совтест», носит название ASTROSE (рисунок 1.7, б) [1] и является многофункциональной базой для контроля разнообразных характеристик, в том числе вибраций, напряжения и силы тока. Эта система способна следить за состоянием линий электропередачи, создавая автономную беспроводную сеть для передачи данных. Основное удобство датчиков ASTROSE заключается в их простоте установки прямо на линиях электропередачи, особенно рядом с опорными траверсами. Работая на месте, эти модули снабжаются энергией непосредственно от электромагнитного поля высоковольтных проводов через специальный токовый трансформатор, что позволяет им проводить измерения без необходимости внешнего питания.

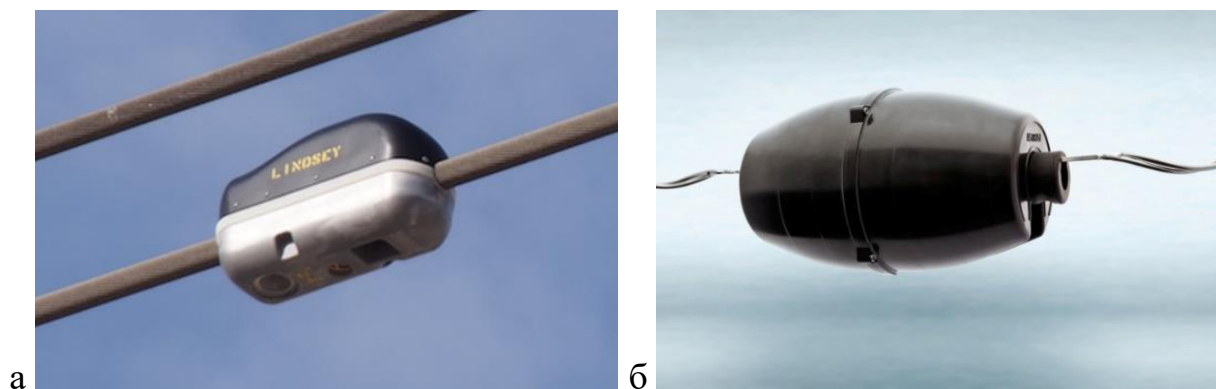


Рисунок 1.7 – Внешний вид измерительных устройств:

а – TLM; б – ASTROSE

В таблице 1.2 представлены данные о диапазонах и точностях измерений температуры устройствами, рассмотренными выше. Также стоит отметить разнообразие дополнительных функций этих устройств (таблица 1.3), а также возможность итерирования их в систему из других датчиков.

Таблица 1.2 – Диапазоны и точности измерений температуры приборов

Название	Минимальная измеряемая температура, °С	Максимальная измеряемая температура, °С	Точность измерения температуры проводника, °С
ЕМО (standard)	-25	85	1,5
ЕМО (high temp.)	-25	210	1,5
WTS	-50	150	1
МИГ-ДТПК5	-55	240	0,5
УКТП	-55	125	1,5
Ritherm	-35	150	0,5
FMC-T6	-10	85	2
OTLM	-40	125	2
Power Donut	-50	150	1
TLM	–	180	–
ASTROSE	-25	100	0,1

Питание и передача данных и всех датчиков схожи. Питание поступает от самого провода с помощью встроенного трансформатора или же от солнечных батарей. Передача данных происходит посредством радио – или GPRS – связи. Сложно выделить лучшее из этих устройств, так как каждое из них имеет свои сильные и слабые стороны. Несмотря на это их применение наиболее предпочтительно, так как позволяет относительно точно определять температуру провода, а значит допустимую токовую нагрузку. Стоит также отметить, что большинство устройств подходит для использования в суровом российском климате.

Однако широкое применение систем мониторинга температуры провода в России на данный момент невозможно по ряду причин: для внедрения нужны значительные инвестиции как для закупки, так и для монтажа с дальнейшим техническим обслуживанием; из-за сложного климата и больших протяженностей линий необходимо большое количество датчиков для корректного определения температуры по всей длине линии; в мало населённых местах датчики устанавливать невозможно в виду отсутствия сотовой связи, которая нужна для

передачи данных с устройств в диспетчерские центры. Для определения допустимых токовых нагрузок следует рассматривать другие методы определения температуры проводов.

Таблица 1.3 – Дополнительные функции измерительных приборов

Название	Диапазон измерение тока, А	Тип измерения провиса провода	Дополнительные измерения
УКТП	–	–	температура воздуха
Ritherm	–	габарит	–
FMC-T6 (300)	10-300	–	–
FMC-T6 (600)	30-600	–	–
OTLM	от 65	угол	–
Power Donut	0-3000	–	напряжение
TLM	100-1500	габарит, угол	вибрация
ASTROSE	10-4000	угол	вибрация

1.3 Косвенные методы определения температуры проводов ЛЭП при помощи решения уравнений, описывающих тепловые процессы в проводнике

Помимо прямого определения температуры провода с помощью различного рода датчиков существуют косвенные методы определения температуры провода на основе решений математических уравнений, учитывающих условия окружающей среды. Множество авторов разрабатывают методики расчёта, их способы и цели разнообразны. Основными целями нахождения температуры провода являются уточнение потерь в линии [9, 14, 17, 25, 73], а также определение допустимых токовых нагрузок [9, 32, 58, 83, 88]. В данной диссертационной работе будет рассмотрено второе. Однако разница между этими подходами незначительная, так как первостепенно решается задача определения температуры провода, а уже затем нахождение тока или сопротивления провода. Ещё одно различие заключается в методах нахождения температуры, большая часть методик основывается на решении уравнения теплового баланса, однако

есть работы, в которых формулы получены из различного рода натуральных опытов. Рассмотрим более подробно существующие методы.

Температура провода зависит от тепловых процессов, которые сложно описать математически. Для её определения были предприняты попытки использования эмпирических методов. Используя датчики и измерительные инструменты, можно точно определить температуру провода в определённой точке и при заданных условиях. Анализ статистики, собранной в разных условиях, и её аппроксимация позволили получить функцию, хорошо описывающую экспериментальные данные. Исследования проводились с целью разработки эмпирических уравнений для определения температуры провода [91].

В работе [59] представлены результаты масштабных натуральных экспериментов. Авторы предлагают методику расчета температуры провода, основанную на суммировании температуры окружающего воздуха и теплового воздействия от протекающего тока и солнечного излучения. При этом температурная составляющая от токовой нагрузки и солнечной радиации вычисляется с помощью эмпирически выведенных зависимостей.

В полевых испытаниях измеряли нагрев проводов АС 150/19 и АС 240/32 под нагрузкой при температурах воздуха +4 и +12°C в пасмурную погоду. Таблица 1.4 содержит данные по плотности тока и соответствующему температурному превышению с учетом тепловых потерь на излучение и конвекцию.

Таблица 1.4 – Результаты измерений в полевых условиях

Параметр	АС 150/19			АС 240/32			
	Электрический ток, А	190	250	320	300	400	500
Превышение температуры, °С	6,0	9,0	17,2	5,9	11,2	18,2	35,3
Плотность тока, А/мм ²	1,23	1,70	2,16	1,27	1,69	2,15	2,54

По полученным данным была определена зависимость:

$$\Delta t_{\text{элт}} = 3,3029 \cdot j^{2,29641} . \quad (1.1)$$

Коэффициент корреляции $r = 0,97306$.

Температура нагрева солнечным излучением определяется по выражению:

$$\Delta t_{\text{солн}} = K_c \cdot 92,0375d^{0,44152}, \quad (1.2)$$

где d – диаметр провода, м; K_c – коэффициент, учитывающий изменение солнечной активности по месяцам и географическим широтам.

Анализ экспериментальных результатов показал устойчивые зависимости, подтвержденные измерениями. Вместе с тем, выявленные ограничения сужают область применения метода. Разработанные соотношения справедливы исключительно для условий конкретного региона проведения исследований и не учитывают всего многообразия влияющих факторов. Проведение исчерпывающего комплекса экспериментов для всех возможных комбинаций параметров невозможно.

Как показано в [30], если пренебречь сравнительно малым влиянием солнечного излучения и ветрового охлаждения (в любом направлении) относительно более существенного воздействия температуры воздуха и протекающего тока (действующих противоположным образом), можно вывести следующую зависимость:

$$t_{\text{пр}} = t_{\text{в}} + 8,3 j^2 \sqrt{\frac{F}{300}}, \quad (1.3)$$

где $t_{\text{пр}}$ – температура провода, °C; $t_{\text{в}}$ – температура воздуха, °C; j – плотность тока в проводе, А/мм²; F – поперечное сечение провода, мм².

Исследование [31] выявило существенное ограничение формулы (1.3) - её адекватность сохраняется исключительно при условии взаимной нейтрализации солнечного и ветрового воздействий. При иных сочетаниях этих факторов расчетная погрешность возрастает до 100 % в ту или иную сторону.

Существующие исследования, такие как [93], часто рассматривают

исключительно температурное воздействие окружающей среды. В указанной работе эксперименты в климатической камере (с изменяемой температурой и постоянным током) подтвердили аналитическое выражение (1.2). Тем не менее, неучтенные факторы солнечной радиации и ветра существенно ограничивают точность таких моделей применительно к задачам настоящего исследования.

Хотя эмпирические подходы к определению температуры проводов, основанные на обработке опытных данных, не всегда обеспечивают требуемую точность для разных условий, их продолжают применять из-за сложности полного учета всех факторов. В отличие от них, методы, базирующиеся на уравнениях теплового баланса, учитывают большинство значимых параметров и позволяют получать более достоверные оценки фактической температуры [92].

Другим методом нахождения температуры проводов ВЛ является решение уравнения теплового баланса, которому отдается предпочтение в данной работе, так как он обеспечивает хорошую точность, при этом не требуя сложных технических решений. [55, 102, 105, 111, 117]. Чаще всего его записывают в таком виде:

$$W_R + W_C = Q_{\text{л}} + Q_{\text{к}}, \quad (1.4)$$

где W_R – нагрев провода от протекания тока нагрузки, Вт/м; W_C – поглощенная проводом теплота солнечного излучения, Вт/м; $Q_{\text{л}}$ – тепловой поток излучения провода на 1 м его длины, Вт/м; $Q_{\text{к}}$ – тепловой поток конвективного теплообмена между проводом и воздухом на 1 м длины провода, Вт/м.

Решение данного уравнения связано с рядом сложностей. Первое – это выбор исходных данных для составления уравнения. На температуру провода сильно влияет окружающая среда, процессы в которой всё ещё сложно достоверно описать и тем более предсказать. С одной стороны, неучёт каких-либо параметров может вести к ошибке в расчётах, с другой стороны если сами исходные данные определены неправильно, это также ведёт к ошибке.

Основными рассматриваемыми параметрами являются охлаждение провода окружающим воздухом при штиле и ветре, а также нагрев солнечным излучением.

Отвод тепла от провода происходит посредством двух процессов, конвекции и излучения. Конвекция бывает вынужденной и свободной соответственно при движении воздуха (ветре) и штиле. Авторы предлагают различные подходы учёта различных факторов. Часть учитывают только вынужденную конвекцию, аргументируя тем, что в природе не существует абсолютного штиля [3, 12, 59], другие выводят разные формулы для двух случаев, так как физика процессов существенно различается для вынужденной и естественной конвекции [26, 28, 54]. Для вынужденной конвекции, помимо скорости ветра, некоторые авторы учитывают также направление ветра [15, 18, 67]. Нет единого мнения, какие факторы необходимо учитывать при расчёте конвекции. Нет единого мнения и по расчёту нагрева солнечной радиацией. Часть авторов указывает на необходимость учёта большого количества факторов, таких как высота над уровнем моря, интенсивность солнечного излучения, угол наклона солнечных лучей [4, 31, 113]. Другие утверждают, что нет необходимости в столь сложном расчёте, и достаточно учитывать лишь максимально возможный уровень нагрева солнцем [11, 58, 82].

Учитывая ранее указанные недостатки эмпирических методов (неполнота данных и низкую точность), их применение в данной работе нецелесообразно. Хотя локальные измерения датчиками полезны для проверки результатов, их недостаточное количество исключает возможность глобальных расчетов. В связи с этим предлагаемая методика, основанная на уравнениях теплового баланса, представляется оптимальным решением, обеспечивающим необходимую точность. Однако из-за большого количества аспектов при составлении модели невозможно выделить одну, поэтому требуется более глубокий анализ частей уравнения теплового баланса.

Выводы по разделу 1

1. На примере Объединённой энергосистемы Востока доказан значительный рост потребления электроэнергии, что указывает на необходимость поиска путей увеличения пропускной способности инфраструктуры, в том числе ЛЭП.

2. Существует необходимость владельцам сетей передавать в диспетчерские центры длительно допустимые и аварийно-допустимые нагрузки для своих линий, в соответствии с приказом от 13 февраля 2019 г. № 102 «Об утверждении правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике», на данный момент не существует методик, удовлетворяющих требованиям этого документа.

3. Методика нахождения допустимой токовой нагрузки должна учитывать изменения критического значения тока в проводах линии электропередачи в зависимости от электромеханических, природно-климатических, а также режимных условий работы сети.

4. На данный момент самым перспективным методом нахождения допустимых токовых нагрузок является решение уравнения теплового баланса провода, так как в отличие от применения устройств мониторинга линии он не требует больших инвестиций, при этом обеспечивая хорошую точность получаемых данных. Поэтому в данной диссертационной работе будет разработана математическая модель, основанная на решении уравнения теплового баланса провода ЛЭП.

2 МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РАСЧЁТА ТЕМПЕРАТУРЫ ДЛЯ ПРОВОДОВ С ОПРЕДЕЛЕНИЕМ КРИТИЧЕСКИХ ТОКОВЫХ НАГРУЗОК ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ РАЗНОЙ ДЛИТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ КЛИМАТИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ

2.1 Уравнение теплового потока нагрева

Тепловой поток $q_{\text{нагр}}$, вызывающий увеличение температуры проводов в зависимости от их массы и теплоёмкости, равен, Вт [27]:

$$q_{\text{нагр}} = c \cdot m \cdot \frac{dT}{dt}, \quad (2.1)$$

где c – удельная теплоёмкость провода, Вт·с/(кг·К); m – масса провода, кг; T – температура провода, °С; t – время протекания тока, с.

На линиях электропередачи чаще всего используются провода марки АС (неизолированный сталеалюминиевый провод), поэтому уравнение (2.1) примет вид [50]:

$$q_{\text{нагр}} = (c_a \cdot m_a + c_c \cdot m_c) \cdot \frac{dT}{dt}, \quad (2.2)$$

где c_a – удельная теплоёмкость алюминиевой части провода, Вт·с/(кг·К); m_a – масса алюминиевой части провода, кг; c_c – удельная теплоёмкость стальной части провода, Вт·с/(кг·К); m_c – масса стальной части провода, кг.

Если допустить, что температура окружающего воздуха остается неизменной, то:

$$q_{\text{нагр}} = (c_a \cdot m_a + c_c \cdot m_c) \cdot \frac{d\theta}{dt}, \quad (2.3)$$

где θ – разница между температурой провода и окружающего воздуха, °С.

Удельная теплоемкость линейно зависит от температуры и выражается формулой

$$c = c_0 \cdot (1 + \beta \cdot T), \quad (2.4)$$

где c_0 – удельная теплоемкость при 0°C ; β – температурный коэффициент теплоемкости, $1/^\circ\text{C}$.

Значения коэффициентов:

– алюминий – $c_0 = 886 \text{ Дж/кг}\cdot^\circ\text{C}$; $\beta = 0,000534 \text{ } 1/^\circ\text{C}$;

– сталь – $c_0 = 437 \text{ Дж/кг}\cdot^\circ\text{C}$; $\beta = 0,001076 \text{ } 1/^\circ\text{C}$.

В рассматриваемом диапазоне температур нагрева провода теплоёмкость алюминия и стали значительно увеличиваются с ростом температуры. Так, при температуре провода 70°C они равны $919,1 \text{ Дж/кг}\cdot^\circ\text{C}$ и $469,9 \text{ Дж/кг}\cdot^\circ\text{C}$. За счёт увеличения теплоёмкости установившаяся температура провода уменьшается. Поэтому необходимо учитывать этот момент в уравнении теплового баланса, так как это объективно увеличивает значение допустимого тока. После подстановки уравнения (2.4) в (2.3) получим уравнение теплового потока нагрева:

$$q_{\text{нагр}} = \left(\begin{aligned} & \left((1 + \beta_a \cdot (\theta(t) + T_{\text{окр}})) \cdot c_a \cdot m_a + \right. \\ & \left. + (1 + \beta_c \cdot (\theta(t) + T_{\text{окр}})) \cdot c_c \cdot m_c \right) \cdot \frac{d\theta}{dt}, \end{aligned} \right) \quad (2.5)$$

где β_a – температурный коэффициент теплоемкости алюминия, $1/^\circ\text{C}$; β_c – температурный коэффициент теплоемкости стали, $1/^\circ\text{C}$; $T_{\text{окр}}$ – температура окружающего воздуха.

2.2 Уравнения нагрева провода

Потери на сопротивление из-за протекания тока — основная причина нагрева проводников во время работы линии. Этот нагрев является естественным явлением, связанным с преобразованием электрической энергии в тепловую.

Как указано в источнике [72], мощность тепловыделения на погонный метр проводника за единицу времени численно равна величине потерь на активном сопротивлении:

$$W(t)=I^2(t)\cdot R_t, \quad (2.6)$$

где $W(t)$ – мощность теплового источника, Вт; $I(t)$ – ток, А; R_t – сопротивление провода, Ом.

Удельное электрическое сопротивление проводника пропорционально зависит от его температуры [100]:

$$R_t=(1+\alpha\cdot T)\cdot R_{20}, \quad (2.7)$$

где α – коэффициент, учитывающий изменение сопротивления проводника от изменения температуры, $1/^\circ\text{C}$.

Так как в ГОСТ 839–2019 приводятся сопротивления относительно 20°C , а также учитывая, что $T_{\text{окр}} = \text{const}$, то (2.7) примет вид:

$$R_t=R_{20}\cdot\left(1+\alpha\cdot(T_{\text{окр}}+\theta-20)\right). \quad (2.8)$$

С учётом (2.8) уравнение для теплового потока источника принимает вид:

$$q_{\text{тепл.ист}}=k_{\text{п}}\cdot k_{\text{м}}\cdot I^2\cdot R_{20}\cdot\left(1+\alpha\cdot(T_{\text{окр}}+\theta-20)\right), \quad (2.9)$$

где k_{π} – коэффициент, учитывающий поверхностный эффект; k_m – коэффициент, учитывающий магнитные потери в стали; R_{20} – сопротивление провода при температуре 20 °С, Ом; α – коэффициент, учитывающий изменение сопротивления проводника от изменения температуры, 1/°С.

В проводах АС алюминиевые проволоки скручены вокруг стального сердечника. В результате при работе на переменном токе возникает осевой магнитный поток, который может вызывать вихревые токи в ферромагнитном сердечнике. Кроме того, потери из-за гистерезиса могут привести к нагреву проводника. При нормальной частоте питания магнитные потери обычно незначительны, поэтому зарубежными источниками обычно пренебрегают, однако в отечественных стандартах рекомендуют их учитывать.

Коэффициент поверхностного эффекта k_{π} учитывает неравномерность распределения тока по сечению проводника. Для постоянного и переменного тока в проводах без стального сердечника $k_{\pi}=1$. В сталеалюминиевых проводах он составляет 1,00 – 1,05 в зависимости от соотношения сечений алюминиевой и стальной частей. При отсутствии данных принимают $k_{\pi}=1,05$.

Коэффициент k_m варьируется в зависимости от количества концентрических алюминиевых слоев в проводе. Максимальные магнитные потери возникают в одножильных конструкциях, тогда как четное количество слоев обеспечивает их минимизацию благодаря взаимной нейтрализации разнонаправленных скруток в соседних слоях, что характерно для стандартных конструкций проводов. В соответствии с источником [56], коэффициент определяется как:

- для одного повива алюминия – 1,15;
- для двух слоев алюминия – 1,04;
- для трёх слоев алюминия – 1,15.

Часть авторов предлагают учитывать дополнительный нагрев в виде добавочного значения температуры провода [29,61]. Значения получены на основе величин максимальной солнечной радиации в разные периоды года и применимы

только для определения предельно допустимых токовых нагрузок. Для задач, поставленных в этой диссертационной работе, такой метод подходит, однако доказанные данные о значениях температуры существуют лишь для шести марок сталеалюминевых проводов, что не позволяет применять её на практике.

В большинстве работ нагрев от солнечной радиации определяется с помощью уравнений. Существует два подхода к составлению этого уравнения. Упрощённый: в нём учитывается только интенсивность солнечной радиации и геометрические параметры провода. Второй метод – более сложный, он предполагает использование дополнительных уточняющих коэффициентов. Авторы [5] вводят коэффициент затенённости, а также учёт угла падения солнечных лучей относительно оси провода, а также расчёт нагрева от прямой и рассеянной солнечной радиации. Ещё более сложную методику предлагают авторы работы [48]. В ней рассчитывается активный угол падения солнечных лучей, коэффициент, учитывающий высоту линии над уровнем моря, а расчёт интенсивности радиации производится по нескольким уравнениям в зависимости от чистоты воздуха.

Ещё одним фактором нагрева провода является солнечное излучение. Дополнительный нагрев провода под воздействием солнечной радиации определяется мощностью солнечного излучения, геометрическими параметрами, материалом провода и состоянием поверхности. Мощность солнечной радиации зависит от погоды, чистоты воздуха, широты местности, времени года и суток.

Уравнение мощности солнечной радиации, поглощаемой одним метром провода:

$$q_{c,изл} = \varepsilon_{п} \cdot k_{Н} \cdot d_{пр} \cdot k_{мес} \cdot W_{р} \cdot \sin \psi_{с}, \quad (2.10)$$

где $\varepsilon_{п}$ – коэффициент поглощения солнечного излучения, принимаемый равным степени черноты провода; $k_{Н}$ – коэффициент, учитывающий влияние высоты над уровнем моря; $d_{пр}$ – диаметр провода, м; $k_{мес}$ – коэффициент, учитывающий зависимость интенсивности солнечного излучения от времени года (месяца); $W_{р}$ –

интенсивность суммарной радиации (прямой и отраженной), Вт/м²; ψ_c – активный угол наклона солнечных лучей, град.

На величину изменения температуры провода от воздействия солнечного излучения влияет множество факторов, которые постоянно меняются в течении дня. Однако, если провод уже нагрет протекающим током до 50 °С и более, дополнительное повышение температуры под воздействием солнечной радиации может быть незначительным, всего лишь на несколько градусов [86]. В таких обстоятельствах нет необходимости детально изучать воздействие солнечной радиации в разные периоды, достаточно учесть её только при определении максимальных значений допустимого тока и максимального провисания провода при максимальной рабочей температуре окружающей среды. Поэтому для упрощения расчётов рекомендуется использовать максимальное значение солнечной радиации:

$$q_{с.изл} = W_p \cdot d_{пр} \cdot \varepsilon_{п} , \quad (2.11)$$

где W_p – интегральная поверхностная плотность потока энергии солнечного излучения, принимаемая в соответствии с ГОСТ 15150–69 как верхнее рабочее значение, равное 1125 Вт/м² (соответствует маю, июню, июлю от 10 до 16 ч при чистой атмосфере на широте 45° с.ш.).

В остальных случаях при не экстремальных нагрузках и температурах окружающей среды, в темное время суток, зимой, а также при условиях возможного образования гололеда, следует принимать $q_{с.изл} = 0$.

Дополнительный нагрев провода также может быть вызван ионизацией окружающего воздуха. Величина нагрева коронным разрядом в основном определяется градиентом поверхностного напряжения, на который, в свою очередь, оказывает влияние влажность воздуха. Однако осадки также усиливают охлаждающий эффект. Поэтому этим фактором нагрева обычно пренебрегают [107].

2.3. Уравнения охлаждения провода

При решении задач теплопередачи в условиях, когда температура нагретых тел приближается к температуре окружающей среды, уравнение для определения энергетического потока излучения реальных объектов с учетом характеристик абсолютно черного тела принимает следующий вид [47, 57]:

$$W_T^{\text{нечер}} = \varepsilon \cdot \sigma \cdot S \cdot (T^4 - T_{\text{окр}}^4), \quad (2.12)$$

где $\sigma = 5,6697 \cdot 10^{-8}$, Вт/(м²·К⁴) – константа, называемая постоянной Стефана-Больцмана; T – температура провода, К; $T_{\text{окр}}$ – температура окружающей среды, К; ε – коэффициент излучения (степень черноты) для реальных тел; S – площадь излучающей поверхности, м².

Конечная формула имеет вид:

$$q_{\text{изл}} = \sigma \cdot \varepsilon \cdot P \cdot ((T+273)^4 - (T_{\text{окр}}+273)^4), \quad (2.13)$$

где P – периметр сечения провода, м.

Коэффициент конвективной теплоотдачи рассчитывается на основе критериальных уравнений конвективного теплообмена с использованием четырёх общих параметров: числа Нуссельта, числа Грасгофа, числа Прандтля и числа Рейнольдса [7, 45, 54]. Эти критерии характеризуют физические параметры среды и позволяют установить связь между интенсивностью теплоотдачи конвекцией и другими факторами, влияющими на процесс теплообмена.

Для кругового цилиндра диаметром d (рисунок 2.1) при ламинарном течении в пограничном слое местное число Нуссельта записывается в виде

$$Nu_x = 2 \cdot f(\text{Pr}) \cdot \frac{Re_x^{0.5}}{\lambda}, \quad (2.14)$$

где x – координата, отсчитываемая по дуге от лобовой критической точки (точка А), м; $f(\text{Pr})$ – функция числа Прандтля.

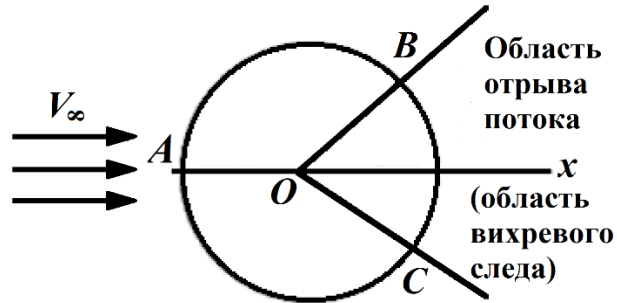


Рисунок 2.1 – Схема обтекания цилиндра

Для воздуха в обычных условиях ($\text{Pr} = 0,733$) функция $f(\text{Pr}) \approx 0,5$, поэтому общее число Нуссельта будет определяться по выражению

$$\text{Nu} = \int_0^{\pi \cdot d} \frac{\sqrt{\text{Re}_\infty} \cdot x dx}{d} = 0,5 \cdot \pi^2 \cdot d \cdot \sqrt{\text{Re}_\infty}, \quad (2.15)$$

где $\text{Re}_\infty = \frac{v_\infty \cdot d}{\nu}$ – число Рейнольдса потока на внешней границе пограничного слоя.

Отсюда коэффициент конвективной теплоотдачи кругового цилиндра длиной в один метр при ламинарном пограничном слое определяется как, Вт/м²:

$$\alpha_{\text{конв}} = 0,5 \cdot \pi \cdot \sqrt{\text{Re}_\infty}. \quad (2.16)$$

С аэродинамической точки зрения цилиндрические конструкции характеризуются низкой обтекаемостью, что приводит к неустойчивости ламинарного течения в пограничном слое. Переход к турбулентному режиму течения определяется комплексом факторов, включая параметры набегающего потока, шероховатость поверхности, значение числа Маха и другие характеристики окружающей среды.

При моделировании процессов конвективного теплообмена следует различать случаи вынужденной и свободной конвекции. В условиях вынужденной конвекции, когда движение жидкости инициируется внешними силами, уравнения гидродинамического и температурного пограничных слоев могут рассматриваться независимо друг от друга. В отличие от этого, при свободной конвекции, где основной движущей силой выступает архимедова подъемная сила, возникает необходимость совместного решения взаимосвязанных уравнений гидродинамики и теплопередачи, поскольку процессы переноса импульса и энергии оказываются тесно связанными.

В случае ламинарной свободной конвекции вблизи поверхности вертикальной пластины бесконечной длины, но ограниченной нижней кромкой, теоретическое значение местного числа Нуссельта в точке А для воздуха ($Pr \approx 0,733$) определяется выражением

$$Nu_h = \frac{\alpha_h \cdot h}{\lambda} = 0,359(Gr)^{1/4}, \quad (2.17)$$

где h – высота точки относительно нижнего края пластинки; Gr – число (критерий) Грасгофа, определяемое выражением

$$Gr = \frac{g \cdot h^3 \cdot (T_w - T_\infty)}{v^2 \cdot T_\infty}. \quad (2.18)$$

Выразив коэффициент теплоотдачи α и выполнив интегрирование полученного выражения по элементарной площадке dh в пределах h от 0 до 1, получим следующее выражение:

$$\alpha_1 = \int_0^1 \alpha_h \cdot 1 \cdot dh = 0,359 \cdot \int_0^1 \frac{\lambda}{h} \cdot \left(\frac{g \cdot h^3 \cdot (T_w - T_\infty)}{v^2 \cdot T_\infty} \right)^{0,25} \cdot dh. \quad (2.19)$$

В инженерных расчётах для определения коэффициента свободной конвективной теплоотдачи от нагретой пластины к окружающему её воздуху критериальное уравнение имеет следующий вид [24]:

$$Nu = k \cdot (Gr \cdot Pr)^n, \quad (2.20)$$

где k, n – постоянные коэффициенты, приводящие выражение в равенство.

При этом плотность воздуха ρ , коэффициент вязкости μ и удельную теплопроводность λ определяют по средней температуре:

$$T_{cp} = 0,5 \cdot (T_w + T_\infty), \quad (2.21)$$

а число Грасгофа записывается в виде:

$$Gr = \frac{1}{T_{cp}} \cdot \frac{g \cdot h^3}{\nu^2} \cdot (T_w - T_\infty). \quad (2.22)$$

В большинстве случаев коэффициент конвективной теплоотдачи в условиях естественной конвекции определяется по эмпирическим формулам.

Удельный конвективный тепловой поток, передаваемый конвекцией в неограниченную среду с единицы площади поверхности провода за одну секунду, для горизонтально расположенного провода со скоростью набегающего воздушного потока $v = 0,6$ м/с может быть записан приблизительно следующим образом:

$$q_{конв} = 2,5 \cdot \theta^{1,25} \cdot \left(\frac{293}{T+273} \right)^{0,25}. \quad (2.23)$$

Помимо свободной, существует вынужденная конвекция. При наличии ветра тепло от провода отводится более эффективно, однако расчёт вынужденной конвекции требует больше исходных данных.

Существует множество методик определения величины вынужденной конвекции, которая учитывает параметры ветра, силу и направление. Теоретические исследования показывают различные данные о влиянии силы ветра на температуру провода [4, 34, 107]. Значения незначительно расходятся, но однозначно можно сделать вывод о том, что разница допустимого тока при ветре 1 м/с и 10 м/с отличается примерно в два раза в меньшую сторону, соответственно.

Опытные исследования показали [97, 104, 116], что наличие ветра благоприятно влияет на пропускную способность линии. Однако определение силы ветра – достаточно сложная задача из-за слабой оснащённости метеостанциями и сложного рельефа, особенно на Дальнем Востоке.

Ошибка при определении силы ветра может влечь за собой превышение допустимой температуры или нарушение габарита. Ещё один фактор – это направление ветра. Охлаждение сильнее при ветре, направленном перпендикулярно линии, чем при ветре, направленном вдоль [49, 95, 107]. В уравнении это отражено в виде коэффициента, который при величине угла 90° равен 1, а при величине угла менее 20° – 0,5. Также как и скорость, направление ветра достоверно определить практически невозможно.

На основании практических и теоретических изысканий, вычислено возможное отклонение температуры при ошибке 5 м/с в меньшую сторону, а также при неверном определении направления ветра (рисунок 2.2).

Из графика видно, что при небольшой погрешности в определении параметров ветра возникла значительная ошибка. Многие авторы в своих исследованиях также отмечают факт невозможности точного определения силы и направления ветра и рекомендуют принимать направление ветра вдоль линии. Однако даже такие допущения не гарантируют отсутствие ошибки. Поэтому в данной работе будет учитываться только свободная конвекция.

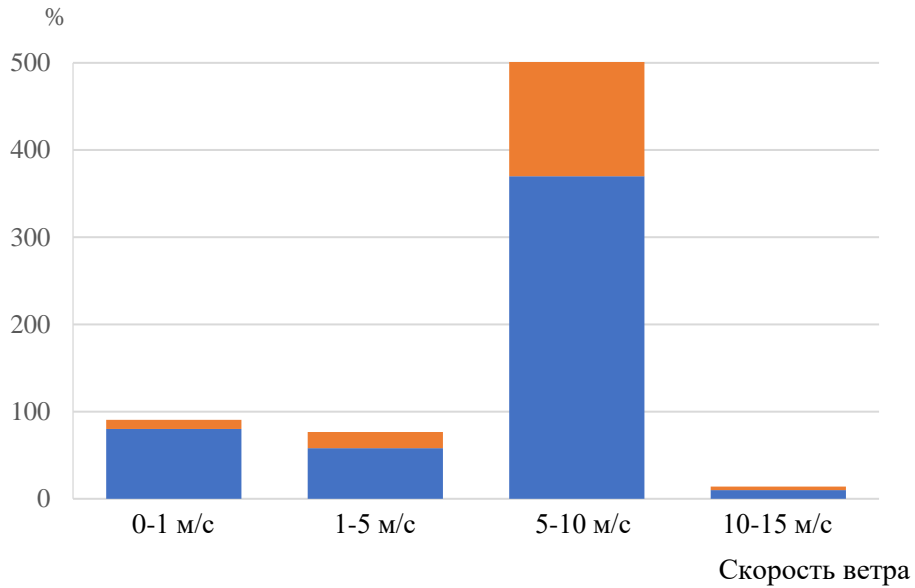


Рисунок 2.2 – График величины ошибки между расчётной и реальной температурой провода

Суммарный удельный тепловой поток, отдаваемый нагретым проводом в окружающую среду конвекцией и тепловым излучением с одного м², равен:

$$q'_{\Sigma} = q'_{\text{конв}} + q'_{\text{изл}}. \quad (2.24)$$

После подстановки уравнений (2.13) и (2.23) в (2.24) получим:

$$q'_{\Sigma} = 2,5 \cdot \theta^{1,25} \cdot \left(\frac{293}{T+273} \right)^{0,25} + \sigma \cdot \varepsilon \cdot ((T+273)^4 - (T_{\text{окр}}+273)^4), \quad (2.25)$$

В логарифмических координатах $(\ln \theta, \ln q'_{\Sigma})$ график функции (2.24) представляет собой кривую, которая хорошо аппроксимируется прямой, заданной уравнением:

$$\ln q'_{\Sigma} = h \cdot \ln \theta + \omega, \quad (2.26)$$

где h – угловой коэффициент прямой; ω – коэффициент, зависящий от температуры окружающей среды.

Угловой коэффициент прямой определяется уравнением:

$$h = \left\{ \frac{d(\ln q'_{\Sigma})}{d(\ln \theta)} \right\}. \quad (2.27)$$

В расчёт алюминиевого провода h принимается 1,25.

Согласно [21] коэффициент ω может быть приближённо представлен в виде зависимости:

$$\omega = f + g \cdot T_{\text{окр}}, \quad (2.28)$$

где f , g – постоянные коэффициенты, равные 2,875 и 0,003 соответственно.

Суммарный тепловой поток, отводимый конвекцией и тепловым излучением от поверхности провода, площадь которой при длине провода 1 метр численно равна периметру сечения провода в метрах, после сокращения размерностей, может быть записан в виде

$$q_{\Sigma} = q'_{\Sigma} \cdot P = \omega \cdot P \cdot \theta^h. \quad (2.29)$$

Важным аспектом, который многие авторы не учитывают, является тот факт, что сталеалюминевый провод имеет сложную форму и это необходимо учитывать при расчёте периметра поверхности провода.

Площадь поверхности теплообмена рассчитывается исходя из предположения о цилиндрической форме провода. Для 1м провода:

$$P = \pi \cdot d_{\text{с}}, \quad (2.30)$$

где $d_э$ – эквивалентный диаметр провода, учитывающий увеличение поверхности теплообмена за счет витой структуры провода.

Более точно эквивалентный диаметр провода определяется по формуле [87]:

$$d_э = n_{\text{пров}} \cdot d_{\text{пров}} \cdot \left(1 - \frac{2 \cdot \arcsin \sqrt{1 - 0,25 \cdot \left(\frac{d_{\text{пров}}}{d_{\text{пр}} - d_{\text{пров}}} \right)^2}}{360} \right), \quad (2.31)$$

где $n_{\text{пров}}$ – число проволок в наружном повиве провода; $d_{\text{пров}}$ – диаметр проволоки, м.

Финальное уравнение теплового баланса примет вид:

$$\begin{aligned} I^2 \cdot R_{20} \cdot (1 + \alpha \cdot (T_{\text{окр}} + \theta - 20)) + q_{\text{с.изл}} = \\ = (C_a \cdot m_a + C_c \cdot m_c) \cdot \frac{d\theta}{dt} + \omega \cdot P \cdot \theta^h. \end{aligned} \quad (2.32)$$

Преобразуем уравнение (2.32) в общепринятую форму:

$$\begin{aligned} \left(\left(1 + \beta_a \cdot (\theta(t) + T_{\text{окр}}) \right) \cdot c_a \cdot m_a + \left(1 + \beta_c \cdot (\theta(t) + T_{\text{окр}}) \right) \cdot c_c \cdot m_c \right) \cdot \frac{d\theta}{dt} = \\ = k_{\text{п}} \cdot k_{\text{м}} \cdot I^2 \cdot R_{20} \cdot (1 + \alpha \cdot (T_{\text{окр}} + \theta - 20)) - \omega \cdot P \cdot \theta^h + W_p \cdot d_{\text{пр}} \cdot \varepsilon_{\text{п}}. \end{aligned} \quad (2.33)$$

Уравнение (2.33) описывает изменение превышения температуры провода над температурой окружающей среды, обусловленное протекающим по нему током.

Однако учитывая допущение о том, что провод имеет цилиндрическую форму, а также сильное упрощение формулы охлаждения провода, необходимо провести натурные опыты для верификации коэффициентов.

Как говорилось в первом разделе, помимо механической прочности ограничением пропускной способности является допустимый габарит, который также зависит от температуры [110]. Зная зависимость температуры от времени, можно найти зависимость стрелы провеса от времени протекания тока. Сначала найдём механическое напряжение в проводе при известной стреле провеса, Н/мм² [19, 44, 71]:

$$\sigma_{\text{и}} = \frac{\gamma \cdot l^2}{8 \cdot f_{\text{и}}} \quad (2.34)$$

Затем решим уравнение состояния (2.35), т. е. найдём механическое напряжение для искомой температуры.

$$\sigma_{\text{р}} - \frac{\gamma^2 \cdot l^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_{\text{р}}^2} = \sigma_{\text{и}} - \frac{\gamma^2 \cdot l^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_{\text{и}}^2} - \alpha_{\text{у}} \cdot E \cdot (T - T_{\text{окр}}). \quad (2.35)$$

Так как уравнение состояния имеет несколько решений, невозможно автоматически определить зависимость, поэтому при решении будут задаваться временные точки, по которым будет построена зависимость стрелы провеса от времени [77].

Зная механическое напряжение, можно найти стрелу провеса по следующей формуле, м:

$$f = \frac{\gamma \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{\text{рmax}}} \quad (2.36)$$

Теперь зная стрелы провеса, можно найти стрелу провеса для конкретного момента времени и построить зависимость. Этот факт будет учитываться при создании расчётной модели.

Выводы по разделу 2

1. Определены факторы, которые необходимо учитывать при расчёте допустимого тока в линии, в виду невозможности чёткого определения некоторых параметров были определены минимально необходимые для расчёта: температура окружающего воздуха и наличие солнечной радиации.

2. Составлено уравнение теплового баланса провода, учитывающее необходимые параметры окружающей среды, изменения сопротивления и теплоёмкости в зависимости от температуры, а также сложную форму сталеалюминевых проводов.

3. Для решения уравнения теплового баланса в данной работе используется аналитический метод, достоинством разработанного подхода являются математические зависимости для нахождения температуры провода в произвольный момент времени.

3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ УРАВНЕНИЯ ТЕПЛООВОГО БАЛАНСА С ПОМОЩЬЮ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО НАГРЕВА ПРОВОДА

Для определения коэффициентов уравнения охлаждения провода были проведены натурные опыты нагрева и охлаждения провода, для этого был создан и запатентован экспериментальный стенд (приложение А).

3.1. Описание испытательного стенда нагрева проводов ЛЭП

Эксперимент проводился на специально сконструированном стенде, изображённом на рисунке 3.1.

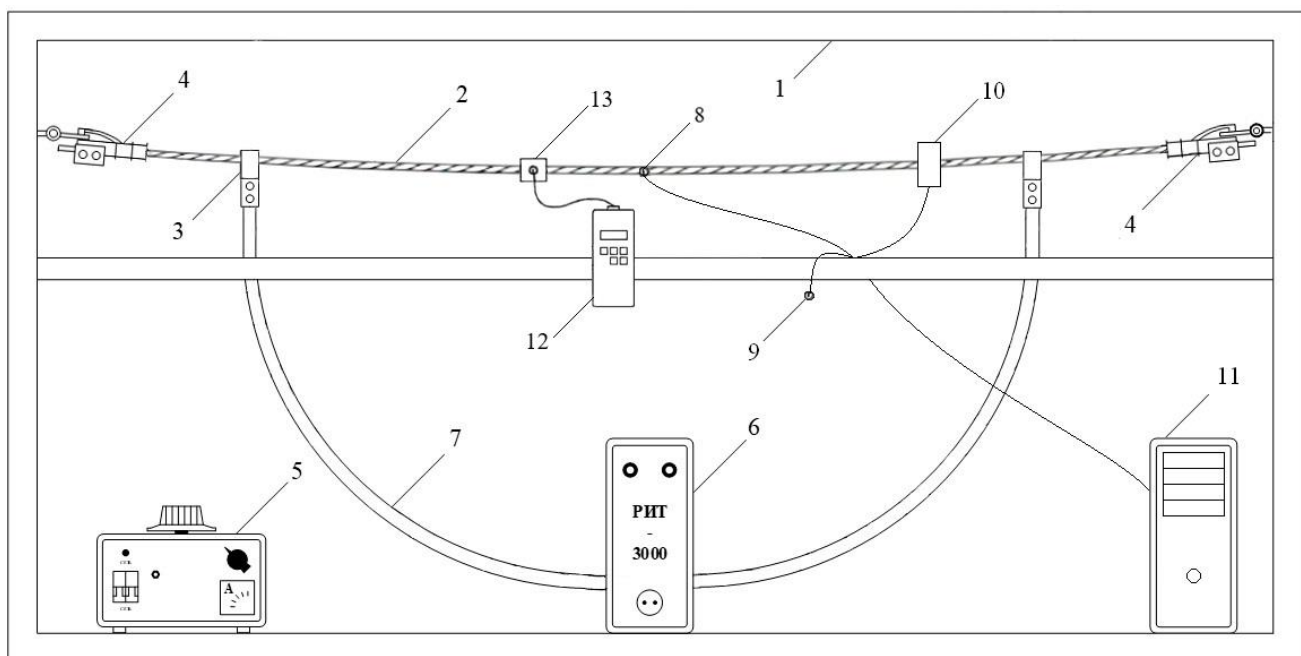


Рисунок 3.1 – Испытательный стенд для измерения пропускной способности провода: 1 – металлическая рама; 2 – исследуемый провод; 3 – соединительные зажимы; 4 – натяжные зажимы; 5 – регулировочный трансформатор; 6 – трансформатор питания; 7 — шлейф параллельного провода; 8, 9 – датчики температуры; 10 – датчик тока; 11 – компьютер; 12 – термометр; 13 – поверхностный зонд

Электрическая схема стенда представляет собой замкнутый контур, по которому пропускают необходимую величину тока [38]. Чтобы создать ток в

контуре, используется источник тока РИТ-3000, который состоит из регулировочного трансформатора и трансформатора питания. Трансформатор питания индуцирует ток в замкнутом контуре величиной до 3600 А, что позволяет нагревать испытываемый образец до температуры более 300 °С. Для плавного регулирования тока в схеме применяется регулировочный трансформатор (с изменением числа витков), который включается в сеть 220 В. Контроль напряжения ведется двумя вольтметрами (до 300 В) на первичной и вторичной обмотках трансформатора, контроль тока в контуре осуществляется при помощи датчика тока. Для определения сопротивления провода используется микроомметр марки Sonel MMR-630. Сопротивление провода измеряется при разомкнутом контуре. Для максимальной точности измерение проводится не менее трех раз, после чего берется усредненное значение полученных сопротивлений. Температура провода и окружающего воздуха фиксируется при помощи датчиков температуры, для контроля точности измерения температуры провода применялся термометр контактный ТК-5.05. Далее приводится описание приборов, применяемых на стенде.

Термометр контактный цифровой ТК-5.05. Назначение и область применения: термометры контактные цифровые ТК-5.05 предназначены для измерения температуры и относительной влажности различных сред путем непосредственного контакта зонда с объектом измерения.

Описание: цифровые термометры модели ТК-5.05 уникальны тем, что они объединяют в себе электронный модуль и модульные зонды, которые могут быть заменены в зависимости от необходимости измерения температуры в различных средах – будь то жидкости, газы, сыпучие материалы или даже твердые поверхности, а также для фиксации относительной влажности в газообразных средах. В этих зондах в качестве сенсоров, реагирующих на изменения температуры, применяются термопреобразователи сопротивления, которые соответствуют стандарту ГОСТ 6651-94, и термоэлектрические преобразователи

типа ХА(К), утвержденные ГОСТ Р 50431-92. Для измерения влажности в зондах предусмотрены специализированные датчики влажности НН-3610.

Электронный блок устройства преобразует получаемые от этих измерений сигналы в информацию, которая отображается на экране с жидкокристаллическим индикатором для удобства восприятия.

Основные технические характеристики термометра цифрового контактного ТК-5.05 представлены в таблице 3.1 [81].

Таблица 3.1 – Основные технические характеристики

Диапазон измеряемых температур, °С	от -199 до +1300
Разрешающая способность, °С	0,1
Предел допускаемой относительной погрешности, %	0,5
Масса, кг	0,12
Габаритные размеры, мм	185x60x20
Условия эксплуатации, °С	-20...+45

Внешний вид термометра ТК-5.05 представлен на рисунке 3.2.



Рисунок 3.2 – Внешний вид термометра ТК-5.05

Приборы комплектуются наборами сменных зондов для измерения температуры воздушных, жидких, сыпучих сред и поверхности твердых тел. В ходе испытаний использовался зонд ЗПВ 150. Технические характеристики зондов представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Технические характеристики зондов

Режим измерения	Исполнение зонда	Диапазон измерения температуры, °С	Показатель тепловой инерции, с	Предел допускаемой основной абсолютной погрешности, °С
Погружные	ЗПГ 150	-20... +200	2	±0,5
	ЗПГ 300	-20... +300	2	
	ЗПГ 500	-20... +600	2	
	ЗПГ 1000	-20... +600	2	
Воздушные	ЗВ 150	-20... +200	2	±0,5
	ЗВ 500	-20... +600	2	
	ЗВ 1000	-20... +600	2	
Поверхностные	ЗПВ 150	-20... +200	3	±2
	ЗПВ 500	-20... +400	3	
	ЗПВ 1000	-20... +400	3	
	ЗПИ 300	-20... +400	3	
	ЗПИ 500	-20... +400	3	

Перед тем как замерять динамику термических процессов провода, измерялось его сопротивление с помощью микроомметра Sonel MMR-630. Общие сведения о приборе взяты из [79]. Специализированное устройство MMR-630, показанное на рисунке 3.3, предназначено для точного определения малых активных сопротивлений, начиная от 0.1 мкОм и доходя до 1999 Ом, с использованием тока до 10 А. Оно идеально подходит для проверки различных соединений, включая клеммы, кабели и провода, зажимы, сварные рельсы, одним словом, сварные и эквипотенциальные соединения, а также двигатели и обмотки трансформаторов, не говоря уже о низкоомных катушках сопротивления.

Электронная защита инструмента для измерений предусматривает его безопасность при воздействии напряжения до 276 В в промежутке времени до 30 с.

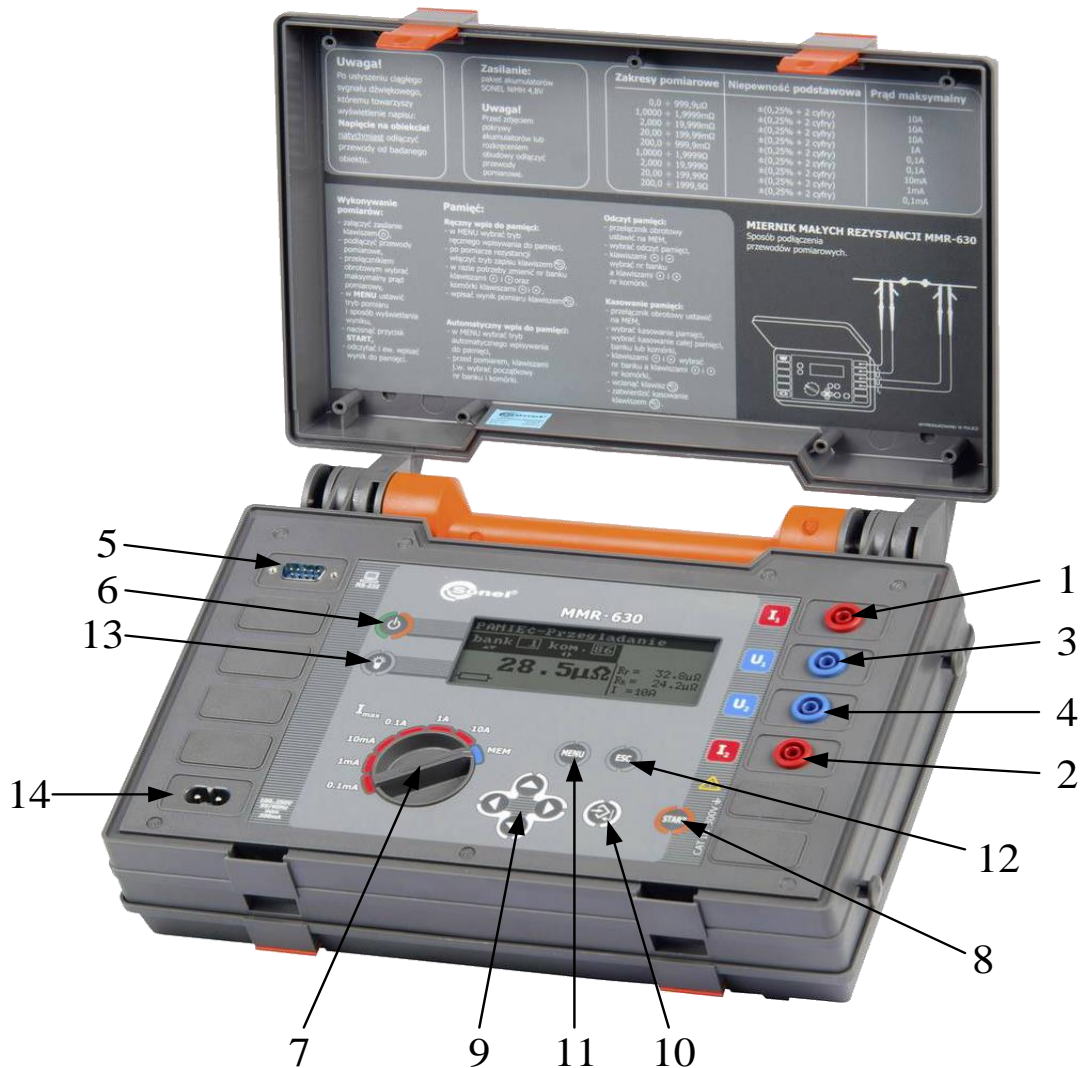


Рисунок 3.3 – Клавиши и разъёмы прибора MMR-630:

- 1 – измерительный разъем I1; 2 – измерительный разъем I2; 3 – измерительный разъем U1; 4 – измерительный разъем U2; 5 – разъем интерфейса RS-232; 6 – клавиша питания; 7 – поворотный переключатель функций; 8 – клавиша «START»; 9 – клавиши перемещения курсора; 10 – клавиша подтверждения; 11 – клавиша «MENU»; 12 – клавиша «ESC»; 13 – клавиша включения/отключения подсветки дисплея; 14 – сетевой разъем

Перед началом измерений необходимо проверить уровень заряда аккумуляторов, чтобы его было достаточно для проведения измерений. Также следует убедиться, что корпус измерителя и изоляция измерительных проводов не повреждены.

На рисунке 3.4 изображён метод подключения измерительных проводов к испытываемому объекту. К гнездам U1 и U2 подключаются провода напряжения, к I1 и I2 подключаются провода тока. Первые должны находиться между вторыми.

Качество присоединений измерительных проводов напрямую влияет на точность полученных данных. Поэтому необходим правильный выбор измерительных наконечников, должен быть гарантирован хороший контакт, без дополнительного переходного сопротивления.

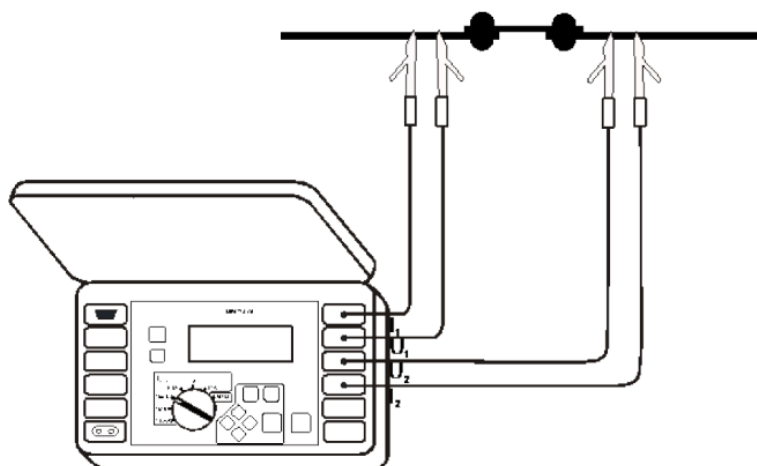


Рисунок 3.4 – Метод подключения измерительных проводов

Чтобы активировать нужный режим измерения, следует перейти в Меню, найти раздел «Режим измерения» и подтвердить выбор соответствующей кнопкой (см. позицию 10 на рисунке 3.3). В появившемся интерфейсе предоставляется возможность настроить различные характеристики, в том числе: выбор типа объекта измерения, который может быть либо активным сопротивлением, либо индуктивным с обычной длительностью измерения или с уменьшенным временем

измерений; а также направленность тока, возможные варианты которой включают однонаправленное и двунаправленное течение.

Чтобы настроить определенный параметр, необходимо:

- использовать клавиши для навигации, чтобы выделить нужный параметр, указанный в позиции 9 на рисунке 3.3;
- затем подтвердить свой выбор нажатием соответствующей кнопки;
- в появившемся окне определить желаемое значение для параметра;
- завершить настройку, подтвердив свой выбор той же клавишей или отклонить, используя клавишу «ESC», обозначенную в позиции 12 на рисунке 3.3. Это действие автоматически перенаправит вас обратно к предыдущему экрану.

В приборе MMR-630 для того чтобы измерить активное сопротивление, применяют токи, варьирующиеся в пределах от 0,1 мА до 10 А. Этот прибор позволяет регулировать диапазон измерений и ограничивать максимальное значение тока, предоставляя возможность делать это как в автоматическом, так и в ручном режиме.

Использование измерительного прибора автоматически позволяет подбирать необходимый диапазон измерения. В этой настройке максимальный ток, который может пройти через объект измерения, ограничивается с помощью вращающегося регулятора (позиция 7 на рисунке 3.3).

В ходе определения активного сопротивления у индуктивных объектов применение ручного выбора диапазона измерений значительно ускоряет процедуру. Этот метод предполагает, что оператор самостоятельно устанавливает необходимый измерительный ток через поворотный переключатель, что позволяет более точно фиксировать нужные показатели. В ходе измерения использовался ток на уровне 10 А.

Чтобы настроить диапазоны изменений, необходимо:

- 1) открыть меню, используя кнопку «МЕНЮ» (позиция 11 на рисунке 3.3);
- 2) перейти к выбору «Режим измерения», подтвердив свой выбор соответствующей кнопкой;

3) после этого найти опцию «Выбор диапазона» и снова использовать кнопку для подтверждения;

4) использовать кнопки навигации для выбора нужного способа: ручной или автоматический;

5) для завершения процесса настройки нажать кнопку (позиция 10, рисунок 3.3).

Режим срабатывания измерения. Устройство MMR-630 предлагает выбор из трех доступных режимов работы для проведения измерений: стандартный, автоматический и режим непрерывной работы. Чтобы активировать желаемый режим, необходимо:

1) активировать меню, нажав соответствующую кнопку;

2) перейти к опции «Режим измерения», используя кнопку для подтверждения выбора;

3) определить предпочитаемый режим с помощью кнопки подтверждения.

Функция автоматического запуска измерений недоступна в случае измерения объектов индуктивного типа.

Чтобы измерить активное сопротивление в стандартном режиме, следует выполнить несколько шагов. Сначала выполняется переход в соответствующее меню, где необходимо активировать функцию измерения в стандартном режиме. Затем, используя поворотный переключатель, устанавливается уровень измерительного тока на максимальное значение. После этого следует подсоединить измерительные кабели в соответствии с представленной схемой (рисунок 3.4). Завершающим действием будет нажатие на кнопку «START» (позиция 8, рисунок 3.3).

В диссертационной работе использовался нормальный режим измерения, поэтому остальные режимы описаны не будут.

Протекание тока. Для выполнения измерений доступны две методики: использование тока, который течет лишь в одном направлении, и применение тока, циркулирующего в обоих направлениях. При применении последнего

подхода основным выводом является вычисление среднего показателя активного сопротивления. Применение тока, движущегося в одном направлении, способствует более быстрому получению результатов при работе с объектами, не содержащими внутренних напряжений и электротермических сил. В то же время, выбор тока, изменяющего своё направление, позволяет исключить ошибки, вызванные наличием упомянутых напряжений и эффектов в объекте исследования. Выбор метода тока осуществляется через специальное меню, и при опции, предусматривающей использование только однонаправленного тока, активное сопротивление не фиксируется.

Отображение результатов измерений. Для настройки того, как будут отображаться результаты измерений необходимо:

- 1) активировать меню, воспользовавшись кнопкой «MENU»;
- 2) открыть настройки отображения, выбрав соответствующий раздел;
- 3) используя кнопки навигации, определить желаемый режим отображения результатов;
- 4) с помощью тех же кнопок найти позицию «Запомнить?»;
- 5) о «ДА», выбрав эту опцию, и подтвердить свой выбор соответствующей клавишей.

Если настройки установлены так, что отражаются все данные измерений и задействован режим измерения с током, меняющим своё направление, то значение, которое выводится на экране, будет представлять собой среднее значение сопротивления, полученное из двух измерений с током, течение которого осуществляется в разных направлениях.

Когда настройки определены таким образом, чтобы показывать только ключевой результат измерений, интерфейс экрана будет соответствовать рисунку 3.5.



Рисунок 3.5 – Вид экрана (главный результат):

- 1 – диапазон измерения; 2 – способ запуска измерения; 3 – символ типа объекта;
 4 – сигнализация превышения температуры; 5 – состояние аккумуляторов;
 6 – информация о шуме; 7 – информация о замене проводов, об ограничении
 измерительного тока, либо разрядке объекта; 8 – главный результат

Регулируемый источник тока РИТ-3000 используется в качестве источника тока промышленной частоты 50 Гц для задания тока при поверке трансформаторов или производстве иных работ.

РИТ состоит из трёх частей: трансформатор регулировочный (ТР), трансформатор питания (ТП), внешняя обмотка трансформатора питания (ВО).

ТР выполнен на базе ЛАТР с максимальным выходным током 20 А. Автотрансформатор выполнен на тороидальном сердечнике с медной обмоткой, имеющей открытую дорожку, обеспечивающую электрический контакт нагрузки с обмоткой при помощи скользящей щетки.

ТП представляет из себя тороидальный сердечник, изготовленный из электротехнической стали, на который намотаны первичная и вторичная обмотки. Максимальный ток при использовании вторичной обмотки равен 35 А.

В центре ТП расположено отверстие, через которое проходит внешняя обмотка, применяемая при токах свыше 35 А. В качестве внешней обмотки трансформатора питания используются кабели, входящие в состав РИТ.

Передняя панель ТР РИТ представлена на рисунке 3.6.

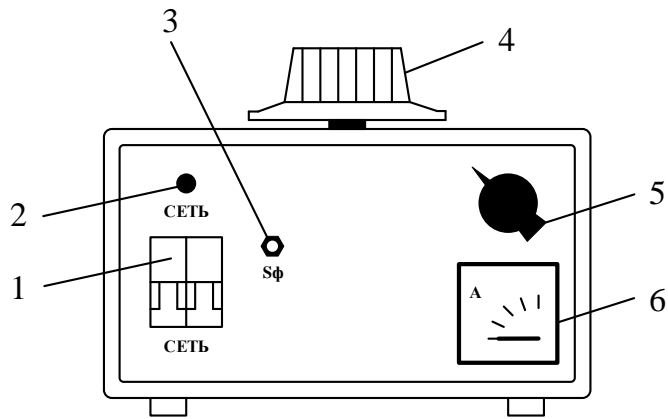


Рисунок 3.6 – Внешний вид панели ТР: 1 – автоматический выключатель; 2 – индикатор «Сеть»; 3 – кнопка Sφ; 4 – регулятор; 5 – ручка управления тонкой регулировкой; 6 – амперметр

На задней панели ТР расположены: разъем для подключения трансформатора питания; разъем для подключения РИТ к питающей сети переменного тока напряжением 220 В, частотой 50 Гц; клемма для подключения защитного заземления.

Верхняя панель ТП РИТ изображена на рисунке 3.7.

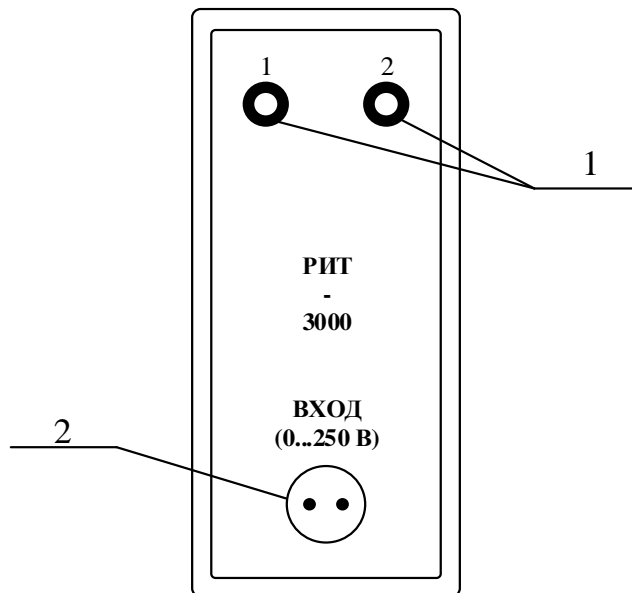


Рисунок 3.7 – Внешний вид верхней панели ТП:

1 – клеммы для подключения внешней обмотки при работе с токами до 35 А;
2 – разъем для подключения ТП к ТР

Перед подготовкой к работе тумблер «Сеть» следует установить в нижнее положение. Подключить ТР к питающей сети, собрать схему. Ручки ТР и регулятора тонкой регулировки должны быть установлены в нулевом положении.

Для начала работы следует включить тумблер «Сеть» (верхнее положение). После того как загорится индикатор «Сеть», нажать кнопку «Sф». Уменьшение свечения индикатора свидетельствует об отсутствии защитного заземления РИТ. Если при нажатии кнопки «Sф» индикатор гаснет, необходимо выключить тумблер «Сеть» и поменять полярность подключения ТР к питающей сети, затем включить тумблер.

Плавно вращая ручку регулировочного трансформатора по часовой стрелке, установить необходимое значение тока. Для более точного задания воспользоваться тонкой регулировкой.

По окончании работ следует плавно перевести ручки ТР в нулевое положение, выключить тумблер «Сеть».

Для производства автоматизированного процесса контроля температурных и токовых параметров исследуемых проводов ЛЭП на стенде был составлен алгоритм работы программы в программном пакете National Instruments LabVIEW 19.0., производства контроля измеряемых параметров было использовано следующее оборудование [38, 36, 40, 43, 69]:

- персональный компьютер (ПК) с предустановленной операционной системой Windows 7 и программным пакетом National Instruments LabVIEW 19.0;
- система сбора данных National Instruments cDAQ 9178;
- модуль сбора данных National Instruments 9205;
- контроллер National Instruments MYRIO 1900;
- маршрутизатор NETIS WF2409E;
- контроллер WEMOS D1 mini с источником питания;
- АКБ 12В;
- датчик тока LEM HOP 1000-SB;

- датчик температуры NTC 3950 100 К;
- датчик температуры DS18D20,
- термометр цифровой ТК-5;
- Блок-диаграмма программы представлена на рисунке 3.8.

На блок – диаграмме программный код может быть поделен на блоки, имеющие цифровое обозначение в соответствии с рисунком 3.8.

В блоке 1 производится добавление в проект измерительного сигнала температуры.

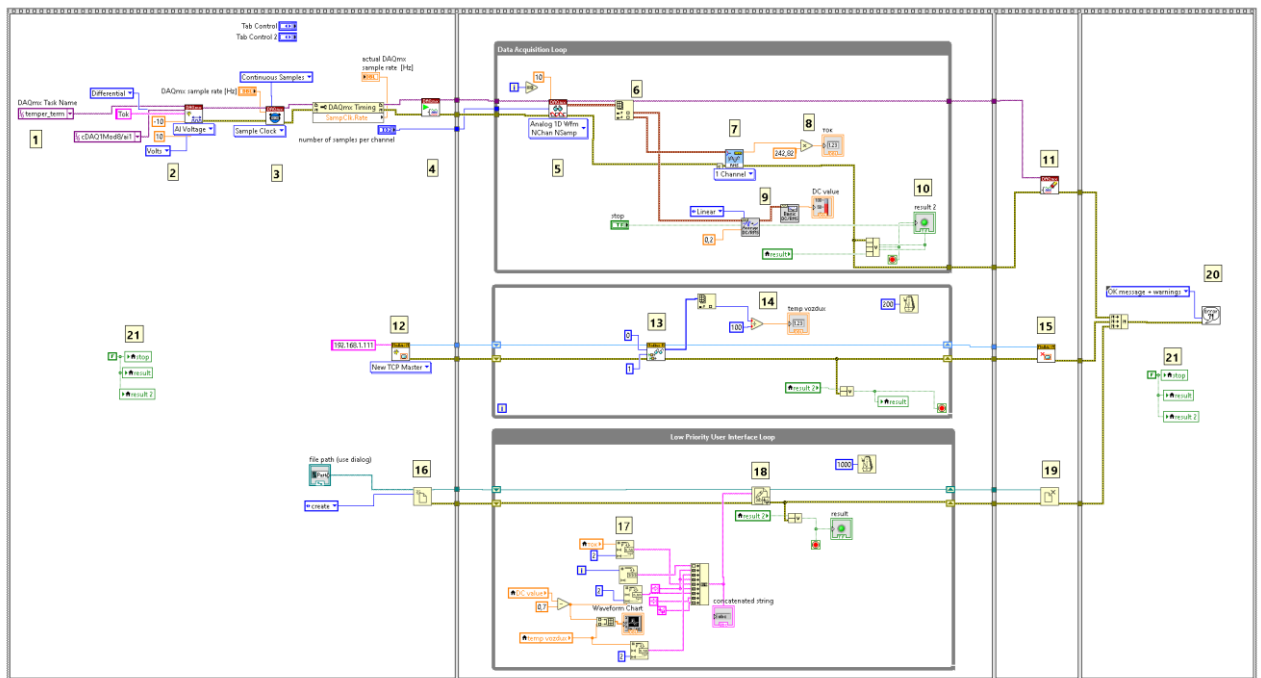


Рисунок 3.8 – Блок диаграмма работы программы автоматизированного контроля нагрева провода на испытательном стенде лаборатории неразрушающего контроля ДВГУПС

Температурный датчик выполнен на основе термистора NTC 3950 100 К. Диапазон измерений термистора $-50 \dots +260$ °С, Значение сопротивления термистора при 25 °С – 100 кОм.

Схема подключения датчика температуры приведена на рисунке 3.9.

В качестве внешнего источника питания использован источник постоянного тока Tectronix PWS 4323. Для сопротивления R1 использован резистор МЛТ 4,7 кОм 0,5 Вт. Значение сопротивления резистора было измерено при температуре 25 °С и составило 4796 Ом.

Настройка измерений заключается в задании параметров элементов схемы измерения, а также кривой преобразования сопротивления термистора в температуру. Кривая задается на основании измерения его сопротивления при трех значениях температуры (взяты из паспортных значений термистора) и рассчитаны в виде коэффициентов А, В, С.

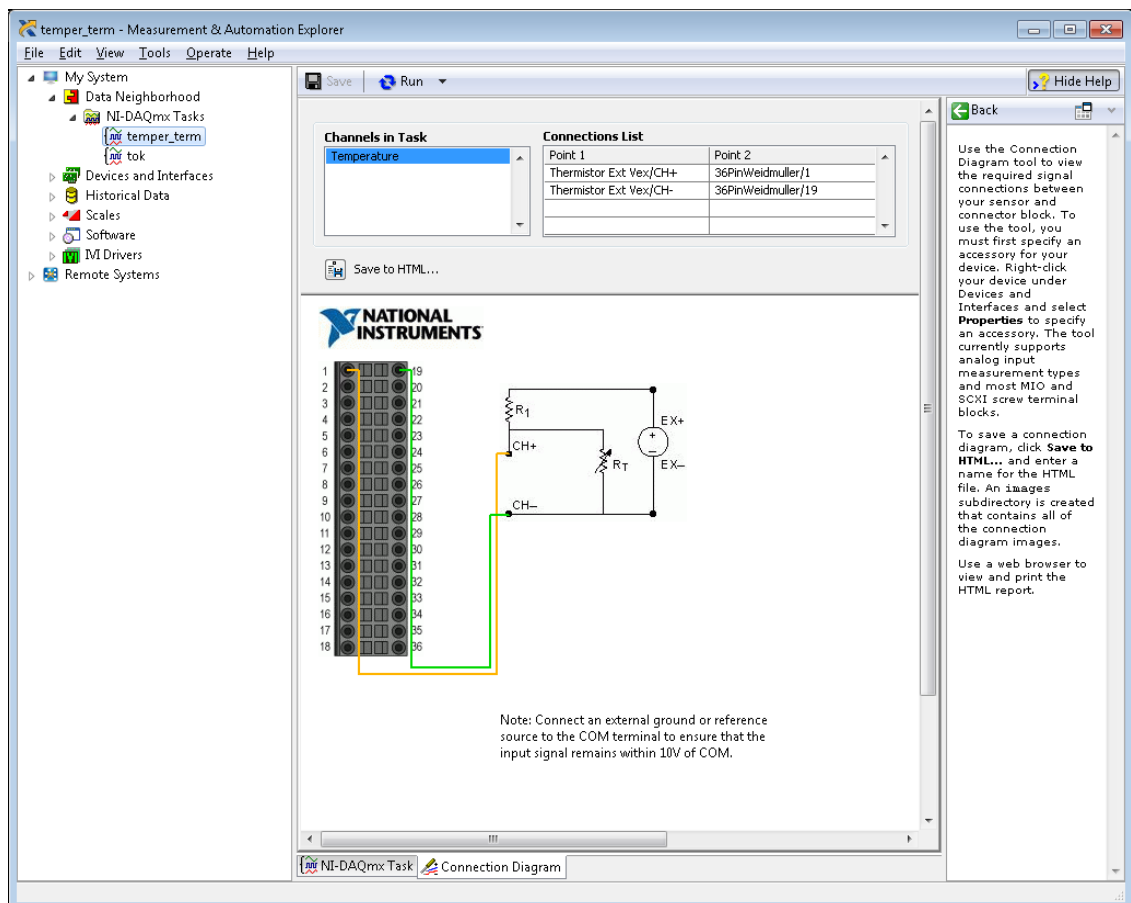


Рисунок 3.9 – Схема подключения термистора к измерительной системе

На рисунке 3.10 отображены параметры настройки измерительной системы.

В пункте 2 приведены параметры настройки системы контроля значений тока. Ток измеряется модулем NI 9205.

Выставленные параметры: Тип конфигурации входного тракта измерений: Дифференциальный.

Диапазон измерений: -10...+10 В.

Измеряемая величина: Вольты.

В качестве измерительного датчика тока использован датчик тока LEM HOP 1000-SB.

Измерительный диапазон действующего значения тока RMS 1000 А.

Измерительный диапазон мгновенного значения тока ± 2000 А.

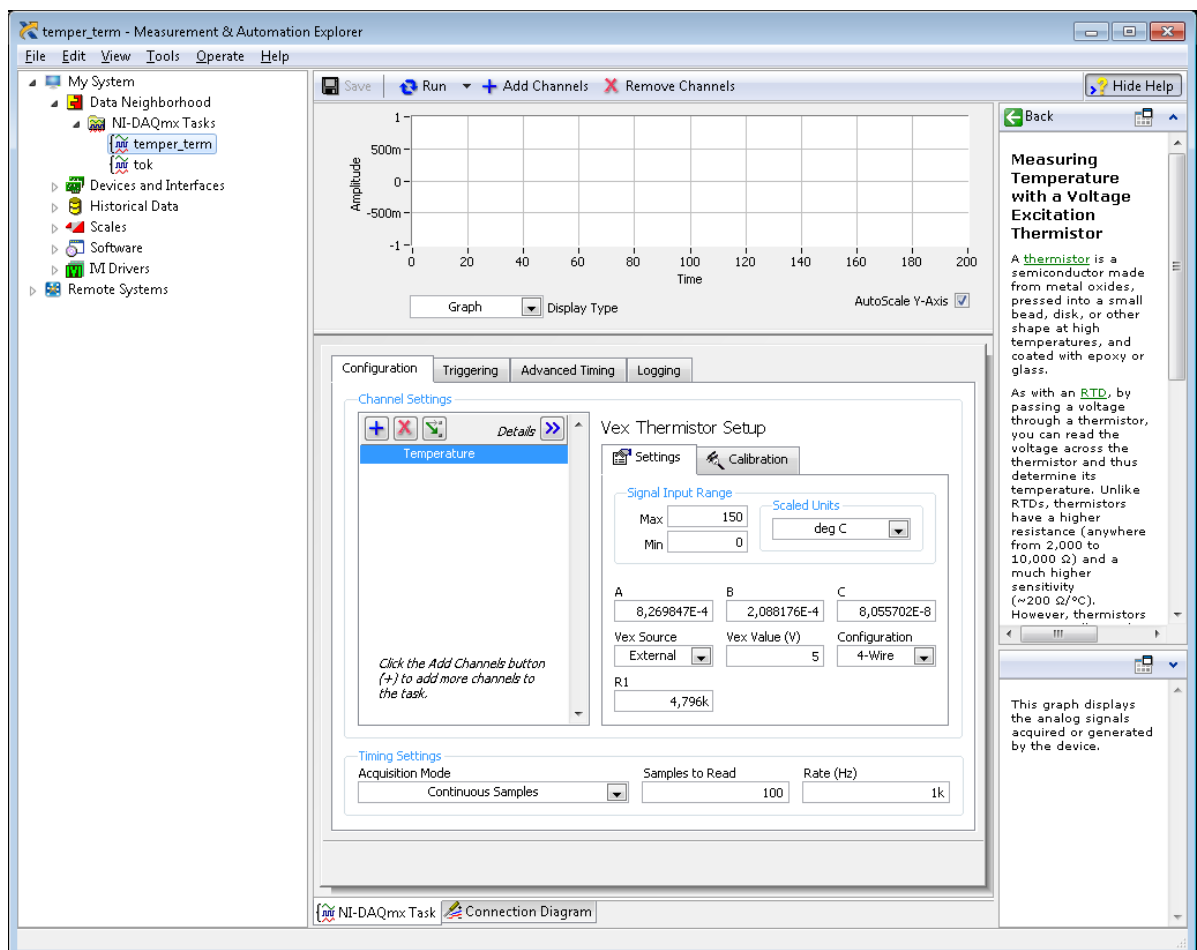


Рисунок 3.10 – Параметры настройки измерительной системы контроля температуры провода

Полная погрешность измерений при температуре 25 °С, напряжении питания $\pm 12...15$ В $\leq 2\%$.

Нелинейность $\leq 2\%$.

Выходной сигнал – ± 4 В.

В качестве источника питания ± 15 В применен контроллер NI MYRIO. Питание контроллера осуществлялось от АКБ 12В в целях уменьшения гальванически связанных цепей.

Схема подключения датчика тока приведена на рисунке 3.11.

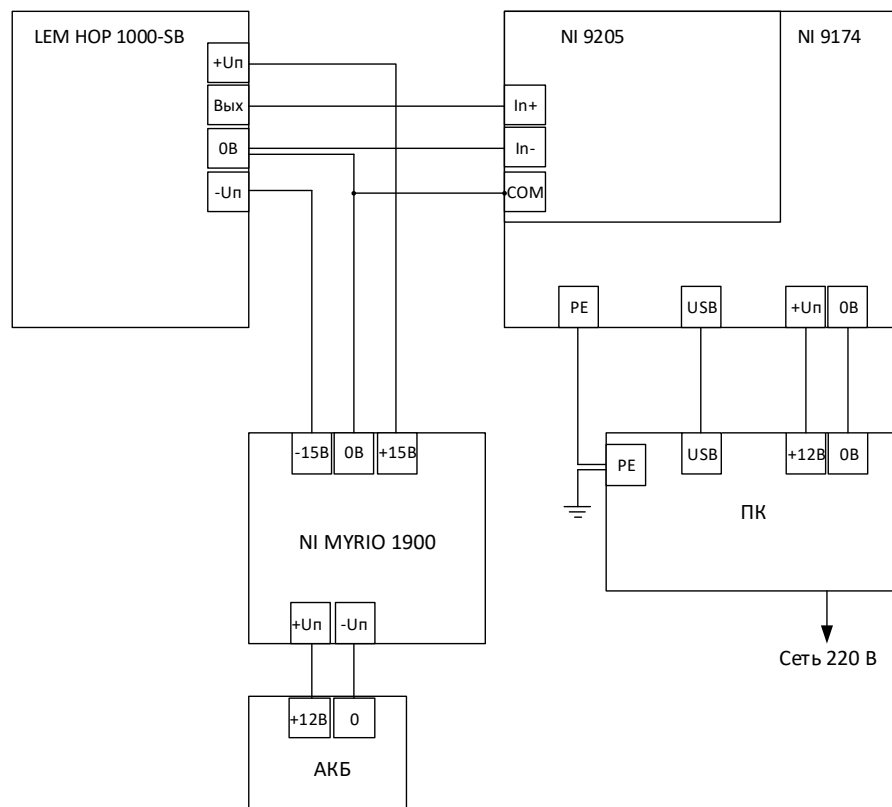


Рисунок 3.11 – Схема автоматизации контроля тока

В блоке 3 производится конфигурирование и настройка системы сбора данных. Частота считывания сигнала составила 50 000 слов/с на канал, что эквивалентно 1000 точек измерений на один период основной частоты измеряемого тока. В блоке 4 производится запуск устройства NI 9174. количество точек в пакете для расчета сигнала равняется 10 000 на канал, что эквивалентно 0,2 с или 10 периодам основной частоты. В блоке 5 производится считывание измеряемых величин. В блоке 6 формируется два массива измерения – массив

данных температуры и массив данных тока. В блоке 7 производится расчёт действующей величины значения тока за период 0,2 с.

Расчет производится стандартной библиотекой NI The Electrical Power Toolkit (EPT), процедура расчета библиотеки EPT соответствует следующим стандартам ГОСТ [19, 20].

В блоке 8 производится масштабирование сигнала тока. Коэффициент масштабирования определялся в результате калибровки по значениям FLUKE 435 для токов 100 А, 200 А, 500 А, 1000 А. В результате расхождение приборов составляло не более 0,1 % от измеряемой величины в диапазоне токов 100 – 1000 А и составляло менее 1 А во всем диапазоне подаваемых токов.

В блоке 9 производится расчёт постоянной составляющей сигнала, вычисленный за время усреднения 0,2 с, соответствующий 10 000 замерам. Последующий расчет объединяет полученные значения за период времени 1 с. Данные выводятся в виде столбчатого и цифрового индикаторов. Данные температуры соответствуют результатам периодических замеров ТК-5, расхождения не превышают 0,5 °С.

Блок 10 реализован для остановки процесса измерения от действий пользователя или при возникновении ошибки в работе программы.

Блок 11 останавливает работу измерительного оборудования в случае остановки цикла измерений.

Для контроля температуры окружающего воздуха реализована отдельная измерительная система, основанная на работе цифровых датчиков температуры Dallas DS18B20.

Температурный диапазон измерений составляет $-55 \dots +125$ °С.

Напряжение питания 3.0 – 5.5 В.

Погрешность 0,5 °С в диапазоне $-10 \dots +85$ °С.

Размещение датчика осуществлялось на высоте подвеса провода на расстоянии 0,5 м.

Для приема/передачи результатов измерений был запрограммирован контроллер WEMOS D1 mini на базе процессора ESP 8266.

Для исключения взаимного влияния гальванически связанных цепей передача данных от контроллера WEMOS D1 mini до ПК производилась посредством сети WiFi по протоколу MODBUS TCP. Связь осуществлялась через точку доступа NETIS WF2409E.

Схема измерительной системы температуры воздуха показана на рисунке 3.12.

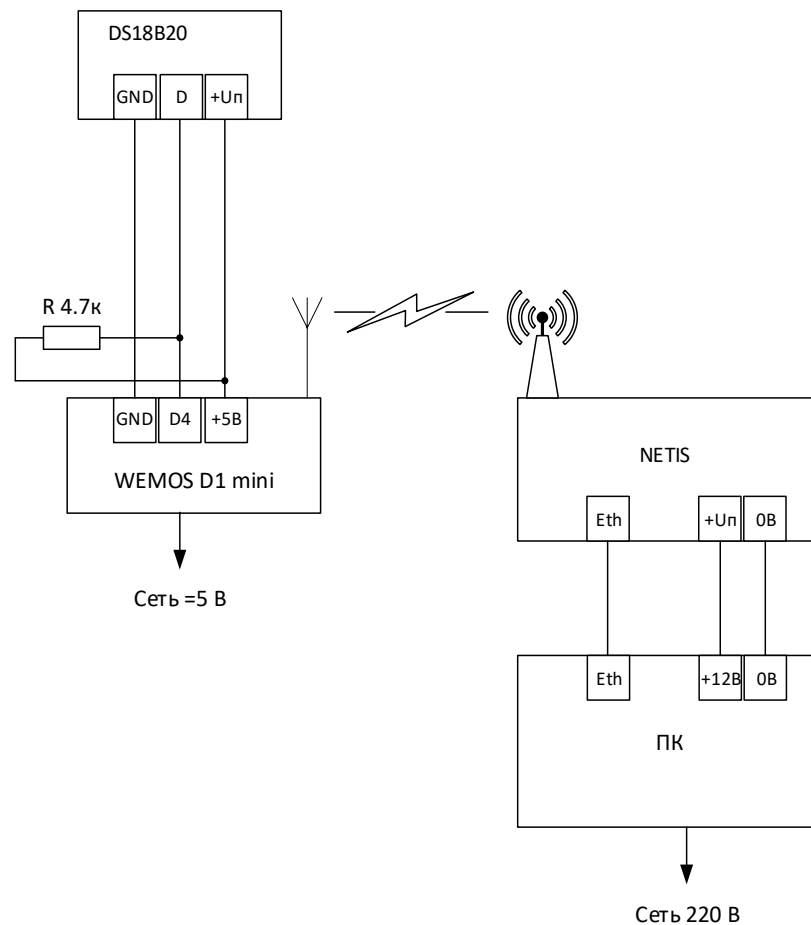


Рисунок 3.12 – Схема автоматизации измерения температуры окружающего воздуха.

В блоке 12 производится конфигурирование программы опроса Master Modbus TCP. В блоке 13 производится опрос регистра хранения данных температуры. Так как переменные температуры имеют формат DBL (переменные

с плавающей запятой), то в контроллере происходит их умножение на 100 (приведение к целочисленному виду) и передача в виде переменных Integer 16 бит. В блоке 14 происходит их обратное преобразование. Период обновления переменных составляет 0,2 с.

В блоке 15 происходит закрытие сессии MODBUS TCP после остановки работы программы.

В блоке 16 происходит открытие уникального файла в формате .txt для записи результатов эксперимента на жесткий диск ПК или съемный флеш-накопитель.

В блоке 17 происходит конфигурирование строки записи данных в формате таблицы 3.3.

Таблица 3.3 – Формат записи результатов измерений

Порядковый номер замера, с	Температура провода, °C	Ток, А	Температура воздуха, °C

Непосредственно сама запись производится в блоке 19, период записи результатов измерений соответствует 1с и регулируется блоком Wait Until Next ms Multiple.

В блоке 19 производится окончание записи и обращения к записываемому файлу.

В блоке 20 реализован обработчик ошибок. В блоке 21 производится обнуление служебных переменных для синхронизации команд остановки циклов программы.

Реализованная программа позволяет автоматизировать процесс контроля измеряемых параметров, а также производить автоматическую запись результатов. Применяемые датчики и средства сбора/обработки данных были прокалиброваны в соответствии с другими средствами измерений, и показали

сходимость: для средств измерений тока $\pm 0,1$ %, для средств измерения температуры $\pm 0,5$ °С.

3.2 Описание проведения экспериментов

При проведении опытов были использованы сталеалюминевые провода различных размеров: от АС 70/11 до АС500/336. Все они были демонтированы с ЛЭП, т. е. это провода, которые были в эксплуатации. Это важный фактор, позволяющий создать более реалистичную модель. Провода имели несущественный износ. Поверхность была незначительно окислена и имела шероховатую текстуру и серебристый цвет. Это говорит о том, что провода не подвергались экстремальным воздействиям при эксплуатации и всё ещё пригодны для использования. Также на это указывало исследование проводов микроомметром, которое показало, что у всех образцов сопротивление соответствует значениям ГОСТов [23].

Эксперименты на стенде проводились в два этапа. На первом этапе производились замеры при подаче тока на провод с помощью устройства РИТ-3000. Ток подавался до тех пор, пока температура провода перестала существенно возрастать, т. е., когда прирост составлял менее одного градуса за пять минут. После чего подача тока прекращалась. Второй этап – это замер динамики охлаждения нагретого провода. Без источника нагрева, т. е. при отсутствии тока температура провода постепенно снижалась. Измерения проводили, пока температура провода не станет примерно равна температуре окружающего воздуха.

Уровень тока задавался различным: от 100 А до 1000 А в зависимости от диаметра провода. Для каждого образца провода проводилось по четыре опыта. Эксперименты различались величиной протекающего тока. Задача заключалась в том, чтобы нагреть провод до различных установившихся температур, т. е. до температуры, выше которой провод не нагреется при заданной силе тока. Как правило, температура варьировалась от 35 до 90 °С. Данное условие позволило

получить семейства зависимостей для каждого провода, что в свою очередь повысит точность выбора коэффициентов. Стоит также отметить, что с ростом температуры увеличивается сопротивление, что влечёт за собой снижение тока. Во время проведения опытов уровень тока оставался неизменным благодаря постоянной ручной корректировке значения тока с помощью регулировочного трансформатора.

Эксперименты проводились при температуре окружающего воздуха в диапазоне 23 ... 27 °С. Во время проведения опыта температура воздуха могла меняться не более чем на 0,5 °С, что можно считать не влияющим фактором. Эксперименты проводились в помещении лаборатории, поэтому влияние ветра и солнечного нагрева были исключены. По результатам экспериментов были получены данные, представленные в приложении Б.

3.3 Определение и верификация коэффициентов уравнения охлаждения провода

Для определения коэффициентов уравнения в программе Mathcad была создана расчётная модель, её суть заключается в одновременном расчёте нескольких вариаций исходных данных. Данные задаются в соответствии с проведёнными опытами. Также в Mathcad заносятся полученные в опытах данные. При сравнении расчётных данных с экспериментальными корректируется коэффициент теплоотдачи. Рассмотрим алгоритм более подробно на примере провода АС 70/11.

В начале задаются исходные данные для провода. Далее задаются условия нескольких опытов: время от начала опыта до прекращения подачи тока; значение протекающего тока; температура окружающего воздуха; температура провода в начале эксперимента. Далее было записано четыре расчётных блока Given/Odesolve в соответствии с количеством проведённых опытов для одного провода. Данные блоки были модифицированы относительно версии, о которой говорилось во втором разделе. Зависимость температуры от времени теперь

задаётся двумя функциями: нагрева и охлаждения. Такой вид расчёта повысит точность подбора коэффициентов, так как будет одновременно рассмотрено влияние разных факторов.

Полученные экспериментальные данные заносим в Mathcad. Далее были построены графики зависимостей температуры от времени для расчётных и экспериментальных данных. Перебирая различные значения коэффициентов, необходимо добиться максимальной сходимости графиков (рисунок 3.13).

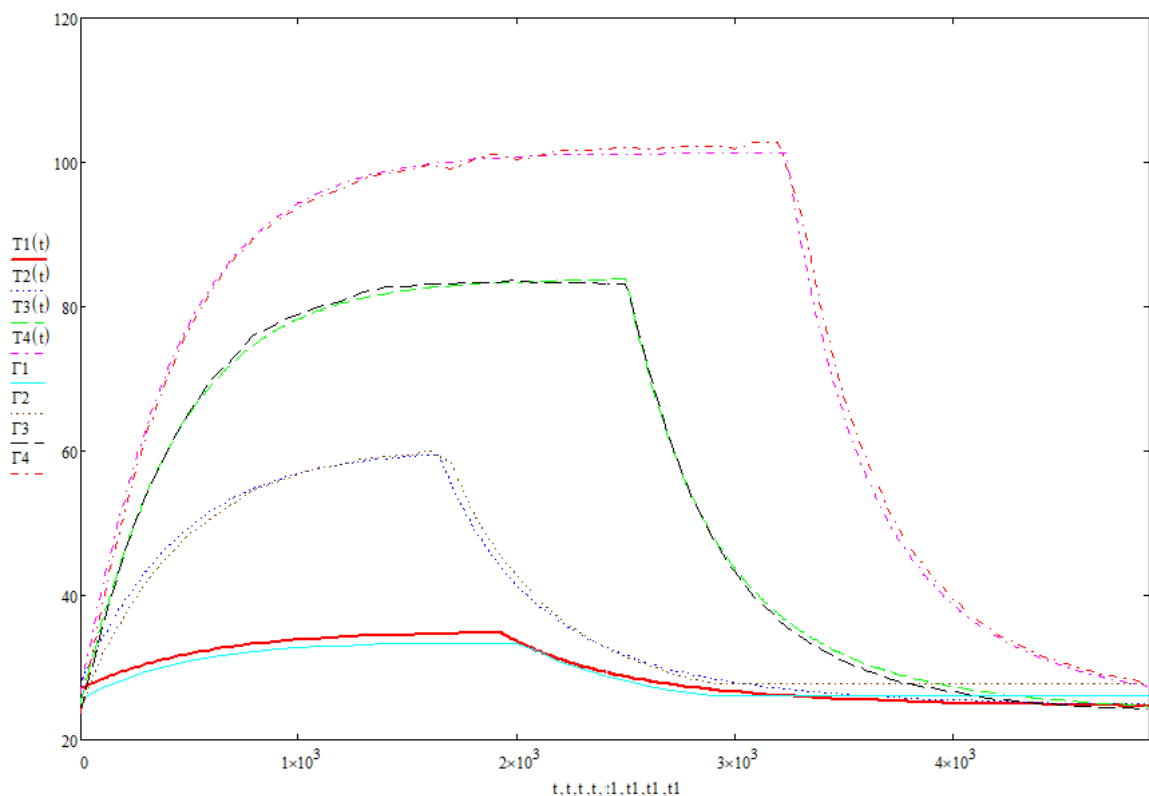


Рисунок 3.13 – Расчётные и опытные значения тепловых процессов в проводе АС 70/11, в программе Mathcad.

В результате многочисленных расчётов были получены следующие значения коэффициентов: показатель степени $h=1,22$ для всех проводов; коэффициент f варьируется в пределах $6 - 4,5$ в зависимости от марки провода. Стоит отметить, что зависимость прямая: от провода с маленьким сечением к большому соответственно.

Далее на рисунках 3.14 – 3.16 приведены графики расчётных и экспериментальных данных для различных сталеалюминевых проводов.

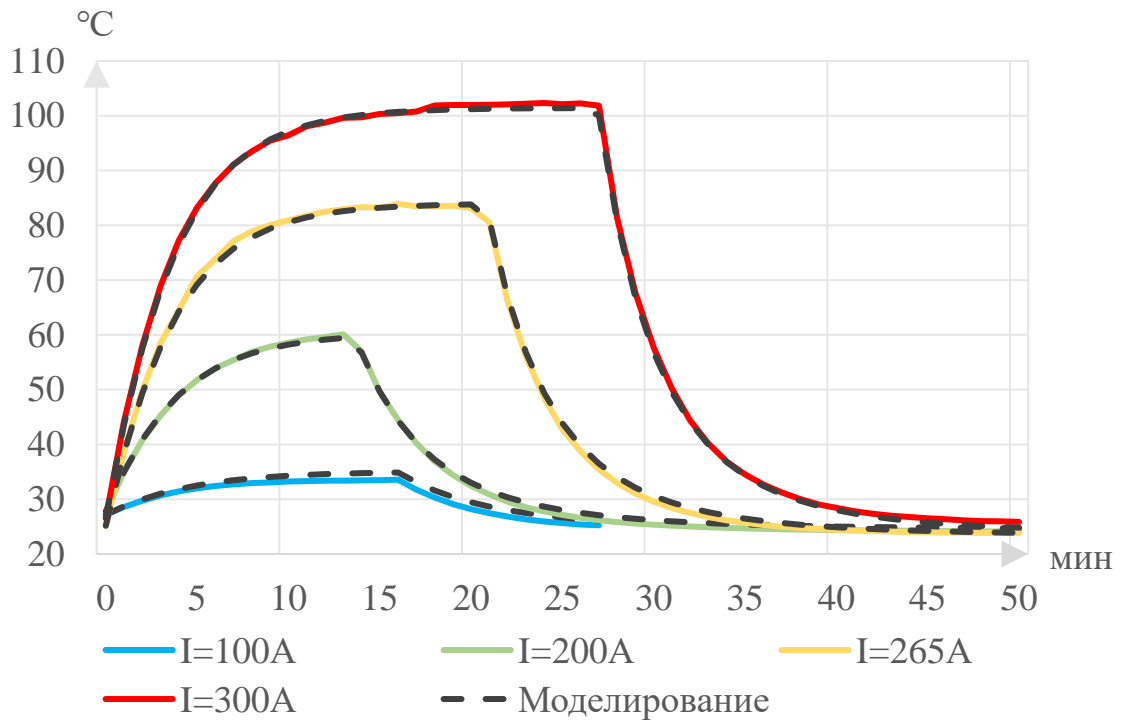


Рисунок 3.14 – Расчётные и опытные значения тепловых процессов в проводе АС 70/11 для различных токов

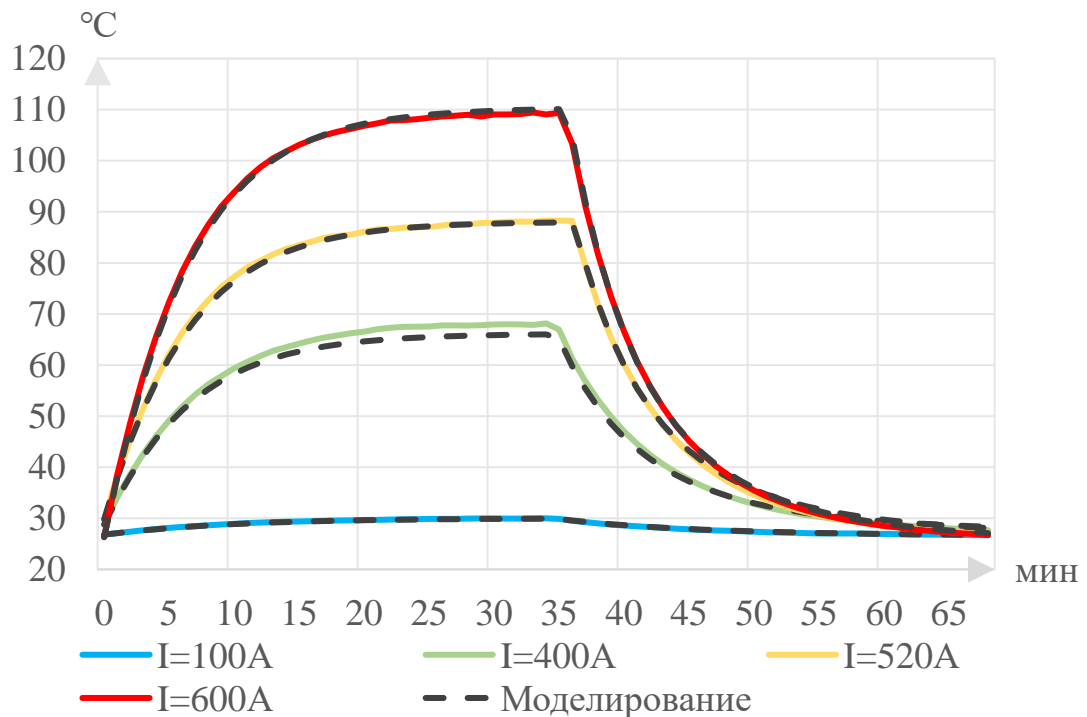


Рисунок 3.15 – Расчётные и опытные значения тепловых процессов в проводе АС 185/29 для различных токов

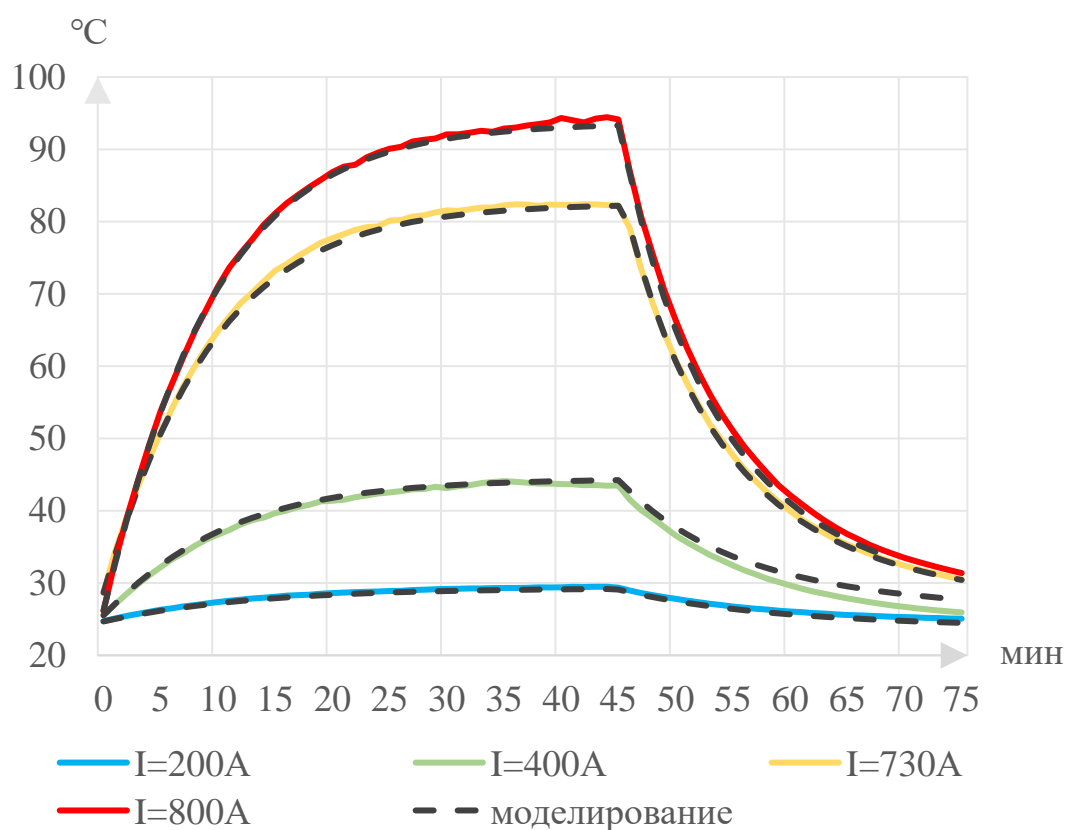


Рисунок 3.16 – Расчётные и опытные значения тепловых процессов в проводе АС 330/43 для различных токов

Результаты эксперимента, а также кривые математической модели при моделировании эксплуатационных режимов работы представлены на рисунках 3.14 – 3.16. Расхождение опытных и математических данных не превышает 5 %.

Как говорилось ранее основной документ, предоставляющий данные о допустимых токовых нагрузках приведены в ПУЭ. Однако ПУЭ не учитывает возможность увеличения допустимых нагрузок на кратковременные промежутки времени, тем самым занижая пропускную способность линии. Далее приведены значения полученные с помощью сравнения величин токов для разного времени действия и данными, которые предоставляет ПУЭ (рисунок 3.17).

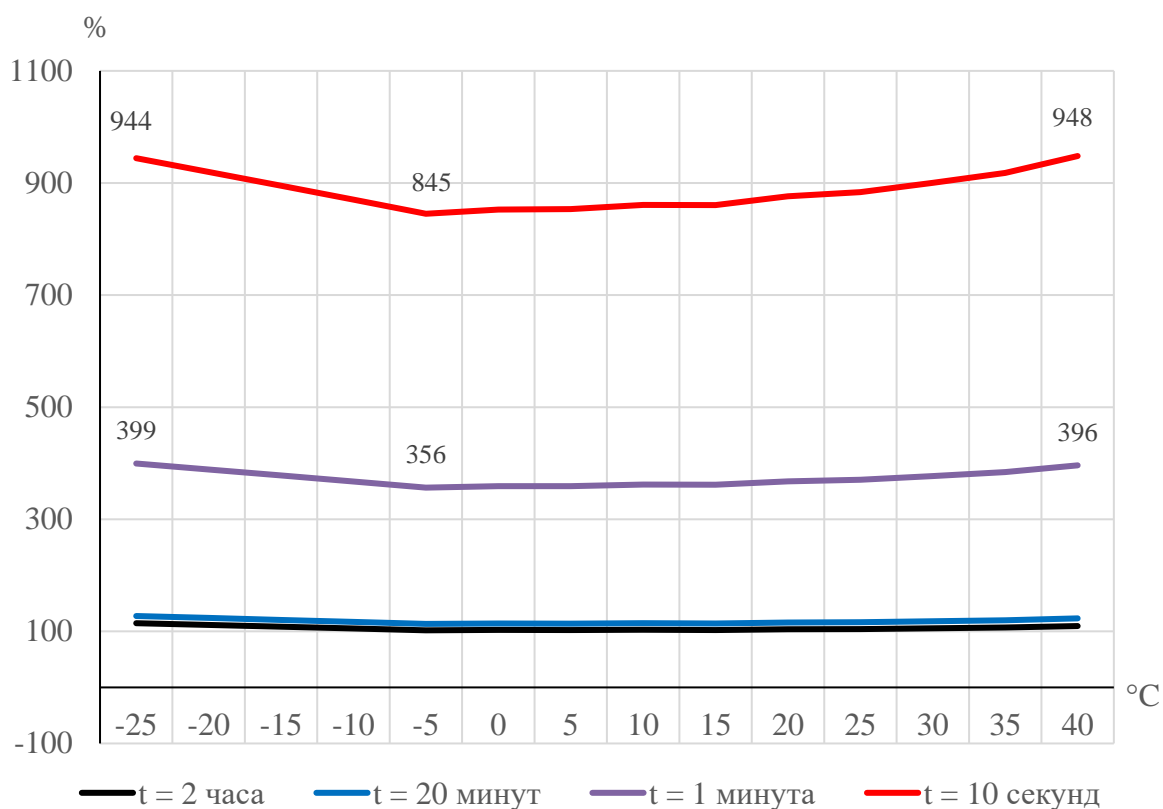


Рисунок 3.17 – Отношение значений токов разной длительности воздействия к токам данным в ПУЭ

Чем меньше время действия тока, тем больше значения можно передать без превышения допустимой температуры. Так для времени 10 сек величины тока, рассчитанного с помощью модели, отличаются от предоставляемого ПУЭ более чем в 8 раз, для 1 мин – более чем в 3,5 раза.

Выводы по разделу 3

1. Разработан испытательный стенд для исследования тепловых процессов в проводе с автоматизированным контролем температуры воздуха, температуры провода и заданного тока.

2. Получены опытным путём математические зависимости динамики тепловых процессов для различных марок проводов ЛЭП, бывших в эксплуатации.

3. Получены уточнённые значения коэффициентов теплоотдачи в уравнении теплового состояния, которые определены экспериментальным способом на специально сконструированном стенде, имитирующем реальные эксплуатационные условия.

4. Для верификации теоретических расчетов проведены испытания на экспериментальном стенде, которые показали достоверность полученных данных для всех исследуемых марок проводов с погрешностью менее 5 %. На основе сравнения результатов математической модели и экспериментов сформулирован вывод о состоятельности разработанной методики для эксплуатационного использования.

4. РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА РАСЧЁТА ДОПУСТИМЫХ ТОКОВЫХ НАГРУЗОК ПРОВОДОВ ЛЭП

4.1. Описание методики нахождения допустимого тока с учётом сохранения механической прочности и допустимого габарита

Для того чтобы найти зависимость возрастания температуры от провода, необходимо решить нелинейное дифференциальное уравнение первого порядка:

$$C \cdot \theta'(t) = I^2 \cdot R_{20} \cdot (1 + \alpha \cdot (T_{\text{окр}} + \theta(t) - 20)) - \omega \cdot P \cdot \theta(t)^h. \quad (4.1)$$

Далее прибавляем к полученной зависимости температуру окружающей среды, чтобы определить температуру провода, так как θ – это разница температур провода и воздуха:

$$T(t) = \theta(t) + T_{\text{окр}}. \quad (4.2)$$

Решение производится численным методом с помощью программного комплекса Mathcad [41, 42, 94]. Однако в таком виде модель неудобна, так как требует вмешательства расчётчика для ручного перебора значений. Поэтому был разработан алгоритм, который позволяет автоматически производить расчёт, необходимо только задать исходные данные (приложение А).

Провод АС 300/39. Необходимо найти максимально допустимый длительный ток из условия допустимой температуры нагрева провода (90 °С). Температура окружающей среды – 25 °С, время суток – день, погода пасмурная. Параметры провода представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Данные провода АС 300/39

Наименование характеристики	Единицы измерения	Значение
ГОСТ	—	ГОСТ 839-80
Код ОКП провода АС 300/39	—	351151
Рабочая температура эксплуатации	°С	от -60 до +90
Расчетная масса провода	кг/км	1132
Вес одного метра провода	кг/м	1,132
Наружный диаметр	мм	24,0
Площадь сечения провода по элементам	мм ²	340,19
Площадь сечения алюминиевой части	мм ²	301,58
Площадь сечения стальной части	мм ²	38,61
Допустимый ток	А	710
Срок службы, не менее	лет	45
Механическое напряжение для наибольшей нагрузки	даН/мм ²	12,6
Механическое напряжение при среднегодовой температуре	даН/мм ²	8,4
Коэффициент температурного линейного расширения	1/°С·10 ⁶	19,8
Модуль упругости	даН/мм ²	7700
Максимальная разрывная нагрузка	даН	9057,4
Длительно допустимая температура нагрева жил, не более	°С	+90
Электрическое сопротивление 1 км провода постоянному току	Ом	0,0958

Далее на рисунках 4.1 – 4.12 представлен расчёт в программе Mathcad [76].

На рисунке 4.1 в верхней части задаются исходные данные. Величины, связанные с характеристиками провода, составляют первый столбик. Второй столбик – величины, связанные с погодой, а также габаритом. Третий столбик составляют постоянные величины, а также временной промежуток нагрева провода. Набор характеристик в первом столбике – разный, для каждого провода свой, поэтому для упрощения вычислений нужно создать под каждый провод свой файл. Тогда при расчётах останется внести данные о пролёте и погодных условиях. Стоит отметить, что переменная «s» служит для более лёгкого расчёта солнечной радиации. Если s=1, то солнечная радиация учитывается, если s=0 – не

учитывается. Согласно условиям (день, небо пасмурное) солнечную радиацию учитывать нет необходимости.

Исходные данные

$k_{\text{п}} := 1.05$	$\text{Токр} := 25$	$g := 0.003$
$k_{\text{м}} := 1.04$	$s := 0$	$h := 1.22$
$m_{\text{а}} := 0.814$	$T_0 := 0$	$C_{\text{а}} := 886$
$m_{\text{с}} := 0.301$	$l := 100$	$C_{\text{с}} := 437$
$n_{\text{пров}} := 15$		$\beta_{\text{а}} := 0.000534$
$d_{\text{пр}} := 24 \cdot 10^{-3}$	$h_{\text{а}} := 13$	$\beta_{\text{с}} := 0.001076$
$d_{\text{пров}} := 4 \cdot 10^{-3}$	$h_{\text{б}} := 12$	$T_{\text{н}} := \text{Токр}$
$R_{20} := 0.0958 \cdot 10^{-3}$	$h_{\text{п}} := 3$	$\epsilon_{\text{п}} := 0.6$
$\alpha_{\text{с}} := 0.00403$	$x_1 := 50$	$W_{\text{р}} := 1125$
$\alpha_{\text{у}} := 19.8 \times 10^{-6}$	$l_{\text{аб}} := 4$	
$\gamma := 3.7 \cdot 10^{-3}$	$h_{1\text{а}} := 2$	$tn_1 := 10$
$E := 7.7 \cdot 10^3$	$h_{\text{д}} := 5$	
	$\sigma_{\text{и}} := 8$	
	$f_1 := 2.875$	

Рисунок 4.1 – Часть программного кода: исходные данные для провода марки АС 300/39

Далее производятся промежуточные расчёты, площадь поверхности теплообмена и коэффициенты теплоотдачи провода.

Расчёт размера провода

$$\omega := f_1 + g \cdot \text{Токр} = 2.95$$

$$d_{\text{э}} := n_{\text{пров}} \cdot d_{\text{пров}} \cdot \left[1 - \frac{\text{asin} \left[\sqrt{1 - 0.25 \cdot \left(\frac{d_{\text{пров}}}{d_{\text{пр}} - d_{\text{пров}}} \right)^2} \right]}{\pi} \right] = 0.032$$

$$P := d_{\text{э}} \cdot 3.14 = 0.1$$

Рисунок 4.2 – Часть программного кода: промежуточные расчёты

На рисунке 4.3 изображено начало цикла, в котором вычисляется при какой максимальной температуре не будет превышен допустимый габарит провода.

В уравнение состояния провода поочерёдно подставляется с начала максимально допустимая температура, для сталеалюминевых проводов 90 °С, затем на градус меньше и т.д.

Расчёт габарита

$$hab := ha - hb + lab = 5$$

$$a := 0,1..40 \quad T_d(a) := 90 - a$$

$$f(\sigma_p) := \sigma_p - \frac{\gamma^2 \cdot I^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_p^2} - \left[\sigma_{и} - \frac{\gamma^2 \cdot I^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_{и}^2} - \alpha_y \cdot E \cdot (T_d(0) - T_0) \right] \quad \sigma_p := \text{root}(f(\sigma_p), \sigma_p, 1, 100) = 2.252$$

$$f_m := \frac{\gamma \cdot I^2}{8 \cdot \sigma_p} = 2.054 \quad y1 := \frac{4 \cdot f_m \cdot x1 \cdot \left(1 - \frac{x1}{l}\right)}{1} = 2.054 \quad f_n := \text{if}(h_n > 0, y1 + h1a, f_m + 0.5 \cdot lab) = 4.054$$

Рисунок 4.3 – Часть программного кода: начало цикла вычисления допустимой температуры из допустимого габарита

На рисунке 4.4 представлен конец цикла, в котором все полученные значения габарита для разных температур сравниваются с допустимым по ПУЭ значением. Сравнение начинается с габарита для большей температуры: если он не превысил допустимый габарит, то для дальнейшего решения будет использовано максимальное значение, т. е. 90 °С; если габарит превышает допустимый, то проверяется следующее число и так далее, пока условие не будет выполнено. Соответственно для дальнейшего решения будет использована температура, при которой габарит не превысил допустимый. Этот расчёт необходим из-за того, что в некоторых пролётах лимитирующим показателем является не термическая прочность провода, а допустимый габарит. Например, если под линией проходит другая линия или же какое-либо строение.

```

i1 := | i ← 0
      | while i < 41
      |   | i ← i + 1
      |   | (break) if hni > hд
      | Tд(i - 1)
      |
      | i1 = 90

```

Рисунок 4.4 – Часть программного кода: конец цикла вычисления допустимой температуры из допустимого габарита

На рисунке 4.5 показано начало цикла вычисления допустимого тока. Как и при вычислении температуры, производится вычисление для разных значений. В уравнение теплового баланса подставляется ток различной величины. Вычисляется температура, сравнивается с полученным ранее значением: правильным будет то, которое максимально близко к нему, но не превышает. Учитывая особенности работы Mathcad, необходимо было для каждой величины тока расписать решение. Чтобы этого избежать, было сделано несколько циклов. В первом найден ток кратный тысяче (рисунок 4.5, 4.6), далее к полученному значению перебором прибавляются сотни (рисунок 4.7, 4.8), находится значение, ближайшее к допустимой температуре. И далее также происходит с десятками и единицами (рисунок 4.9 – 4.12).

```

a := 0.1..20  Iy1(a) := a · 1000
Given [[1 + βa · (θ1(t) + Токр)] · Ca · ma + [1 + βc · (θ1(t) + Токр)] · Cc · mc] · θ1'(t) · 1.1 = km · kn · (Iy1(0))2 · R20 · [1 + αc · (Токр + θ1(t) - 20)] - ω · P · θ1(t)h + s · εп · дэ · Wр
θ1(0) = Тн - Токр  θ1 := Odesolve(t,18000)  T(t) := θ1(t) + Токр  τ0 := T(tn) = 25
Given [[1 + βa · (θ1(t) + Токр)] · Ca · ma + [1 + βc · (θ1(t) + Токр)] · Cc · mc] · θ1'(t) · 1.1 = km · kn · (Iy1(1))2 · R20 · [1 + αc · (Токр + θ1(t) - 20)] - ω · P · θ1(t)h + s · εп · дэ · Wр
θ1(0) = Тн - Токр  θ1 := Odesolve(t,18000)  T(t) := θ1(t) + Токр  τ1 := T(tn) = 26.121
Given [[1 + βa · (θ1(t) + Токр)] · Ca · ma + [1 + βc · (θ1(t) + Токр)] · Cc · mc] · θ1'(t) · 1.1 = km · kn · (Iy1(2))2 · R20 · [1 + αc · (Токр + θ1(t) - 20)] - ω · P · θ1(t)h + s · εп · дэ · Wр
θ1(0) = Тн - Токр  θ1 := Odesolve(t,18000)  T(t) := θ1(t) + Токр  τ2 := T(tn) = 29.513

```

Рисунок 4.5 – Часть программного кода: начало цикла вычисления допустимого тока кратного тысячам

$$i1 := \left\{ \begin{array}{l} i \leftarrow 0 \\ \text{while } i < 21 \\ \quad \left\{ \begin{array}{l} i \leftarrow i + 1 \\ (\text{break}) \text{ if } \tau_i > T_d \\ (i - 1) \cdot 1000 \end{array} \right. \end{array} \right. \quad i1 = 7 \times 10^3$$

Рисунок 4.6 – Часть программного кода: конец цикла вычисления допустимого тока кратного тысячам

```

Iy2(a) := i1 + a · 100
Given [[1 + βa · (θ1(t) + Tokp)] · Ca · ma + [1 + βc · (θ1(t) + Tokp)] · Cc · mc] · θ1'(t) · 1.1 = км · кп · (Iy2(0))2 · R20 · [1 + αc · (Токp + θ1(t) - 20)] - ω · P · θ1(t)h + s · εп · дэ · Wp
θ1(0) = Тн - Токp   θ1 := Odesolve(t, 18000)   T(t) := θ1(t) + Tokp   τ0 := T(tn1) = 86.264
Given [[1 + βa · (θ1(t) + Tokp)] · Ca · ma + [1 + βc · (θ1(t) + Tokp)] · Cc · mc] · θ1'(t) · 1.1 = км · кп · (Iy2(1))2 · R20 · [1 + αc · (Токp + θ1(t) - 20)] - ω · P · θ1(t)h + s · εп · дэ · Wp
θ1(0) = Тн - Токp   θ1 := Odesolve(t, 18000)   T(t) := θ1(t) + Tokp   τ1 := T(tn1) = 88.227
Given [[1 + βa · (θ1(t) + Tokp)] · Ca · ma + [1 + βc · (θ1(t) + Tokp)] · Cc · mc] · θ1'(t) · 1.1 = км · кп · (Iy2(2))2 · R20 · [1 + αc · (Токp + θ1(t) - 20)] - ω · P · θ1(t)h + s · εп · дэ · Wp
θ1(0) = Тн - Токp   θ1 := Odesolve(t, 18000)   T(t) := θ1(t) + Tokp   τ2 := T(tn1) = 90.229

```

Рисунок 4.7 – Часть программного кода: начало цикла вычисления допустимого тока кратного сотням

$$i2 := \left\{ \begin{array}{l} i \leftarrow 0 \\ \text{while } i < 11 \\ \quad \left\{ \begin{array}{l} i \leftarrow i + 1 \\ (\text{break}) \text{ if } \tau_i > T_d \\ (i - 1) \cdot 100 \end{array} \right. \end{array} \right. \quad i2 = 100$$

Рисунок 4.8 – Часть программного кода: конец цикла вычисления допустимого тока кратного сотням

```

Iy3(a) := i1 + i2 + a · 10
Given [[1 + βa · (θ1(t) + Tokp)] · Ca · ma + [1 + βc · (θ1(t) + Tokp)] · Cc · mc] · θ1'(t) · 1.1 = км · кп · (Iy3(0))2 · R20 · [1 + αc · (Токp + θ1(t) - 20)] - ω · P · θ1(t)h + s · εп · дэ · Wp
θ1(0) = Тн - Токp   θ1 := Odesolve(t, 18000)   T(t) := θ1(t) + Tokp   τ0 := T(tn1) = 88.227
Given [[1 + βa · (θ1(t) + Tokp)] · Ca · ma + [1 + βc · (θ1(t) + Tokp)] · Cc · mc] · θ1'(t) · 1.1 = км · кп · (Iy3(1))2 · R20 · [1 + αc · (Токp + θ1(t) - 20)] - ω · P · θ1(t)h + s · εп · дэ · Wp
θ1(0) = Тн - Токp   θ1 := Odesolve(t, 18000)   T(t) := θ1(t) + Tokp   τ1 := T(tn1) = 88.425
Given [[1 + βa · (θ1(t) + Tokp)] · Ca · ma + [1 + βc · (θ1(t) + Tokp)] · Cc · mc] · θ1'(t) · 1.1 = км · кп · (Iy3(2))2 · R20 · [1 + αc · (Токp + θ1(t) - 20)] - ω · P · θ1(t)h + s · εп · дэ · Wp
θ1(0) = Тн - Токp   θ1 := Odesolve(t, 18000)   T(t) := θ1(t) + Tokp   τ2 := T(tn1) = 88.624

```

Рисунок 4.9 – Часть программного кода: начало цикла вычисления допустимого тока кратного десяткам

$$i3 := \left\{ \begin{array}{l} i \leftarrow 0 \\ \text{while } i < 11 \\ \quad \left\{ \begin{array}{l} i \leftarrow i + 1 \\ \quad (\text{break}) \text{ if } \tau_i > T_d \\ (i - 1) \cdot 10 \end{array} \right. \\ \end{array} \right. \quad i3 = 80$$

Рисунок 4.10 – Часть программного кода: конец цикла вычисления допустимого тока кратного десяткам

$Iy4(a) := i1 + i2 + i3 + a$

Given $\left[\left[1 + \beta a \cdot (\theta 1(t) + \text{Токр}) \right] \cdot C a \cdot m a + \left[1 + \beta c \cdot (\theta 1(t) + \text{Токр}) \right] \cdot C c \cdot m c \right] \cdot \theta 1'(t) \cdot 1.1 = k m \cdot k n \cdot (Iy4(0))^2 \cdot R20 \cdot \left[1 + \alpha c \cdot (\text{Токр} + \theta 1(t) - 20) \right] - \omega \cdot P \cdot \theta 1(t)^h + s \cdot \epsilon n \cdot d s \cdot W p$
 $\theta 1(0) = T_n - \text{Токр} \quad \theta 1 := \text{Odesolve}(t, 18000) \quad T(t) := \theta 1(t) + \text{Токр} \quad t_0 := T(tn1) = 89.826$
 Given $\left[\left[1 + \beta a \cdot (\theta 1(t) + \text{Токр}) \right] \cdot C a \cdot m a + \left[1 + \beta c \cdot (\theta 1(t) + \text{Токр}) \right] \cdot C c \cdot m c \right] \cdot \theta 1'(t) \cdot 1.1 = k m \cdot k n \cdot (Iy4(1))^2 \cdot R20 \cdot \left[1 + \alpha c \cdot (\text{Токр} + \theta 1(t) - 20) \right] - \omega \cdot P \cdot \theta 1(t)^h + s \cdot \epsilon n \cdot d s \cdot W p$
 $\theta 1(0) = T_n - \text{Токр} \quad \theta 1 := \text{Odesolve}(t, 18000) \quad T(t) := \theta 1(t) + \text{Токр} \quad \tau_1 := T(tn1) = 89.846$
 Given $\left[\left[1 + \beta a \cdot (\theta 1(t) + \text{Токр}) \right] \cdot C a \cdot m a + \left[1 + \beta c \cdot (\theta 1(t) + \text{Токр}) \right] \cdot C c \cdot m c \right] \cdot \theta 1'(t) \cdot 1.1 = k m \cdot k n \cdot (Iy4(2))^2 \cdot R20 \cdot \left[1 + \alpha c \cdot (\text{Токр} + \theta 1(t) - 20) \right] - \omega \cdot P \cdot \theta 1(t)^h + s \cdot \epsilon n \cdot d s \cdot W p$
 $\theta 1(0) = T_n - \text{Токр} \quad \theta 1 := \text{Odesolve}(t, 18000) \quad T(t) := \theta 1(t) + \text{Токр} \quad \tau_2 := T(tn1) = 89.866$

Рисунок 4.11 – Часть программного кода: начало цикла вычисления допустимого тока кратного единицам

На рисунке 4.12 изображен конец цикла вычисления допустимого тока, перебор значений не кратных 10 и вывод конечного ответа, т. е. тока, при котором значение максимальной температуры в заданный период будет максимально близко, но не превышать допустимую температуру, в нашем случае 90 °С.

$$i4 := \left\{ \begin{array}{l} i \leftarrow 0 \\ \text{while } i < 11 \\ \quad \left\{ \begin{array}{l} i \leftarrow i + 1 \\ \quad (\text{break}) \text{ if } \tau_i > T_d \\ (i - 1) \end{array} \right. \\ \end{array} \right. \quad i4 = 8$$

$$I_d1 := i1 + i2 + i3 + i4 = 7.188 \times 10^3$$

Рисунок 4.12 – Часть программного кода: конец цикла вычисления допустимого тока кратного единицам

Данный алгоритм можно представить в виде блок-схемы, изображенной на рисунке 4.13.

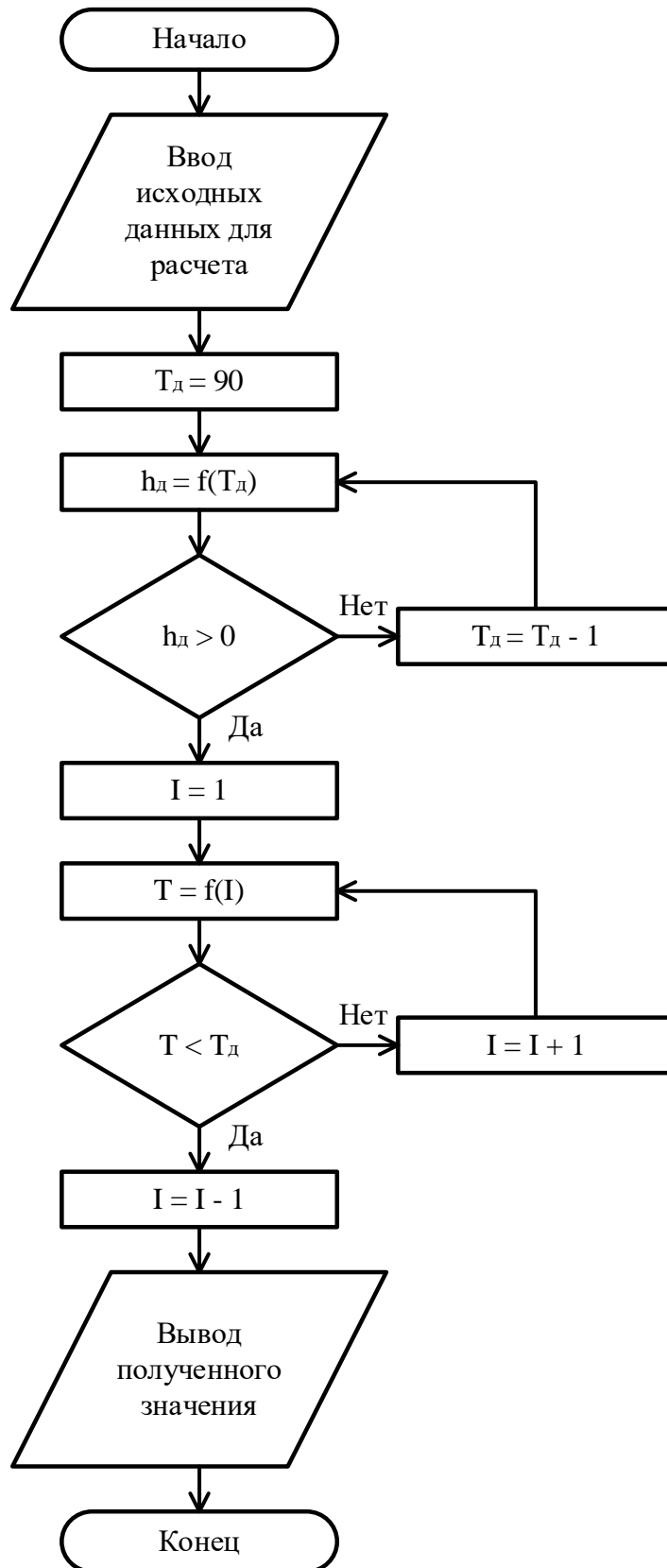


Рисунок 4.13 – Блок-схема алгоритма расчёта допустимых токовых нагрузок проводов ЛЭП

Предложенный алгоритм существенно упрощает процесс расчета за счет оптимизации последовательности вычислений. Обычно расчёт ведётся в следующем порядке: задаётся величина тока; определяется температура провода; температура подставляется в уравнение состояния, из чего получается величина габарита. Однако, так как в работе рассматривается предельный случай, последовательность расчета должна быть иной. В первую очередь необходимо исходить из допустимого габарита, так как возможны ситуации, когда предельный габарит достигается при температуре ниже допустимой по условию механической прочности. Следовательно, начальным параметром должно быть значение, полученное из условия сохранения габарита. Далее имея температуру, а также данные о погоде и времени действия, определяется допустимый ток.

Однако потенциал данной модели не ограничивается расчётом допустимых токовых нагрузок. Её можно модифицировать под решение разных задач, например, для определения температуры провода в текущем режиме работы ЛЭП. Итерационно решая уравнение теплового баланса, подставляя текущие токовые значения, можно определять текущую температуру провода. Это позволит как определять текущий уровень активных потерь в проводе, так и максимально точно подбирать аварийно допустимый ток при текущих эксплуатационных условиях. Ещё один вариант – это использование математической модели в связке с измерительными датчиками на линии. Во-первых, такой вариант поможет снизить количество применяемых устройств, во-вторых, благодаря сравнению расчётной температуры, при наихудших условиях и измеренной температуре можно будет определить дополнительное охлаждение ветром, что повысит точность расчёта АДТН в текущий момент времени.

Несмотря на преимущества выше приведённых методов их применение на сегодняшний день невозможно в виду недостаточного технического развития сетей. Поэтому в данной диссертационной работе был рассмотрен алгоритм нахождения АДТН согласно требованиям, данные, полученные с помощью этой

модели представлены в приложении В [75], а также получен патент (приложение А [66]).

4.2 Автоматизация алгоритма расчёта допустимых токовых нагрузок в программе 1С

Полученная математическая модель была оформлена в программе Mathcad, и имела достаточно автоматизированный вид расчёта, однако персоналу сетевых организаций необходим ещё более удобный и известный для них вид расчёта. Поэтому в соответствии с техническим заданием произведен перенос расчетной модели по определению АДТН в программный продукт платформы 1С: Предприятие.

В начале преобразована расчетная модель в язык программирования платформы 1С: Предприятие. Далее выбраны основные сведения для внесения исходных данных в соответствии с требованиями: формат внесения справочных данных для определения АДТН для диапазона температур от -25 до $+40$ °С с шагом 5 °С для характерных климатических условий районов. Также стоит отметить, что так как программа имеет возможность хранить различные исходные данные, расчёт солнечной радиации будет учитывать большее количество параметров, в отличие от исходной математической модели [39, 70].

Произведено обеспечение возможности загрузки исходных данных из MS Excel и результатов расчётов в MS Excel.

На рисунке 4.14 заглавное окно программы расчёта. В нём происходит выбор данных: марки провода, данных о пролёте и допустимая продолжительность нагрузки. Время действия тока выбирается из уже существующего списка, посредством установки галочки в соответствующем чекбоксе. Можно выбрать как одно интересующее значение, так и все сразу. Ниже находится несколько дополнительных параметров: характеристика местности h_d – величина допустимого габарита; коэффициент учёта солнечной радиации s – если солнечная радиация учитывается принимается равной 1 , если нет 0 ; число

итераций необходимо для увеличения точности расчёта, для целей этой программы достаточно значения – 2.

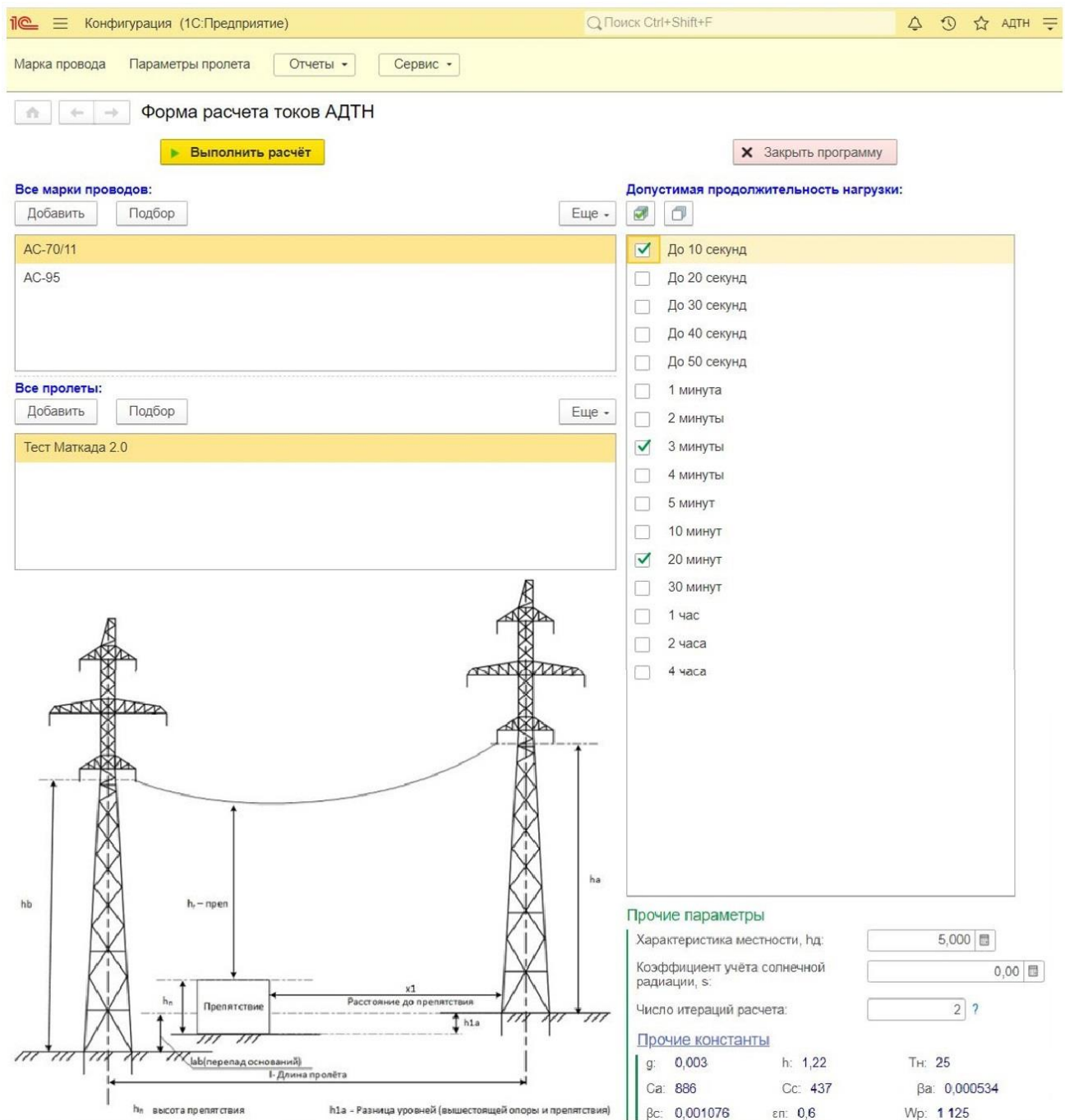


Рисунок 4.14 – Внешний вид программы 1С

Выбор марки провода производится из списка. Список формируется пользователем, для этого необходимо нажать кнопку «Добавить» и заполнить появившуюся форму (рисунок 4.15).

Конфигурация (1С:Предприятие) Поиск Ctrl+Shift+F АДТН

Марка провода Параметры пролета Отчеты Сервис

Марка провода

Создать

Наименование

- АС-120/19
- АС-120/27
- АС-150/24
- АС-185/24
- АС-185/29
- АС-240/32
- АС-240/56
- АС-300
- АС-300/48
- АС-330/43
- АС-500/336
- АС-70/11
- АС-95
- Тест Маткада 2.0

АС-120/19 (Марка провода)

Записать и закрыть Записать Еще

Масса стальной части, тс: 146,700 * 10 -3

Число проволок во внешнем повиве, ппров: 16,000 * 10 0

Диаметр провода, дпр: 15,200 * 10 -3

Диаметр проволок, дпров: 2,400 * 10 -3

Сопротивление при 20 °с, R20: 244,000 * 10 -6

Температурный коэффициент сопротивления, ас: 4,030 * 10 -3

Температурный коэффициент линейного удлинения провода, ау: 19,200 * 10 -6

Удельная нагрузка на провод, γ: 3,300 * 10 -3

Модуль упругости провода, Е: 8,250 * 10 3

Нагрузка при ср. эксп. темпр, Qi: 9,000 * 10 0

Коэффициент, f: 5,000 * 10 0

Длительно допустимый ток по ПУЭ

-20°:	550,00000	468,00000	5°
-15°:	534,00000	449,00000	10°
-10°:	519,00000	433,00000	15°
-5°:	503,00000	410,00000	20°
		390,00000	25°
0°:	484,00000	367,00000	30°
		343,00000	35°
		316,00000	40°

Рисунок 4.15 – Внешний вид формы для заполнения данных о проводе

В форме представлены необходимые для расчёта данные: геометрические параметры, электрические и механические характеристики. Данные заносятся из справочной литературы и затем сохраняются. Тем самым пропадает необходимость каждый раз вносить большое количество данных, а также позволяет вносить данные для любого сталеалюминиевого провода.

Выбор параметров пролёта ЛЭП выбирается аналогично марке провода. При нажатии кнопки «Добавить» появляется форма для заполнения (рисунок 4.16).

☆ Пролет 1 (Параметры пролета) 🔗 ⋮ □ ×

Записать и закрыть

Наименование:

Температура провода при замере габарита, T0: * 10

Разность высоты основания, lab: * 10

Длина пролета, l: * 10

Высшая опора, ha: * 10

Низшая опора, hb: * 10

Высота препятствия, hp: * 10

Расстояние от высшей опоры до препятствия, x1: * 10

Разница высоты расположения высшей опоры и препятствия, h1a: * 10

Рисунок 4.16 – Внешний вид формы для заполнения данных о пролёте ЛЭП

В форме представлены необходимые для расчёта данные. Для удобства на главной странице имеется рисунок с обозначениями размеров. Как правило пропускную способность линии ограничивает один или несколько сложных пролётов, их и следует вносить в форму для дальнейших расчётов.

После того как были выбраны все необходимые данные, необходимо нажать кнопку «Выполнить расчёт». После этого откроется окно с результатами расчёта (рисунок 4.17).

Пролет	Марка провода	Допустимая продолжительность нагрузки	-20°	-15°	-10°	-5°
			(Тд = 90)	АС-70/11	До 10 секунд	2 174
(Тд = 90)	АС-70/11	3 минуты	565	549	533	517
(Тд = 90)	АС-70/11	20 минут	351	341	331	321
(Тд = 90)	АС-70/11	Длительно допустимый ток по ПУЭ	374	363	352	342

Пролет	Марка провода	Допустимая продолжительность нагрузки	-20°	-15°	-10°	-5°
			(Тд = 90)	АС-95	До 10 секунд	3 043
(Тд = 90)	АС-95	3 минуты	775	754	732	710
(Тд = 90)	АС-95	20 минут	446	434	421	408
(Тд = 90)	АС-95	Длительно допустимый ток по ПУЭ	465	452	439	426

Рисунок 4.17 – Внешний вид формы вывода результатов расчёта

В данной таблице отображаются допустимые токовые нагрузки для разных температур окружающего воздуха, от $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$, с шагом $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ и разных допустимых продолжительностей нагрузки. Для удобства в последней строке приводятся данные из ПУЭ.

4.3 Расчёт экономической эффективности применения программы расчёта допустимых токовых нагрузок

Актуальность уточнения параметров аварийно-допустимых токов нагрузки для проведения технико-экономического обоснования результатов данной диссертационной работы состоит в следующем. Собственники оборудования и воздушных и кабельных линий должны предоставлять информацию в диспетчерские центры Системного Оператора об АДТН для основного оборудования, в том числе и для воздушных и кабельных линий для длительностей до 10 с, до 1 мин и до 20 мин.

Нормативными документами определена обязанность владельцев объектов электроэнергетики поддерживать в актуальном состоянии данные о длительно допустимой токовой нагрузке и аварийно-допустимой токовой нагрузке линий электропередачи и оборудования в зависимости от температуры окружающего воздуха.

При этом превышение АДТН при расчётных возмущениях как до 20 мин так и более 20 мин является основанием для реализации мероприятий по сетевому строительству (усилению сетей), также и для реализации систем противоаварийной автоматики (ПА) [46].

Важно отметить, что для трансформаторов уже выпущен документ, определяющий способ оценки АДТН для продолжительностей от 20 с до 24 ч и без ограничения по времени, а для ВЛ и КЛ такой методики, утверждённой Минэнерго РФ, на текущий момент нет.

Таким образом, собственники сетевого оборудования должны самостоятельно оценивать возможности перегрузочной способности ВЛ и КЛ на

небольших промежутках времени. В случае если предприятия электроэнергетики не станут использовать АДТН, они будут вынуждены включать в свои производственные программы мероприятия по усилению сетей и реализации систем противоаварийной автоматики.

В связи с фиксацией несимметричной перегрузки ВЛ 110 кВ в Приморском крае рекомендованы мероприятия по выполнению НИОКР («Разработка методики для определения аварийно-допустимых токов для ВЛ 110 кВ»), установке АОПО и усилению сети.

На основании фиксирующихся перегрузок по линиям 110 кВ с целью увеличения пропускной способности ЛЭП питающих тяговых подстанций ОАО «РЖД» в Приморском края определена необходимость:

- 1) строительстве ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Смоляниново/т;
- 2) замене провода М-70 и АС-120 на транзите 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Смоляниново/т Садовая -Береговая-1.

Стоимость этих мероприятий оценивается в 1285 млн руб. (до разработки ПСД).

Рассмотрим экономическую эффективность двух альтернативных мероприятий:

– разработка методики для определения аварийно-допустимых токов для ВЛ 110 кВ (с внедрением программно-аппаратного комплекса). Стоимость мероприятия 1450 тыс руб.;

– строительство ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Смоляниново/т и замена провода М-70 и АС-120 на транзите 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Смоляниново/т Садовая - Береговая-1.

Рекомендуется оценивать следующие виды экономической эффективности инвестиционных проектов:

- эффективность проекта в целом;
- эффективность участия в проекте (эффективность инвестиций для участников проекта, эффективность собственного капитала).

Эффективность проекта в целом подразделяется на общественную (социально-экономическую) и коммерческую.

Показатели коммерческой эффективности проекта в целом отражают финансовые последствия его реализации для компании, которая его реализует, и основаны на предположении, что все необходимые затраты покрываются её средствами. Расчёты проведены для АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (АО «ДРСК»).

В случае, если рассматриваемых инвестиционных проектов несколько, то применяются методы сравнительной экономической эффективности. Поскольку новое строительство стоимостью 1285 млн руб. значительно превышает расходы на НИОКР «Разработка методики для определения АДТН», здесь рассматривается только экономическая эффективность проведения данной НИОКР для АО «ДРСК».

В данном разделе применяются интегральные методы (с дисконтирования денежных потоков) оценки эффективности инвестиционных проектов.

В качестве основных показателей, используемых для оценки эффективности инвестиционных проектов, выступают:

- 1) чистый дисконтированный доход (ЧДД);
- 2) внутренняя норма доходности (ВНД);
- 3) индекс доходности (ИД);
- 4) дисконтированный срок окупаемости ($T_{ок}$).

Рассчитаем величину затрат на проведение НИОКР «Разработка методики для определения АДТН» (таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Расчет затрат на проведение НИОКР «Разработка методики для определения АДТН»

Этап 1. Разработка методики для определения аварийно-допустимых токов для ВЛ 110 кВ	
Наименование затрат	Сумма, руб.
Оплата труда исполнителей	150 000,00
Организация экспериментальных исследований	150 000,00
Накладные расходы	100 000,00
Итого цена этапа 1	400 000,00
Этап 2. Разработка программного продукта для определения аварийно-допустимых токов в соответствии с разработанной методикой	
Наименование затрат	Сумма, руб.
Оплата труда исполнителей	400 000,00
Организация экспериментальных исследований	250 000,00
Накладные расходы	50 000,00
Итого цена этапа 2	700 000,00
Этап 3. Оценка результатов НИОКР	
Наименование затрат	Сумма, руб.
Оплата труда исполнителей	200 000,00
Организация экспериментальных исследований	50 000,00
Накладные расходы	100 000,00
Итого цена этапа 3	350 000,00

В составе капитальных вложений учитывается стоимость проектно-изыскательских, научно-исследовательских и строительно-монтажных работ, стоимость оборудования и инструментов, не включаемых в сметную стоимость, и прочие затраты. В составе новых капитальных вложений учитываются затраты на демонтаж и транспортировку высвобождаемых средств, производственные затраты по осуществлению инвестиционного проекта.

Расчет цены выполнен методом прямого калькулирования себестоимости научно-технической продукции исходя из необходимого объема проведения работ, материальных и трудовых затрат на основе анализа статистических данных по материальным и трудовым затратам на выполнение аналогичных научно-исследовательских работ.

Таким образом, расходы на проведение НИОКР «Разработка методики для определения АДТН», включающие разработку программно-аппаратного комплекса, составят 1450 тыс. руб.

В соответствии с ПБУ 6/01 «Учет основных средств» основные средства принимаются к бухгалтерскому учету по первоначальной стоимости. Первоначальной стоимостью основных средств, приобретенных за плату, признается сумма фактических затрат организации на приобретение, сооружение и их изготовление. Фактическими затратами на приобретение, сооружение и изготовление основных средств являются:

- суммы, уплачиваемые в соответствии с договором поставщику;
- суммы, уплачиваемые организациям за информационные и консультационные услуги, связанные с приобретением основных средств.

Суммарные капитальные затраты (К) на внедрение программно-аппаратного комплекса описываются в нашем случае формулой

$$K = K_{\text{НИОКР}} + K_{\text{ОС}} + K_{\text{Доп}}, \quad (4.1)$$

где $K_{\text{НИОКР}}$ – затраты на проведение НИОКР «Разработка методики для определения АДТН»; $K_{\text{ОС}}$ – затраты на основные средства, необходимые для внедрения программно-аппаратного комплекса АДТН, $K_{\text{Доп}}$ – дополнительные затраты на монтаж, наладку, доставку, установку и прочие сопутствующие расходы, связанные с внедрением программно-аппаратного комплекса АДТН.

В нашем случае принимаем, что $K_{\text{ОС}}=0$ руб., $K_{\text{Доп}}=0$ руб., так как предполагается установка программно-аппаратного комплекса АДТН на

существующее оборудование и не предполагается приобретение новых основных средств кроме программного продукта, созданного в процессе реализации данной НИОКР. Администрирование программно-аппаратного комплекса АДТН планируется осуществлять действующими сотрудниками АО «ДРСК», привлечение дополнительного персонала нецелесообразно. Следовательно, $K=K_{\text{НИОКР}}=1500$ тыс.руб.

Если результатом внедрения проекта (Э) является экономия эксплуатационных расходов либо высвобождение основных средств, сопоставление полученного эффекта и затрат, связанных с реализацией проекта, рекомендуется дополнительно рассчитывать:

- высвобожденные капитальные вложения ΔK ;
- экономию текущих расходов $\Delta E_{\text{ЭКС}}$;
- экономию налога на имущество: $\Delta N_{\text{ИМ}} = 0,02 \cdot \Delta K$.

$$\text{Э} = \Delta K + \Delta E_{\text{ЭКСП}} + \Delta N_{\text{ИМ}}. \quad (4.2)$$

Расчет экономии от применения программно-аппаратного комплекса АДТН производится из следующих предпосылок.

Предварительная оценка ожидаемого технико-экономического эффекта является затруднительной в силу того, что внедряемый программно-аппаратного комплекса АДТН не имеет прямых аналогов, а результаты его использования могут быть полноценно проанализированы лишь после опытной эксплуатации. Результаты НИОКР (рекомендации, математические модели, полученные методики испытаний АДТН, экспериментальное оборудование, проект изменений в технические инструкции по эксплуатации ВЛ) могут быть проанализированы только после внедрения программно-аппаратного комплекса АДТН.

Снижение затрат на эксплуатацию ВЛ ($\Delta E_{\text{ЭКС}}$) происходит за счёт:

- организации противоаварийных и послеаварийных мероприятий,
- восстановления линий после аварий

– недоотпуска электроэнергии потребителям.

Кроме того, возникают следующие неэкономические эффекты:

– повышается прозрачность принятия решения о применении проводов конкретной конструкции и производителя;

– нарабатываются статистическая база для оценки влияния конструкции и материала провода, токовой нагрузки, для написания будущих стандартов и внесения изменений в ПУЭ (после подтверждения правильности подхода в условиях эксплуатации проводов в условиях АДТН).

Для оценки экономии затрат применяется статистика отказов у авторов на имеющихся в эксплуатации проводах:

– по данным [89] на 1009 км ВЛ 35–110 кВ (4–5 район по толщине стенки гололеда) за период с 1999 по 2017 г. произошло аварий по причине ГИО – 481 (в том числе, в сочетании с ветром). Из них 218 – сопровождались успешным АПВ (автоматическое повторное включение). Таким образом, в 50,5 % случаев (1,45 отказов в год на 100 км ВЛ) аварии не привели к серьезным повреждениям, как падение опор, обрыв провода, деформация траверс и т.д. Необходимость организации выездов аварийных бригад косвенным образом сильно влияет на надежность работы сети, так как отвлекает внимание службы линий и диспетчерского персонала от организации наблюдения.

В остальных случаях (49,5 %) авария приводит к механическим повреждениям ВЛ, длительным простоям и перерывам в электроснабжении потребителей.

Каждое отключение с успешным или неуспешным АПВ требует выявления места повреждения и подъема на высоту провода для осмотра и, возможно, замены участка провода.

Расчет стоимости одного перекрытия при касании проводов без учета стоимости провода приведена в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Расчёт затрат на выезд оперативно-выездной бригады для устранения аварии

Показатель	Величина	Единица измерения
Выезд на осмотр		
Количество сотрудников	5	чел.
Норма зп/ч с социальными отчислениями (74169/(1972/12)·1,3)	586,73	руб./ч
Часы работы	8	ч
Расстояние туда и обратно	100	км
Расход дизтоплива	22	л/100 км
Цена топлива	57,25	руб./л
Итого:	24 728,80	руб.
Выезд на замену участка провода		
Количество сотрудников (в т.ч. мастер)	5	чел.
Норма зп/ч с социальными отчислениями (74169/(1972/12)·1,3)	586,73	руб./ч
Часы работы	8	ч
Расстояние туда и обратно	100	км
Расход диз. топлива а/м УРАЛ	36	л/100 км
Расход диз. топлива автовышки	50	л/100 км
Цена диз. топлива	57,25	руб./л
Итого:	28 392,80	руб.
Сумма затрат	53121,60	руб.

При применении программно-аппаратного комплекса АДТН ожидаемый эффект от снижения потока отказов при касании проводов и провода с грозотросом при АДТН составит $1,45 \cdot 53121,60 = 77026,31$ руб. в год на 100 км ВЛ 110 кВ, без учета затрат на новый провод, недоотпуска ЭЭ потребителям.

Снижение системного ущерба от аварий с обрывом проводов, грозотросов, падением опор по причине АДТН не рассчитывалось.

Суммарный расчетный системный эффект составляет 84 198,59 руб. в год на 100 км ВЛ.

Полученный прямой системный эффект от применения стойких к ГИО проводов – условный. В расчете не принимались: влияние установки стойких к ГИО проводов на недоотпуск ЭЭ, увеличение затрат ЭЭ на плавку, снижение затрат на землеотведение и вырубку ДКР. Снижение потока отказов при поломках опор и обрывах проводов принято одинаковым для всех типов проводов. Составление методики более полного расчета, который учитывает все значимые факторы, будет частью выполняемых над проектом работ.

Результаты исследований актуальны для большей части сетей в РФ.

Предполагается, что внедрение программно-аппаратного комплекса АДТН необходимо в каждом филиале АО «ДРСК» для оперативного принятия решений и реагирования на аварийные ситуации.

В состав АО «ДРСК» входит филиал «Хабаровские электрические сети», расчёт экономии расходов представлен в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Расчет экономии от внедрения программно-аппаратного комплекса АДТН

Показатель	Величина
Эффект, руб. на 100 км	77 026,31
Протяженность линий 110 кВ, Хабаровские ЭС, км	1669
Экономический эффект всего, тыс. руб.	1285,57

В результате внедрения программно-аппаратного комплекса АДТН в Хабаровские электрические сети – филиала АО «ДРСК» экономия затрат (экономический эффект) составит 1285,57 тыс. руб. в год.

Таблица 4.5 – Расчет чистого дисконтированного дохода от внедрения программно-аппаратного комплекса АДТН, тыс. руб.

Показатель	Год					
	0	1	2	3	4	5
	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1. Инвестиции в программно-аппаратный комплекс АДТН	-1450,00	–	–	–	–	–
2. Экономия расходов, с учётом прогнозного индекса-дефлятора	–	1340,85	1398,51	1458,64	1505,32	1553,49
3. Коэффициент дисконтирования (ставка дисконта 10 %: ключевая ставка ЦБ РФ 7,5 % плюс рисковая составляющая 2,5 %)	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %
4. Текущая дисконтированная стоимость	-1450,00	1474,93	1692,19	1941,45	2203,94	2501,91
5. Чистый дисконтированный доход нарастающим итогом	-1450,00	24,93	1717,12	3658,58	5862,51	8364,42

Инвестиции в программно-аппаратный комплекс АДТН составят 1450 тыс. руб., а показатели экономической эффективности следующие (таблица 4.6).

Таблица 4.6 – Показатели коммерческой эффективности внедрения программно-аппаратного комплекса АДТН

Показатель	Величина	Критерий
Срок проекта ($T_{\text{норм}}$) лет;	3	Требование заказчика
Чистый дисконтированный доход (ЧДД) на 3-й год тыс. руб.	3658,58	$\text{ЧДС} > 0$
Внутренняя норма доходности (ВНД) %	78 %	$\text{ВНД} > \text{ставка дисконта}$
Индекс доходности (ИД) на 3-й год	3,5	$\text{ИД} > 1$
Срок окупаемости ($T_{\text{окуп}}$), лет	2	$T_{\text{окуп}} < T_{\text{норм}}$

Данные показатели экономической эффективности говорят о целесообразности внедрения программно-аппаратного комплекса АДТН в АО «ДРСК» и её филиалы.

В случае необходимости результаты расчётов экономической эффективности внедрения программно-аппаратного комплекса АДТН могут масштабироваться на различные производственные или структурные подразделения АО «ДРСК».

Общая экономия эксплуатационных расходов (Э) определяется по формуле 4.2 и составит 1310,51 млн руб., в том числе:

- экономия капитальных вложений $\Delta K = 1283,55$ млн руб.;
- экономия расходов $\Delta E_{\text{ЭКС}} = 1,286$ млн руб.;
- экономия налога на имущество $\Delta N_{\text{ИМ}} = 0,02 \cdot \Delta K = 25,671$ млн руб.

Выводы по разделу 4

1. Разработан алгоритм для автоматизации расчетов, который позволит точно рассчитывать различные режимы работы сети при различных условиях эксплуатации.

2. Создана база данных критических токовых значений проводов воздушных линий электропередачи, которая позволит владельцам сетей передавать длительно допустимые и аварийно-допустимые нагрузки для своих линий, в соответствии с приказами.

3. Разработан алгоритм для автоматизации расчетов, на основе которого создан программный продукт в среде 1С: предприятие, позволяющий владельцам электрических сетей определять допустимые нагрузки разной длительности для объектов эксплуатации, что является важнейшим показателем пропускной способности линии электропередачи.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация является научно-квалификационной работой, в которой содержится решение проблемы повышения эффективности работы ЛЭП с помощью научно обоснованных технических решений, повышения пропускной способности ЛЭП, разработанных на основе комплексной модели нагрузочной способности провода, представляющей важное теоретической и практическое значение и являющейся определенным вкладом в развитие энергетической области.

Основные научные и практические результаты, полученные и обобщенные в диссертации, состоят в следующем.

1. В Дальневосточной энергосистеме сложился устойчивый тренд на рост потребления электроэнергии, с дефицитом в 3 ГВт к 2030 г., для чего необходим поиск новых путей увеличения пропускной способности инфраструктуры, в том числе линий электропередачи. При этом владельцам электрических сетей следует контролировать критические параметры длительно допустимых и аварийно-допустимых нагрузок для объектов эксплуатации и передавать информацию в диспетчерские центры, для чего требуется создать комплексную модель нагрузочной способности проводов ЛЭП.

2. Получена комплексная математическая модель расчета величины критических токовых нагрузок, в которой составлено уравнение теплового баланса провода, учитывающее параметры окружающей среды, изменения сопротивления и теплоёмкости в зависимости от температуры, а также сложную структуру сталеалюминевых проводов, позволяющая впервые оценивать величину протекающего тока для интервала времени 10 с, 20 с, 30 с, 40 с, 50 с, 1 мин, 2 мин, 3 мин, 4 мин, 5 мин, 10 мин, и степень загрузки по механической прочности и габариту ЛЭП.

3. Разработан испытательный стенд для исследования тепловых процессов в проводе с автоматизированным контролем температуры воздуха, температуры

провода и заданного тока, имеющий расхождение с математической моделью не более 5 %.

4. Проведены экспериментальные исследования динамики тепловых процессов в различных режимах эксплуатации проводов ЛЭП для разных марок: АС-25, АС-35, АС-50, АС-70, АС-95, АС-120, АС-150, АС-185, А-35, А-50, А-70, А-95, А-120, А-150, А-185, М-95, М-120, подтверждающие адекватность полученной математической модели и сформулирован вывод о достоверности разработанной методики для использования в эксплуатации.

5. Разработан алгоритм для автоматизации расчетов, на основе которого создан программный продукт в среде 1С: Предприятие, позволяющий владельцам электрических сетей определять допустимые нагрузки разной длительности для объектов эксплуатации, что является важнейшим показателем пропускной способности линии электропередачи. В результате внедрения программно-аппаратного комплекса АДТН в Хабаровские электрические сети – филиала АО «ДРСК» экономический эффект составляет 1285,57 тыс. руб. в год.

Рекомендации и перспективы дальнейшего развития результатов диссертационной работы:

– совершенствование методики оценки критических параметров длительно допустимых и аварийно-допустимых нагрузок в режиме реального времени;

– разработанный алгоритм для автоматизации расчетов, на основе которого создан программный продукт в среде 1С: Предприятие, рекомендован для внедрения в различные электросетевые предприятия, а также создаваемые территориально-сетевые организации, производящие обслуживание линий в каждом регионе страны;

– использование в качестве исходных параметров при построении цифровой информационной модели линии электропередачи.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Автоматизированная система обнаружения гололёда на ВЛ ASTROSE. – URL: <https://sovtest-ate.com/pdf/ASTROSE.pdf> (дата обращения: 09.02.2022)
2. Андриевский, В. Н. Эксплуатация воздушных линий электропередачи / В. Н. Андриевский, А. Г. Голованов, А. С. Зеличенко – 3-е изд., пере раб. и доп. – Москва.: Энергия, 1976. – 616 с.
3. Ахмедова, О. О. Исследование влияния условий окружающей среды на параметры воздушных линий электропередачи для корректировки уставок систем релейной защиты в реальном времени / О. О. Ахмедова, А. Н. Шилин // Энерго-и ресурсосбережение: промышленность и транспорт. – 2017. – №. 2. – С. 32–36.
4. Баламетов, А. Б. Программа моделирования температуры провода и потерь мощности на основе учета режимных и атмосферных факторов / А. Б. Баламетов, Э. Д. Халилов, М. П. Байрамов [и др.] // Программные продукты и системы. – 2018. – Т. 31, № 2. – С. 396–402.
5. Бигун, А. Я. Влияние режимных и климатических факторов на потери энергии при нестационарных тепловых режимах линий электропередачи / А. Я. Бигун, О. А. Сидоров, Д. С. Осипов [и др.] // Динамика систем, механизмов и машин. – 2017. – Т. 5. – №. 3. – С. 8–17.
6. Бигун, А. Я. Отечественные устройства контроля параметров воздушных линий электроэнергетических систем / А. Я. Бигун, Е. П. Жиленко, Е. В. Петрова [и др.] // Россия молодая: передовые технологии в промышленность. – 2019. – №. 1. – С. 37–40.
7. Бургсдорф, В. В. Нагрев проводов воздушных линий электропередач и существующие нормы / В. В. Бургсдорф // Электричество. – 1937. – №. 17–18. – С. 40.

8. Вырва, А. А. Уточнение формул для анализа температуры проводов в задачах расчета потерь электроэнергии / А. А. Вырва, В. Н. Горюнов, С. С. Гиршин [и др.] // Омский научный вестник. – 2010. – №1 (87). – С. 120–126.
9. Варыгина, А. О. Расчет длительно допустимого тока проводов нового поколения воздушных линий / А. О. Варыгина, Н. В. Савина // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2020. – Т. 22. – №. 4. – С. 3-15.
10. Войтов, О. Н. Алгоритмы определения потерь электроэнергии электрической сети / О. Н. Войтов, И. И. Голуб, Л. В. Семенова // Электричество. – 2010. – №. 9. – С. 38–45.
11. Войтов, О. Н. Алгоритм учета температуры провода при расчете потокораспределения в электрической сети / О. Н. Войтов, Е. В. Попова // Электричество. – 2010. – №. 9. – С. 24–30.
12. Войтов, О. Н. Алгоритмы расчета токораспределения в электрических сетях / О. Н. Войтов, Е. В. Попова, Л. В. Семенова // Электричество. – 2013. – №. 3. – С. 19–26.
13. Воронкова, Е. М. Основные подходы к учету климатических факторов при проектировании воздушных ЛЭП / Е. М. Воронкова, Д. А. Воронков, А. М. Кожокаръ // Молодежь и системная модернизация страны. – 2022. – С. 148-151.
14. Воротницкий, В. Э. Об опыте расчётов, анализа и нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях России и Казахстана / В. Э. Воротницкий, М. А. Калинкина, А. С. Садовская [и др.] // Электрические станции. – 2019. – № 11 (1060). – С. 31–43.
15. Воротницкий, В. Э. Системы утилизации тепла трансформаторов и автотрансформаторов 220–750 кВ / В. Э. Воротницкий // Энергия единой сети. – 2014. – №. 6. – С. 32–42.
16. Воротницкий, В. Э. Оценка погрешностей расчета переменных потерь электроэнергии в ВЛ из-за неучета метеоусловий / В. Э. Воротницкий, О. В. Туркина // Электрические станции. – 2008. – №10. – С. 42–49.

17. Герасименко, А. А. Учет схемно-режимных и атмосферных факторов при расчете технических потерь в распределительных сетях / А. А. Герасименко, Г. С. Тимофеев, А. В. Тихонович // Журнал сибирского федерального университета. – Серия техника и технологии. – 2008. – №6. – С. 188–206.

18. Герасименко, А. А. Учет схемно-структурных и режимно-атмосферных факторов при расчете потерь электроэнергии по данным головного учета / А. А. Герасименко, Г. С. Тимофеев, И. В. Шульгин // Вестник Красноярского государственного аграрного университета. – 2008. – №. 3. – С. 287–293.

19. Глазунов, А. А. Основы механической части воздушных линий электропередачи: учеб. пособие / А. А. Глазунов – Госэнергоиздат, 1956.

20. ГОСТ 30804.4.30–2013 (IEC 61000-4-30:2008) Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии. – Москва: Стандартинформ, 2014 – 84 с.

21. ГОСТ 30804.4.7–2013 (IEC 61000-4-7:2009) Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств. – Москва: Стандартинформ, 2013 – 40 с.

22. ГОСТ 839–2019. Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия. – Москва: Стандартинформ, 2019 – 43 с.

23. ГОСТ 839-80. Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия. – Москва: издательство стандартов, 1980 – 23 с.

24. Григорьев, В. Л. Тепловые процессы в устройствах тягового электроснабжения: учеб. пособие для вузов ж.-д. транспорта / В. Л. Григорьев, В.В. Игнатъев – Москва: Изд-во ГОУ «Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте», 2007. – 182 с.

25. Гиршин, С. С. Приближенное решение уравнения теплового баланса проводов воздушных линий при теплоотдаче естественной конвекцией / С. С. Гиршин // Современные проблемы науки и образования. 2015. № 1–1. С. 217.

26. Гришин, С. С. Расчет нестационарных температурных режимов воздушных линий электропередачи с учетом нелинейности процессов теплообмена / С. С. Гришин, В. Н. Горюнов, А. Я. Бигун // Современные проблемы науки и образования. – 2014. – №. 5. – С. 287–287.

27. Енохович А. С. Справочник по физике и технике. Учебное пособие для учащихся. – Просвещение, 1989.

28. Железко, Ю. С. Методы расчета нормативов технологических потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю. С. Железко // Электричество. – 2006. – №. 12. – С. 10–18.

29. Железко, Ю. С. Методы расчета нормативов технологических потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю. С. Железко // Электричество. –2006. – №12. –С. 10–17.

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

31. Зарудский, Г. К. Оценка влияния метеорологических условий на активное сопротивление проводов воздушных линий электропередачи / Г. К. Зарудский, Г. В. Шведов, А. Н. Азаров [и др.] // Вестник МЭИ. – 2014. – №3. – С. 35-39.

32. Засыпкин, А. С. Нагрев проводов ВЛ электрическим током при плавке гололёда в повторно-кратковременном режиме / А. С. Засыпкин // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2014. – №. 4. – С. 75–83.

33. Засыпкин, А. С. Постоянные времени нагрева и охлаждения проводов ВЛ: расчет и эксперимент / А. С. Засыпкин (мл.), А.Д. Тетерин // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2015. – №2. – С.76-81.

34. Засыпкин, А. С. Расчёт установившейся температуры провода воздушной линии электропередачи / А. С. Засыпкин, А. Н. Щуров, А. Д. Тетерин // Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Технические науки. – 2015. – №. 2 (183). – С. 58–63.

35. Иванов, Н. О. Мониторинг и диагностика воздушных линий электропередачи с применением беспилотных летательных аппаратов / Н. О. Иванов, Д. И. Куляс, Я. В. Шаховцев // Международный журнал гуманитарных и естественных наук. – 2023. – №. 9-1 (84). – С. 223–229.

36. Игнатенко, И. В. Автоматизация измерений параметров линий электропередачи / И. В. Игнатенко, С. А. Власенко, **А. И. Пухова** [и др.] // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2022. – № 3. – С. 128–137.

37. 36. Игнатенко, И. В. Автоматизация измерений параметров режима работы проводов линий электропередачи при исследовании процесса нагрева / И. В. Игнатенко, С. А. Власенко, **А. И. Пухова** [и др.] // Измерение. Мониторинг. Управление. Контроль. – 2022. – №. 2 (40). – С. 53–60.

38. 37. Игнатенко, И. В. Алгоритм контроля токов в ЛЭП в заданных эксплуатационных условиях / И. В. Игнатенко, С. А. Власенко, **А. И. Пухова** [и др.] // Энергия единой сети. – 2021. – Т. 3. – №. 58. – С. 44–53.

39. 38. Игнатенко, И. В. Внедрение программного продукта по определению аварийно допустимых токов в линиях электропередачи / И. В. Игнатенко, С. А. Власенко, **А. И. Пухова** [и др.] // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2022. – Т. 18. – №. 1. – С. 24–32.

40. Игнатенко, И. В. Моделирование процесса нагрева проводов линии электропередачи в программной среде Elcut / И. В. Игнатенко, С. А. Власенко, **А. И. Пухова** [и др.] // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2022. – № 1. – С. 22–35.

41. Игнатенко, И. В. Определение предельных токовых нагрузок воздушных линий электропередачи с учетом сохранения их габарита / И. В.

Игнатенко, С. А. Власенко, **А. И. Пухова** [и др.] // III Международный научно-образовательный форум «Хэйлунцзян-Приамурье» : сборник материалов Международной научной конференции (Биробиджан, 3 октября 2019 г.). – Биробиджан : Приамурский государственный университет имени Шолом-Алейхема, 2019. – С. 663–672.

42. Игнатенко, И. В. Программа расчета аварийно допустимых значений токов воздушных линий электропередачи / И. В. Игнатенко, **А. И. Пухова**, С. А. Власенко [и др.] // Научно-техническое и экономическое сотрудничество стран АТР в XXI веке. – 2022. – Т. 2. – С. 28–32.

43. Игнатенко, И. В. Формирование цифровой модели процесса нагрева проводов линии электропередачи / И. В. Игнатенко, С. А. Власенко, **А. И. Пухова** [и др.] // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2022. – № 1. – С. 13–21.

44. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик – Энергоатомиздат, 1989.

45. Исаченко, В. П. Теплопередача: учебник для вузов / В. П. Исаченко, В. А. Осипова, А. С. Сукомел – изд. 4-е, перераб. и доп. – Москва: Энергоиздат, 1981. – 416 с., ил.

46. Кобылицкий, А. Н. Эффективность использования автоматизированного расчёта аварийно допустимых токов в линиях электропередачи / А. Н. Кобылицкий, И. В. Игнатенко, **А. И. Пухова** [и др.] // Ученые записки Комсомольского-на-Амуре государственного технического университета. – 2022. – № 3(59). – С. 21-26.

47. Кухлинг, Х. Справочник по физике: пер. с нем. – Москва: Мир, 1982. – 520 с.

48. Левченко, И. И. Нагрузочная способность и мониторинг воздушных линий электропередачи в экстремальных погодных условиях / И. И. Левченко, И. И. Сацук // Электричество. – 2008. – № 4. – С. 2–8.

49. 44. Левченко, И. И. Программное обеспечение информационной системы контроля гололедообразования / И. И. Левченко, Е. И. Сацук // Электрические станции. – 2004. – №10. – С. 15–19.

50. 45. Лившиц, Б. Г. Физические свойства металлов и сплавов / Б. Г. Лившиц, В. С. Крапошин, Я. Л. Линецкий // Москва: Metallurgiya, 1980. – 320 с.

51. 46. Лянзберг А. В., Капустин В. П. Допустимые токовые нагрузки можно и нужно посчитать заново / А. В. Лянзберг, В. П. Капустин // Энергетическая политика. – 2020. – №. 8 (150). – С. 52–59.

52. 47. Лянзберг, А. В. Опыт применения стандарта организации по расчету допустимых токовых нагрузок воздушных линий / А. В. Лянзберг, Р. Г. Шамонов, В. С. Матвеев // Энергия единой сети. – 2019. – №. 4. – С. 74–82.

53. 48. Махлин, Б. Ю. Нагрев проводов и его влияние на их механическую прочность / Б. Ю. Махлин // Труды ЦНИИЭЛ, вып. 5. – Москва, 1956.

54. 49. Мельников, Н. А. Электрические сети и системы: учеб. пособие для вузов / Н. А. Мельников – Москва: Энергия, 1975. – 464 с.

55. 50. Методика расчета предельных токовых нагрузок по условиям нагрева проводов для действующих линий электропередачи (МТ 34-70-037-87) – Москва: СПО Союзтехэнерго, 1987, – 36 с.

56. 51. Методика расчета предельных токовых нагрузок по условиям сохранения механической прочности проводов и допустимых габаритов воздушных линий: стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007–29.240.55.143–2013.

57. 52. Михеев М. А. Основы теплопередачи / М. А. Михеев, И. М. Михеева // Москва: Энергия, 1977. – 334 с.

58. 53. Модуль измерения температуры провода МИГ-ДТПК5 – URL: <http://mig-system.ru/wiretemperature/> (дата обращения: 19.02.2022)

59. Никифоров, Е. П. Методика расчета предельно допустимых температур и токовых нагрузок проводов действующих линий электропередачи / Е. П. Никифоров // Электрические станции. – 2010. – №10. – С. 60–63.

60. Никифоров, Е. П. Учет мощности нагрева солнечной радиацией проводов ВЛ электропередачи / Е. П. Никифоров // Электрические станции. – 2008. – №2. – С. 49–51.

61. Никифоров, Е. П. Предельно допустимые токовые нагрузки на провода действующих ВЛ с учетом нагрева проводов солнечной радиацией / Е. П. Никифоров // Электрические станции. – 2006. – №7. – С. 56–59.

62. Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления: приказ Минэнерго РФ от 23 июля 2012 г. № 340: [зарегистрировано в Минюсте России 6 сентября 2012 г. № 25386].

63. Об утверждении правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике: приказ Минэнерго РФ от 13 февраля 2019 г. № 102: [зарегистрировано в Минюсте России 3 июня 2019 г. № 54824].

64. Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2021 – 2027 годы. – URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/laws/orders/sipr_ups/sipr_ups_21-27.PDF (дата обращения: 09.10.2022)

65. Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2024 – 2029 годы. – URL: https://minenergo.gov.ru/upload/iblock/884/xp78yu94qwigo45iyikd0o50ehid8jsc/document_204377.pdf (дата обращения: 09.10.2022)

66. Патент на полезную модель № 226150 U1 Российская Федерация, МПК В60М 1/12, G01R 31/00. Испытательный стенд для токопроводящих элементов контактной подвески и линий электропередачи : № 2023128412 : заявл. 01.11.2023 : опубл. 22.05.2024 / И. В. Игнатенко, С. А. Власенко, А. И. Пухова [и др.] ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение

высшего образования «Дальневосточный государственный университет путей сообщения».

67. 61. Попова Е. В. Алгоритм определения температуры провода с учетом солнечной радиации // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 61. Проблемы исследования и обеспечения надежности либерализованных систем энергетики / Отв. ред. Н. И. Воропай, А. Д. Тевяшев – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2011. – 543 с. – 2011. – С. 49.

68. 62. Правила устройства электроустановок: 7 изд. – Новосибирск: Сиб. унив. изд., 2006. – 854 с.

69. **Пухова, А. И.** Автоматизация расчёта величины аварийно-допустимых токовых нагрузок разной длительности действия / **А. И. Пухова**, И. В. Игнатенко // Производственные технологии будущего: от создания к внедрению: Материалы VI Международной научно-практической конференции молодых ученых (Комсомольск-на-Амуре, 5–11 декабря 2022 г.). В 2 ч. Ч. 1 / Редколлегия: С. И. Сухоруков (отв. ред.) [и др.]. – Комсомольск-на-Амуре : Комсомольский-на-Амуре государственный университет, 2023. – С. 236–239.

70. **Пухова, А. И.** Повышение эффективности работы ЛЭП путем определения критических токовых нагрузок разной длительности / **А. И. Пухова** // Молодые ученые – Хабаровскому краю : материалы XXV краевого конкурса молодых ученых (Хабаровск, 16–20 января 2023 г.) / Редколлегия: Ю.С. Марфин (отв. редактор) [и др.]. – Хабаровск : Тихоокеанский государственный университет, 2023. – С. 75–81.

71. 63. Рябков, А. Я. Электрические сети и системы / А. Я. Рябков – Москва: ГЭИ, 1960. – 511 с.

72. 64. Савельев, И. В. Курс общей физики. Т. 2: Электричество. / И. В. Савельев Москва: Наука, 1973. – 430 с.

73. Савина, Н.В. Современные подходы к управлению уровнем потерь электроэнергии в электрических сетях / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.А. Мясоедова [и др.] // Современные проблемы науки. Материалы Российской

национальной научной конференции с международным участием. – 2017. – С. 125-127.

74. Самарин, А. В. Современные технологии мониторинга воздушных электросетей ЛЭП / А. В. Самарин, Д. Б. Рыгалин, А. А. Шкляев // Естественные и технические науки. – 2012. – №. 1. – С. 2.

75. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2024622326 Российская Федерация. База данных критических токовых значений проводов и тросов контактной сети и воздушных линий электропередачи : № 2024622037 : заявл. 20.05.2024 : опубл. 29.05.2024 / И. В. Игнатенко, С. А. Власенко, С. В. Клименко, **А. И. Пухова** ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Дальневосточный государственный университет путей сообщения».

76. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021664633 Российская Федерация. Расчет аварийно-допустимых токов проводов линий электропередачи по условию сохранения механической прочности и габарита : № 2021663632 : заявл. 02.09.2021 : опубл. 10.09.2021 / И. В. Игнатенко, **А. И. Пухова**, С. А. Власенко, Е. Ю. Тряпкин ; заявитель Акционерное общество «Дальневосточная распределительная сетевая компания».

77. Семендяев К. А., Бронштейн И. Н. Справочник по математике. / К. А. Семендяев, И. Н. Бронштейн. – Москва: Наука, 1981. 720 с.

78. Соловьёв, С. В. Мониторинг и диагностика воздушных линий электропередач / С. В. Соловьёв // Энергоэффективность и энергосбережение в современном производстве и обществе. – 2019. – С. 133–137.

79. СОНЭЛ. Микроомметр Sonel MMR-630 – URL: <http://www.sonel.ru/ru/biblio/instruction/>. (дата обращения: 09.11.2020)

80. 70. Сухарь, Г. А. Анализ применения действующих стандартов при проектировании электроустановок / Г. А. Сухарь, О. Е. Белов, И. В. Брусакова // Актуальные проблемы военно-научных исследований. – 2020. – № 5. – С. 83–94.

81. 71. Термометр контактный ТК-5.01. – URL: <https://www.technoac.ru/support>. (дата обращения: 09.11.2020)

82. 72. Тимашова, Л. В. Допустимые токовые нагрузки для проводов воздушных линий / Л. В. Тимашова, А. С. Мерзляков, И. А. Назаров // Энергия единой сети. – 2013. – №. 1. – С. 30–39.

83. 73. Тимашова, Л. В. Повышение надежности воздушных линий электропередачи при применении проводов нового поколения / Л. В. Тимашова, Е. П. Никифоров, И. А. Назаров [и др.] // Энергия единой сети. – 2014. – №. 5. – С. 6–14.

84. 74. Устройство контроля температуры провода УКТП – URL: http://blisce.ru/sys_uktp (дата обращения: 09.02.2022)

85. 75. Утеулиев, Б. А. Оценка физического износа воздушных линий электропередачи / Б. А. Утеулиев // Энергия единой сети. – 2018. – № 4(40). – С. 80-89.

86. 76. Фигурнов, Е. П. Уточнения к основам теории нагревания проводов воздушных линий электропередачи / Е. П. Фигурнов, Ю. И. Жарков, Т. Е. Петрова // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2013. – № 1. – С. 36–40.

87. 77. Фигурнов, Е. П. Уточнённая методика расчёта нагрева проводов воздушных линий электропередачи / Е. П. Фигурнов, Ю. И. Жарков, Т. Е. Петрова // Электрические станции. – 2013. – №. 9. – С. 54–59.

88. 78. Фигурнов Е. П., Жарков Ю. И., Харчевников В. И. Определение длительно допустимых токов проводов систем электроснабжения железных дорог // Вестник Научно-исследовательского института железнодорожного транспорта (ВЕСТНИК ВНИИЖТ). – 2019. – Т. 78. – №. 2. – С. 90–95.

89. Филиал ПАО «Россети Юг» - «Волгоградэнерго». Статистика отказов ПО КЭС «Волгоградэнерго». – URL: volgogradenergo.rosseti-yug.ru (дата обращения: 19.03.2021)

90. Чулюкова, М. В. Системная авария в ОЭС Востока 1 августа 2017: хронология и анализ событий / М. В. Чулюкова // Вестник Амурского государственного университета. Серия: Естественные и экономические науки. – 2018. – №. 81. – С. 98–101.

91. Шведов, Г. В. Анализ погрешностей расчетов нагрузочных потерь электроэнергии в проводах воздушных линий электропередачи / Г. В. Шведов, А. С. Щепотин // Вестник Московского энергетического института. Вестник МЭИ. – 2017. – №. 6. – С. 75–85.

92. Шведов, Г. В. Снижение погрешности расчетов нагрузочных потерь электроэнергии в проводах воздушных линий электропередачи / Г. В. Шведов, А. С. Щепотин // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2020. – №. 2. – С. 36–41.

93. Шилин, А.Н. Экспериментальное исследование влияния внешних погодных условий на сопротивление проводов воздушной линии электропередачи при определении параметров срабатывания релейной защиты / А.Н. Шилин, О.О. Ахмедова // Энерго- и ресурсосбережение: промышленность и транспорт. – 2020. – № 2. – С. 10–15.

94. Шишкина, А. С. Особенности определения аварийно допустимых токов в линиях электропередачи / А. С. Шишкина, М. А. Сугоровский, А. И. Пухова [и др.] // Научно-техническое и экономическое сотрудничество стран АТР в XXI веке. – 2021. – Т. 2. – С. 9–13.

95. Шкапцов В. А. Мониторинг пропускной способности ВЛ в условиях изменений окружающей среды / В. А. Шкапцов // Энергия единой сети. – 2013. – №. 6. – С. 36–45.

96. Юй, С. Анализ систем контроля температуры проводов высоковольтных ЛЭП / С. Юй, И. В. Игнатенко // Российская наука в современном мире: Сборник статей XXX международной научно-практической конференции, Москва, 31 мая 2020 года. Том I Часть I. – Москва: Общество с ограниченной ответственностью «Актуальность.РФ», 2020. – С. 142–148.

97. 86. Adomah, K. Examination of CIGRE Method of assessing transmission line conductor's temperature / K. Adomah, Y. Mizuno, K. Naito // IEEJ Transactions on Power and Energy. – 2001. – T. 121. – №. 6. – C. 741–747.

98. 87. Adomah, K. Examination of CIGRE Method of assessing transmission line conductor's temperature / K. Adomah, Y. Mizuno, K. Naito // IEEJ Transactions on Power and Energy. – 2001. – T. 121. – №. 6. – C. 741–747.

99. 88. Beryozkina, S. Testing thermal rating methods for the overhead high voltage line / S. Beryozkina, A. Sauhats, A. Banga // 2013 12th International Conference on Environment and Electrical Engineering. – IEEE, 2013. – C. 215-220.

100. 89. Bockarjova, M. Transmission line conductor temperature impact on state estimation accuracy / M. Bockarjova, G. Andersson // 2007 IEEE Lausanne power tech. – IEEE, 2007. – C. 701–706.

101. 90. Cardenas J. et al. Experiences using intelligent line monitoring system (ILMS) and distributed fault detection based on synchrophasors / S. Beryozkina, A. Sauhats, A. Banga [et al.] // 2013 12th International Conference on Environment and Electrical Engineering. – IEEE, 2013. – C. 215–220.

102. 91. CIGRE Study Committee 22 – Working group 12. Technical Brochure 207-Thermal Behaviour of Overhead Conductors, August 2002. – URL: https://www.researchgate.net/publication/334763068_Temperature_Calculation_of_Overhead_Power_Line_Conductors_According_to_the_CIGRE_Technical_Brochure_207 (дата обращения: 20.11.2022)

103. 92. Easy monitoring overhead (EMO) transmission – URL: <http://www.ohtlgrid.com/en/ueberemo/ueberemo.html> (дата обращения: 09.02.2022)

104. 93. Fu, J. Wind cooling effect on dynamic overhead line ratings / J. Fu, S. Abbott, B. Fox [et al.] // 45th International Universities Power Engineering Conference UPEC2010. – IEEE, 2010. – C. 1–6.

105. Staszewski, L. The Differences between IEEE and CIGRE Heat Balance Concepts for Line Ampacity Considerations / L. Staszewski, W. Rebizant //

Proceedings of the International Symposium «Modern Electric Power Systems 2010», Wroclaw, Poland. – 2010. – Paper №26. – P.1–4.

106. Gal, S. A. On-line monitoring of OHL conductor temperature; live-line installation / S. A. Gal, M. N. Oltean, L. Brabete [et al.] // 2011 IEEE PES 12th International Conference on Transmission and Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance (ESMO). – IEEE, 2011. – C. 1–6.

107. Krontiris, T. Weather-based loading of overhead lines—Consideration of conductor's heat capacity / T. Krontiris, A. Wasserrab, G. Balzer // 2010 Modern Electric Power Systems. – IEEE, 2010. – C. 1–8.

108. Lovrenčić, V. The contribution of conductor temperature and sag monitoring to increased ampacities of overhead lines (OHLs) / V. Lovrenčić, M. Gabrovšek, M. Kovač [et al.] // Periodica Polytechnica Electrical Engineering and Computer Science. – 2015. – T. 59. – №. 3. – C. 70–77.

109. Multilin Intelligent Line Monitoring System – URL: <http://www.gegridsolutions.com/multilin/catalog/fmc.htm> (дата обращения: 09.02.2022)

110. Oleinikova, I. Line parameter estimation based on PMU application in the power grid / I. Oleinikova, A. Mutule, E. Grebesh [et al.] // 2015 IEEE 5th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG). – IEEE, 2015. – C. 453–457.

111. Overhead electrical conductors - Calculation methods for stranded bare conductors, IEC 1597.

112. Overhead Transmission Line Monitoring (OTLM). – URL: <http://www.otlm.eu/> (дата обращения: 09.02.2022)

113. Pemachandra B. V. W. Using Dynamic Thermal Rating of HVDC Transmission Corridors to Increase Penetration of Renewable Energy. – 2024. – URL: <https://era.library.ualberta.ca/items/8d58be36-9b42-462e-85c1-81030e590cd5/download/058c0de4-55a3-46d5-917d-e9ffaa782f17> (дата обращения: 30.11.2022)

114. Power Donut 2 – URL: http://www.amperespa.it/wp-content/uploads/2014/03/power_donut2.pdf (дата обращения: 09.02.2022)

115. Ritherm – URL: <http://www.ribe.de/en/elektroarmaturen/produktspektrum>
(дата обращения: 09.02.2022)
116. Seppa, T. O. Accurate ampacity determination: Temperature-sag model for operational real time ratings / T. O. Seppa // IEEE Transactions on power delivery. – 2002. – Т. 10. – №. 3. – С. 1460–1470.
117. Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors, IEEE Std 738-2012 – URL: standards.ieee.org/ieee/738/4997/
(дата обращения: 29.05.2021)
118. Teh, J. Prospects of using the dynamic thermal rating system for reliable electrical networks: A review / J. Teh, C. M. Lai, N. A. Muhamad [et al.] // IEEE Access. – 2018. – Т. 6. – С. 26765-26778.
119. The TLM Conductor Monitor – URL: <https://lindsey-usa.com/sensors/transmission-line-monitor/> (дата обращения: 09.02.2022)
120. Verstina, N. G. Reducing energy consumption in industrial enterprises in modern conditions / N. G. Verstina, T. S. Meshcheryakova // Biosciences biotechnology research Asia. – 2015. – Т. 12. – №. 2. – С. 1411-1423.
121. WDM-T – система контроля температуры проводов ЛЭП – URL: <https://dimrus.ru/wdmt.html> (дата обращения: 09.02.2022)

ПРИЛОЖЕНИЕ А

**ДОКУМЕНТЫ, УДОСТОВЕРЯЮЩИЕ ИСКЛЮЧИТЕЛЬНОЕ ПРАВО НА
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНУЮ СОБСТВЕННОСТЬ, ПОЛУЧЕННУЮ В ХОДЕ РАБОТЫ**

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**RU2021664633**

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ
ГОСУДАРСТВЕННАЯ РЕГИСТРАЦИЯ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ

Номер регистрации (свидетельства): 2021664633 Дата регистрации: 10.09.2021 Номер и дата поступления заявки: 2021663632 02.09.2021 Дата публикации и номер бюллетеня: 10.09.2021 Бюл. № 9 Контактные реквизиты: DomninaMA@rushydro.ru	Автор(ы): Игнатенко Иван Владимирович (RU), Пухова Анастасия Игоревна (RU), Власенко Сергей Анатольевич (RU), Тряпкин Евгений Юрьевич (RU) Правообладатель(и): Акционерное общество "Дальневосточная распределительная сетевая компания" (АО "ДРСК") (RU)
---	---

Название программы для ЭВМ:

Расчет аварийно-допустимых токов проводов линий электропередачи по условию сохранения механической прочности и габарита

Реферат:

Программа предназначена для определения величин аварийно-допустимых токов. Исходными данными для программы являются параметры провода, пролет линии электропередачи и метеоусловия. Нахождение температуры провода производится на решении уравнения теплового баланса методом Рунге-Кутты. Программа содержит цикл расчетов тока исходя из допустимой температуры нагрева провода для времени действия электрической нагрузки с учетом габарита провода. Полученные результаты отображаются в виде текстовых данных. Область применения программы – контроль состояния линий электропередачи. Тип ЭВМ: ПК. ОС: Windows 10.

Язык программирования: MathCad

Объем программы для ЭВМ: 889 КБ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ПОЛЕЗНУЮ МОДЕЛЬ

№ 226150

**ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ СТЕНД ДЛЯ
ТОКОПРОВОДЯЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ КОНТАКТНОЙ
ПОДВЕСКИ И ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ**

Патентообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Дальневосточный государственный университет путей сообщения" (ДВГУПС) (RU)*

Авторы: *Игнатенко Иван Владимирович (RU), Власенко Сергей Анатольевич (RU), Клименко Сергей Викторович (RU), Тряпкин Евгений Юрьевич (RU), Пухова Анастасия Игоревна (RU)*

Заявка № **2023128412**

Приоритет полезной модели **01 ноября 2023 г.**

Дата государственной регистрации в Государственном реестре полезных моделей Российской Федерации **22 мая 2024 г.**

Срок действия исключительного права на полезную модель истекает **01 ноября 2033 г.**

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Ю.С. Зубов



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации базы данных

№ 2024622326

**БАЗА ДАННЫХ КРИТИЧЕСКИХ ТОКОВЫХ
ЗНАЧЕНИЙ ПРОВОДОВ И ТРОСОВ КОНТАКТНОЙ
СЕТИ И ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ**

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Дальневосточный государственный университет путей сообщения» (RU)*

Авторы: *Игнатенко Иван Владимирович (RU), Власенко Сергей Анатольевич (RU), Клименко Сергей Викторович (RU), Пухова Анастасия Игоревна (RU)*

Заявка № 2024622037

Дата поступления 20 мая 2024 г.

Дата государственной регистрации
в Реестре баз данных 29 мая 2024 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

**ПРОВЕДЕНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ ЧАСТИ
ПО ПОДТВЕРЖДЕНИЮ МЕТОДКИ РАСЧЕТА**

Таблица Б.1 – Результаты измерений нагрева провода АС-35/6,2

Интервал, мин	Ток, А	Температура нагрева провода при $T_{окр}=22,4$ °С, °С
0	100	22,57
1	100	26,41
2	100	31,98
3	100	36,3
4	100	39,05
5	100	40,86
6	100	42,07
7	100	42,94
8	100	43,32
9	100	43,79
10	100	44,22
11	100	44,54
12	100	44,9
13	100	44,82
14	0	42,46
15	0	36,67
16	0	32,27
17	0	29,55
18	0	27,65
19	0	26,38
20	0	25,51
21	0	24,92
22	0	24,46
23	0	24,08
24	0	23,81
25	0	23,54
26	0	23,43
27	0	23,32
28	0	23,27
29	0	23,15
30	0	23,14
31	0	23,08

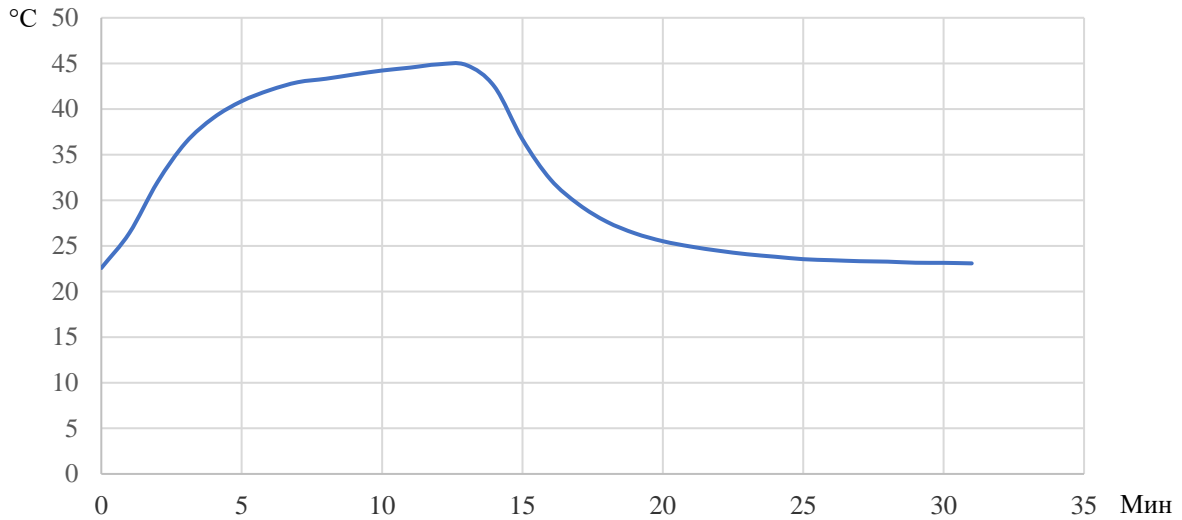


Рисунок Б.1 – Результаты опыта «нагрев-охлаждение»
провода АС-35/6,2 для тока 100 А

Таблица Б.2 – Результаты измерений нагрева провода АС-35/6,2

Интервал, мин	Ток, А	Температура нагрева провода при $T_{окр}=21,6$ °C, °C
0	175	22,52
1	175	38,19
2	175	55,81
3	175	67,22
4	175	75
5	175	80,5
6	175	83,18
7	175	84,89
8	175	85,68
9	175	87,22
10	175	88,4
11	175	87,11
12	175	87,76
13	175	87,96
14	175	88,9
15	175	88,82
16	175	89,92
17	175	89,2
18	0	79,76
19	0	60,37
20	0	48,23

Окончание таблицы Б.2

21	0	40,42
22	0	35,52
23	0	32,01
24	0	29,71
25	0	28,04
26	0	26,98
27	0	26,1
28	0	25,45
29	0	24,93
30	0	24,56
31	0	24,27
32	0	24,02
33	0	23,76
34	0	23,62
35	0	23,47

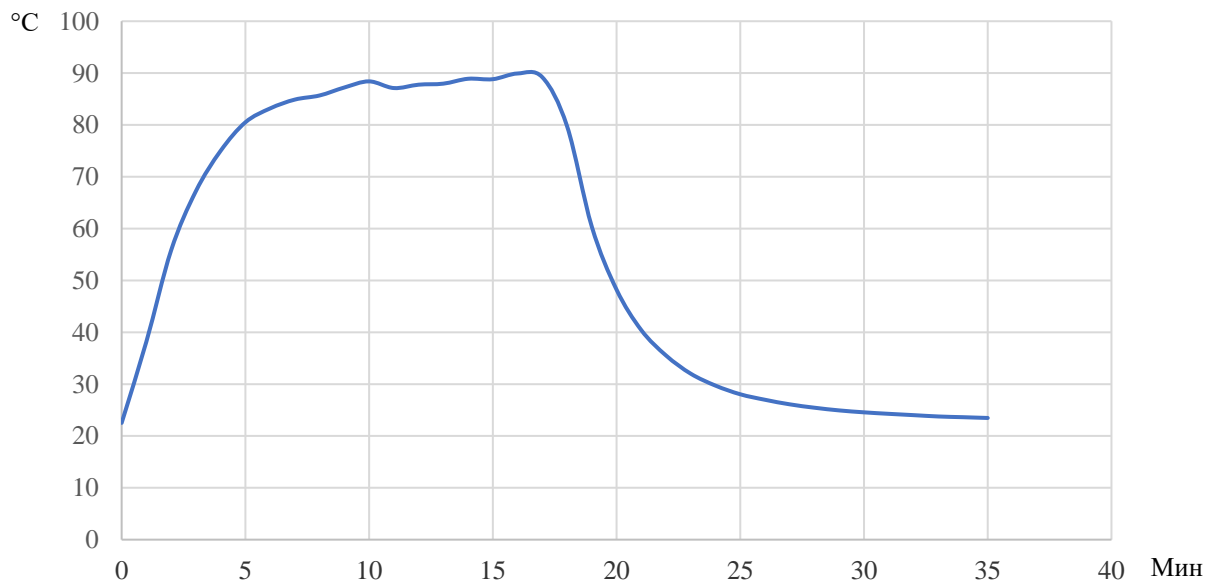


Рисунок Б.2 – Результаты опыта «нагрев-охлаждение»
провода АС-35/6,2 для тока 175 А

Таблица Б.3 – Результаты измерений нагрева провода АС-50/8

Интервал, мин	Ток, А	Температура нагрева провода при $T_{окр}=23,0$ °С, °С
0	100	23,23
1	100	26,53
2	100	29,42
3	100	31,48
4	100	33,01
5	100	34,16
6	100	34,81
7	100	35,47
8	100	35,9
9	100	36,21
10	100	36,36
11	100	36,56
12	100	36,77
13	100	36,76
14	100	37
15	100	36,94
16	100	36,9
17	0	35,16
18	0	32,02
19	0	29,91
20	0	28,4
21	0	27,36
22	0	26,59
23	0	26,06
24	0	25,61
25	0	25,3
26	0	25,07
27	0	24,88
28	0	24,74
29	0	24,58
30	0	24,49
31	0	24,41
32	0	24,12
33	0	23,83
34	0	23,52
35	0	23,27
36	0	23,08
37	0	22,91
38	0	22,77

Окончание таблицы Б.3

39	0	22,64
40	0	22,51
41	0	22,4
42	0	22,3
43	0	22,23
44	0	22,14
45	0	22,1
46	0	22,02
47	0	21,99
48	0	21,92
49	0	21,86
50	0	21,83
51	0	21,77

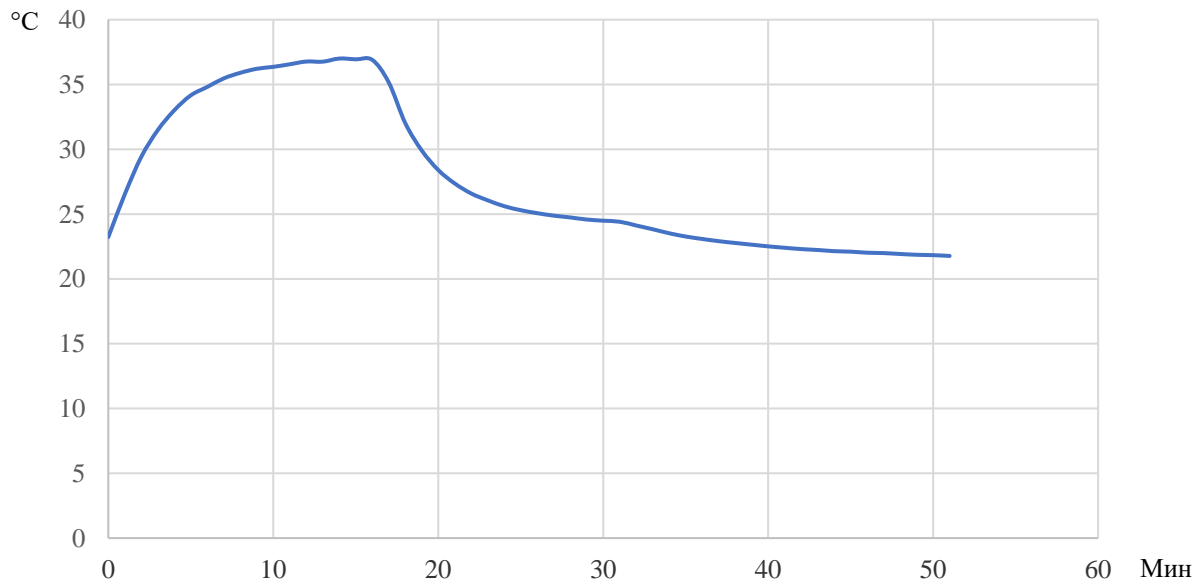


Рисунок Б.3 – Результаты опыта «нагрев-охлаждение» провода АС-50/8 для тока 100 А

Таблица Б.4 – Результаты измерений нагрева провода АС-50/8

Интервал, мин	Ток, А	Температура нагрева провода при $T_{окр}=21,8$ °С, °С
0	210	21,9
1	210	36,31
2	210	49,52
3	210	58,98
4	210	65,64
5	210	70,18
6	210	73,88

Окончание таблицы Б.4

7	210	76,51
8	210	78,31
9	210	79,86
10	210	81,16
11	210	81,58
12	210	82,32
13	210	82,78
14	210	82,55
15	210	82,75
16	210	84,06
17	210	83,62
18	210	83,09
19	210	82,75
20	210	82,9
21	210	83,71
22	0	72,82
23	0	57,68
24	0	45,94
25	0	39,92
26	0	36,07
27	0	33,33
28	0	31,35
29	0	29,92
30	0	28,87
31	0	27,96
32	0	27,28
33	0	26,75
34	0	26,4
35	0	26,05
36	0	25,79
37	0	25,52
38	0	25,31
39	0	25,19
40	0	25,06
41	0	24,96
42	0	24,85
43	0	24,49
44	0	24
45	0	23,85
46	0	23,97
47	0	24

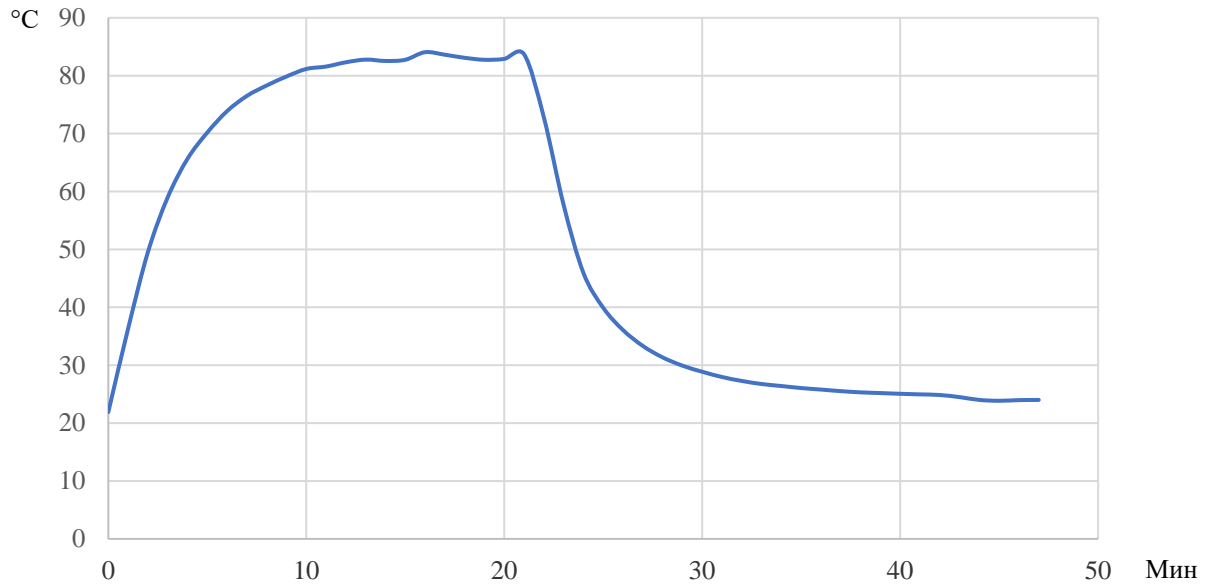


Рисунок Б.4 – Результаты опыта «нагрев-охлаждение»
провода АС-50/8 для тока 210 А

Таблица Б.5 – Результаты измерений нагрева провода М-95

Интервал, мин	Ток, А	Температура нагрева провода при $T_{окр}=22,2$ °С, °С
0	100	22,5
1	100	22,98
2	100	23,52
3	100	24,03
4	100	24,45
5	100	24,84
6	100	25,22
7	100	25,56
8	100	25,86
9	100	26,07
10	100	26,33
11	100	26,51
12	100	26,64
13	100	26,79
14	100	26,84
15	100	26,96
16	100	27,06
17	100	27,14
18	100	27,2
19	100	27,26
20	100	27,3

Окончание таблицы Б.5

21	100	27,41
22	100	27,42
23	100	27,51
24	100	27,53
25	100	27,6
26	100	27,59
27	100	27,61
28	100	27,67
29	0	27,49
30	0	26,88
31	0	26,37
32	0	25,91
33	0	25,49
34	0	25,18
35	0	24,88
36	0	24,65
37	0	24,41
38	0	24,19
39	0	24,01
40	0	23,86
41	0	23,74

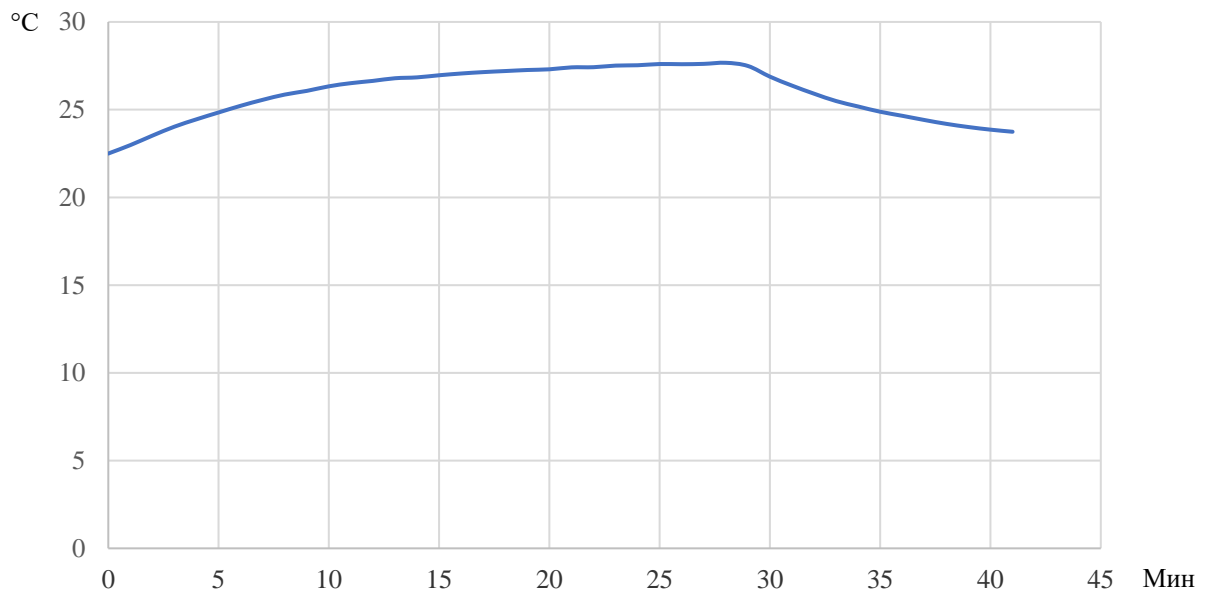


Рисунок Б.5 – Результаты опыта «нагрев-охлаждение»
провода М-95 для тока 100 А

Таблица Б.6 – Результаты измерений нагрева провода М-95

Интервал, мин	Ток, А	Температура нагрева провода при $T_{окр}=22,2$ °С, °С
0	200	22,71
1	200	24,79
2	200	27,08
3	200	29,16
4	200	31,01
5	200	32,57
6	200	33,98
7	200	35,14
8	200	36,17
9	200	36,68
10	200	37,45
11	200	38,13
12	200	38,48
13	200	38,98
14	200	39,07
15	200	39,61
16	200	39,73
17	200	39,81
18	200	40,02
19	200	40,24
20	200	40,28
21	200	40,47
22	200	40,84
23	200	40,64
24	200	40,88
25	200	41,12
26	200	41,36
27	200	41,18
28	200	41,07
29	200	41,61
30	200	41,19
31	200	41,41
32	200	41,41
33	200	41,66
34	0	39,26
35	0	37,11
36	0	35,44
37	0	33,8
38	0	32,36

Окончание таблицы Б.6

39	0	31,09
40	0	29,98
41	0	29,06
42	0	28,31
43	0	27,66
44	0	27,05
45	0	26,57
46	0	26,14
47	0	25,75
48	0	25,47
49	0	25,16
50	0	24,94
51	0	24,7
52	0	24,54
53	0	24,38
54	0	24,23
55	0	24,13
56	0	24,01
57	0	23,92
58	0	23,85
59	0	23,74
60	0	23,7
61	0	23,65
62	0	23,64
63	0	23,6

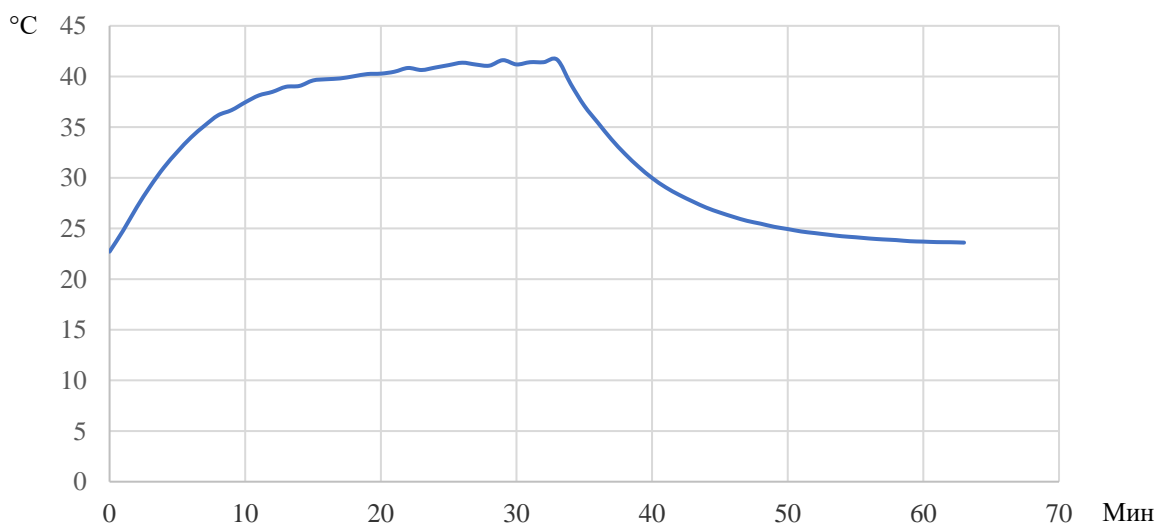


Рисунок Б.6 – Результаты опыта «нагрев-охлаждение»
провода М-95 для тока 200 А

Таблица Б.7 – Результаты измерений нагрева провода М-95

Интервал, мин	Ток, А	Температура нагрева провода при $T_{окр}=22,6$ °С, °С
0	300	23,5
1	300	28,28
2	300	33,48
3	300	37,78
4	300	41,91
5	300	45,1
6	300	47,77
7	300	50,14
8	300	52,43
9	300	54,03
10	300	55,86
11	300	57,15
12	300	57,94
13	300	58,53
14	300	59,45
15	300	59,85
16	300	60,36
17	300	60,91
18	300	61,36
19	300	61,57
20	300	61,8
21	300	62,37
22	300	62,53
23	300	62,3
24	300	62,36
25	300	62,63
26	300	62,67
27	300	62,33
28	300	62,64
29	300	62,97
30	300	63,48
31	300	62,99
32	300	63,32
33	300	63,06
34	0	62,45
35	0	56,45
36	0	51,39
37	0	47,35
38	0	43,77

Окончание таблицы Б.7

39	0	40,89
40	0	38,33
41	0	36,29
42	0	34,59
43	0	33,08
44	0	31,8
45	0	30,75
46	0	29,83
47	0	28,97
48	0	28,35
49	0	27,76
50	0	27,23
51	0	26,78
52	0	26,46
53	0	26,11
54	0	25,85
55	0	25,55
56	0	25,37
57	0	25,15
58	0	24,95
59	0	24,84
60	0	24,7
61	0	24,57
62	0	24,46
63	0	24,35
64	0	24,27
65	0	24,2
66	0	24,15
67	0	24,07
68	0	24
69	0	23,96
70	0	23,94
71	0	23,91
72	0	23,89
73	0	23,84
74	0	23,85
75	0	23,77
76	0	23,78

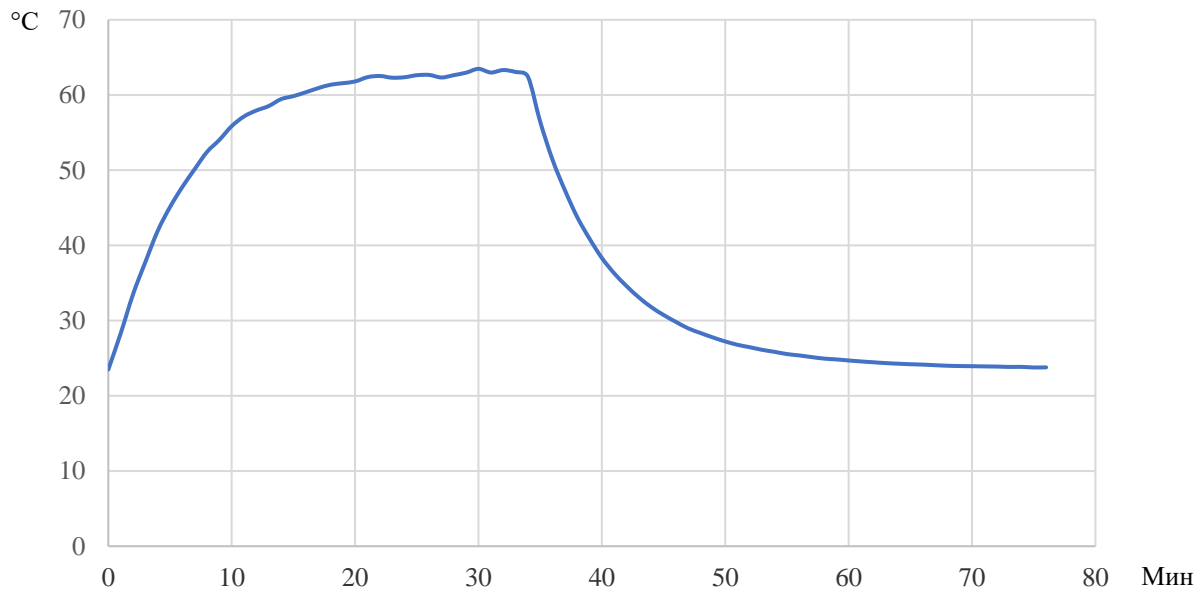


Рисунок Б.7 – Результаты опыта «нагрев-охлаждение» провода М-95 для тока 300 А

Таблица Б.8 – Результаты измерений нагрева провода М-95

Интервал, мин	Ток, А	Температура нагрева провода при $T_{окр}=23,5$ °C, °C
0	400	24,01
1	400	33,2
2	400	42,73
3	400	51,2
4	400	58,25
5	400	64,6
6	400	69,7
7	400	74,31
8	400	77,66
9	400	80,82
10	400	83,17
11	400	85,4
12	400	86,92
13	400	88,4
14	400	89,68
15	400	90,52
16	400	91,05
17	400	91,74
18	400	93,26
19	400	93,39
20	400	93,79

Окончание таблицы Б.8

21	400	94,26
22	400	94,68
23	400	94,94
24	400	94,53
25	0	90,71
26	0	79,04
27	0	70,28
28	0	62,78
29	0	56,56
30	0	51,51
31	0	47,49
32	0	44,06
33	0	41,33
34	0	38,99
35	0	37,01
36	0	35,42
37	0	34,04
38	0	32,91
39	0	31,87
40	0	31,01
41	0	30,22
42	0	29,6
43	0	29
44	0	28,48
45	0	28,09
46	0	27,72
47	0	27,4
48	0	27,16
49	0	26,89
50	0	26,66
51	0	26,47

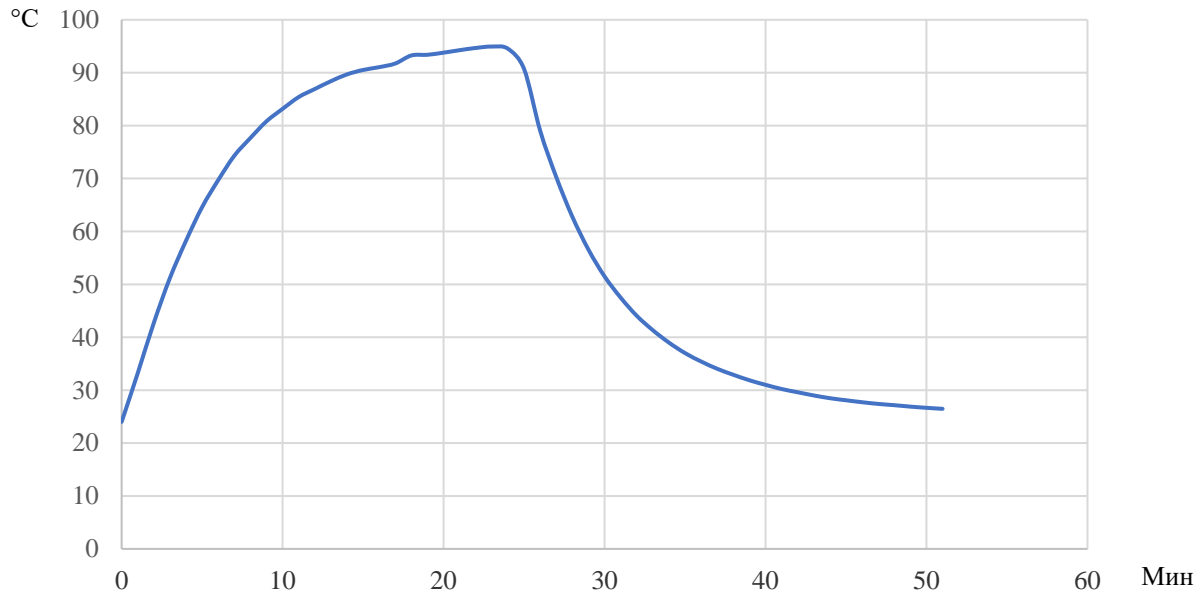


Рисунок Б.8 – Результаты опыта «нагрев-охлаждение» провода М-95 для тока 400 А

Таблица Б.9 – Результаты измерений нагрева провода М-95

Интервал, мин	Ток, А	Температура нагрева провода при $T_{окр}=22,0$ °С, °С
0	422	22,25
1	422	32,03
2	422	42,63
3	422	52,05
4	422	60,2
5	422	66,99
6	422	73,21
7	422	78,27
8	422	82,35
9	422	85,69
10	422	88,4
11	422	90,84
12	422	92,6
13	422	93,85
14	422	95,29
15	422	96,26
16	422	97,11
17	422	97,84
18	422	98,75
19	422	99,25
20	422	99,53

Продолжение таблицы Б.9

21	422	100,19
22	422	100,58
23	422	100,59
24	422	101,03
25	422	101,04
26	422	101,44
27	422	101,48
28	422	101,72
29	422	101,79
30	422	101,82
31	0	92
32	0	80,35
33	0	70,86
34	0	63,08
35	0	56,73
36	0	51,53
37	0	47,28
38	0	43,7
39	0	40,74
40	0	38,28
41	0	36,2
42	0	34,53
43	0	33,09
44	0	31,91
45	0	30,82
46	0	29,89
47	0	29,13
48	0	28,5
49	0	27,93
50	0	27,44
51	0	27,02
52	0	26,61
53	0	26,33
54	0	26,02
55	0	25,77
56	0	25,6
57	0	25,37
58	0	25,17
59	0	25,08
60	0	24,96
61	0	24,86

Окончание таблицы Б.9

62	0	24,79
63	0	24,65
64	0	24,56
65	0	24,54
66	0	24,47
67	0	24,4
68	0	24,35
69	0	24,33
70	0	24,33
71	0	24,24
72	0	24,2
73	0	24,2
74	0	24,16
75	0	24,24
76	0	24,18
77	0	24,18
78	0	24,14
79	0	24,16
80	0	24,11
81	0	24,14
82	0	24,1
83	0	24,1
84	0	24,09

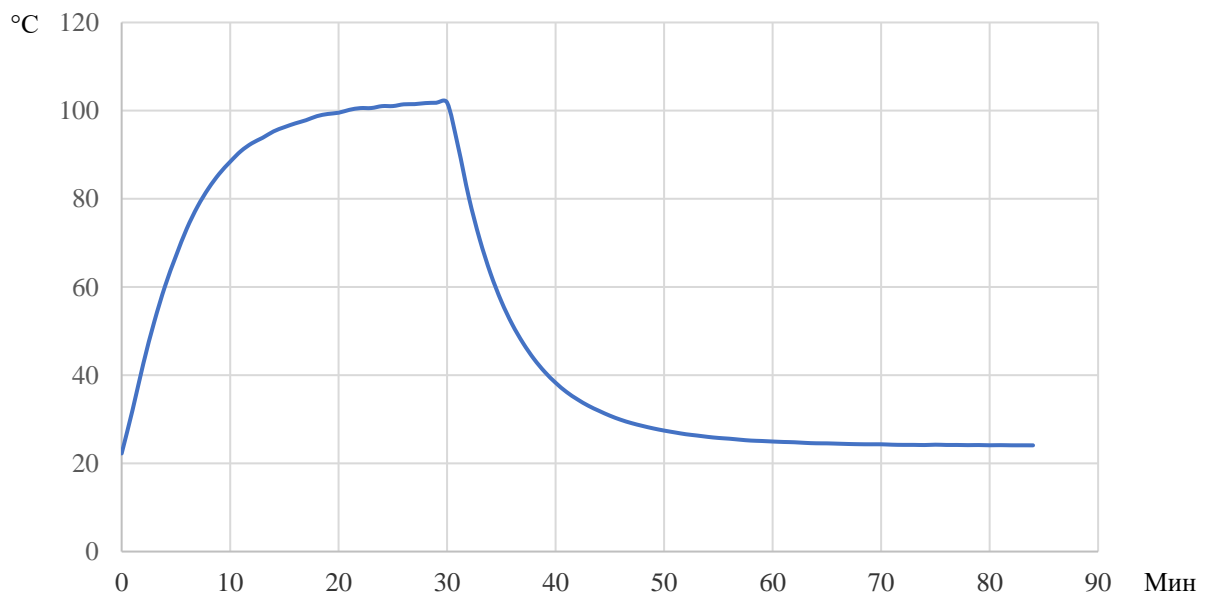


Рисунок Б.9 – Результаты опыта «нагрев-охлаждение»
провода М-95 для тока 422 А

Таблица Б.10 – Результаты измерений нагрева провода М-120

Интервал, мин	Ток, А	Температура нагрева провода при $T_{окр}=23,4$ °С, °С
0	100	25,32
1	100	25,59
2	100	25,85
3	100	26,12
4	100	26,34
5	100	26,57
6	100	26,8
7	100	26,98
8	100	27,09
9	100	27,22
10	100	27,36
11	100	27,47
12	100	27,57
13	100	27,69
14	100	27,74
15	100	27,78
16	100	27,88
17	100	27,92
18	100	27,97
19	100	28,04
20	100	28,03
21	100	28,11
22	100	28,15
23	100	28,18
24	100	28,23
25	100	28,23
26	100	28,26
27	100	28,3
28	100	28,34
29	100	28,34
30	100	28,37
31	0	28,33
32	0	27,94
33	0	27,64
34	0	27,3
35	0	26,99
36	0	26,74
37	0	26,5
38	0	26,28

Окончание таблицы Б.10

39	0	26,12
40	0	25,95
41	0	25,82
42	0	25,66
43	0	25,59
44	0	25,51
45	0	25,42
46	0	25,34
47	0	25,26
48	0	25,19
49	0	25,12
50	0	25,09
51	0	25,04
52	0	24,99
53	0	24,98
54	0	24,94
55	0	24,95
56	0	24,92
57	0	24,9
58	0	24,9
59	0	24,83
60	0	24,87

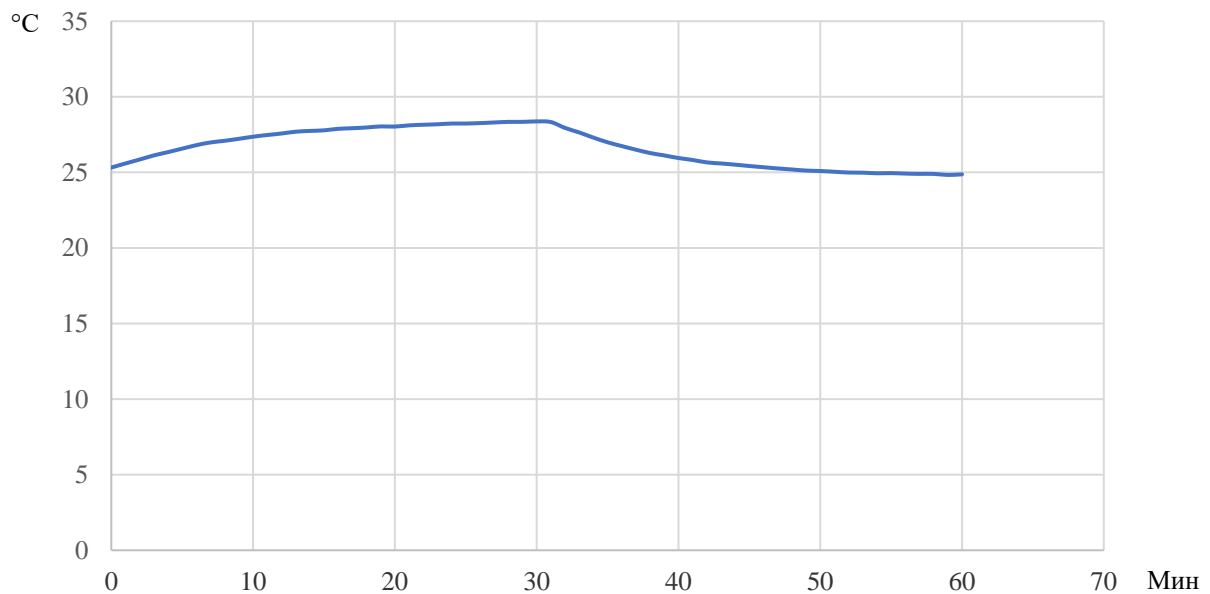


Рисунок Б.10 – Результаты опыта «нагрев-охлаждение»
провода М-120 для тока 100 А

Таблица Б.11 – Результаты измерений нагрева провода М-120

Интервал, мин	Ток, А	Температура нагрева провода при $T_{окр}=24,2$ °С, °С
0	200	24,84
1	200	26,44
2	200	28,02
3	200	29,48
4	200	30,78
5	200	31,9
6	200	32,94
7	200	33,71
8	200	34,55
9	200	35,33
10	200	35,95
11	200	36,6
12	200	36,91
13	200	37,36
14	200	37,81
15	200	38,1
16	200	38,38
17	200	38,67
18	200	38,86
19	200	39,06
20	200	39,18
21	200	39,28
22	200	39,45
23	200	39,56
24	200	39,52
25	200	39,59
26	200	39,7
27	200	39,79
28	200	39,83
29	200	39,9
30	200	39,91
31	200	39,99
32	0	39,47
33	0	37,82
34	0	36,32
35	0	35,1
36	0	34,02
37	0	33,02
38	0	32,17

Окончание таблицы Б.11

39	0	31,45
40	0	30,76
41	0	30,23
42	0	29,73
43	0	29,23
44	0	28,88
45	0	28,47
46	0	28,18
47	0	27,91
48	0	27,65
49	0	27,44
50	0	27,26
51	0	27,07
52	0	26,87
53	0	26,69
54	0	26,58
55	0	26,45
56	0	26,38
57	0	26,31
58	0	26,23
59	0	26,09
60	0	26,08
61	0	26,01
62	0	26,02
63	0	25,99
64	0	25,92
65	0	25,86
66	0	25,87
67	0	25,82
68	0	25,78
69	0	25,79
70	0	25,75
71	0	25,7
72	0	25,71
73	0	25,71
74	0	25,71
75	0	25,68
76	0	25,7
77	0	25,64

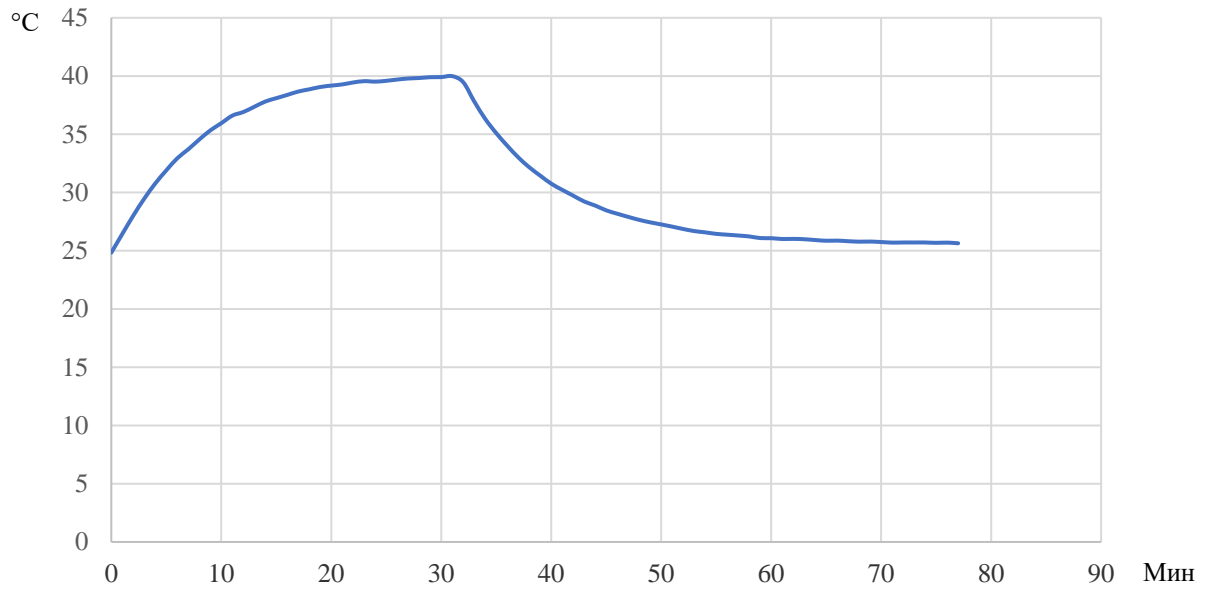


Рисунок Б.11 – Результаты опыта «нагрев-охлаждение» провода М-120 для тока 200 А

Таблица Б.12 – Результаты измерений нагрева провода М-120

Интервал, мин	Ток, А	Температура нагрева провода при $T_{окр}=24,3$ °С, °С
0	300	24,38
1	300	27,65
2	300	31
3	300	33,88
4	300	36,73
5	300	39,1
6	300	41,19
7	300	43,1
8	300	44,78
9	300	45,86
10	300	47,16
11	300	48,08
12	300	49,14
13	300	49,87
14	300	50,41
15	300	51,01
16	300	51,44
17	300	51,65
18	300	52,04
19	300	52,46
20	300	52,58

Продолжение таблицы Б.12

21	300	52,52
22	300	52,84
23	300	52,95
24	300	52,97
25	300	53,2
26	300	53,48
27	300	53,62
28	300	53,54
29	300	53,48
30	0	49,82
31	0	46,57
32	0	43,87
33	0	41,47
34	0	39,45
35	0	37,77
36	0	36,18
37	0	34,99
38	0	33,72
39	0	32,85
40	0	32,07
41	0	31,4
42	0	30,71
43	0	30,22
44	0	29,66
45	0	29,28
46	0	28,9
47	0	28,61
48	0	28,34
49	0	28,03
50	0	27,8
51	0	27,64
52	0	27,49
53	0	27,35
54	0	27,2
55	0	27,1
56	0	26,99
57	0	26,9
58	0	26,79
59	0	26,7
60	0	26,65
61	0	26,58

Окончание таблицы Б.12

62	0	26,54
63	0	26,48
64	0	26,44
65	0	26,4
66	0	26,37
67	0	26,35
68	0	26,3
69	0	26,27
70	0	26,25
71	0	26,21
72	0	26,21
73	0	26,18
74	0	26,18
75	0	26,17
76	0	26,13
77	0	26,14
78	0	26,11
79	0	26,11
80	0	26,1
81	0	26,06

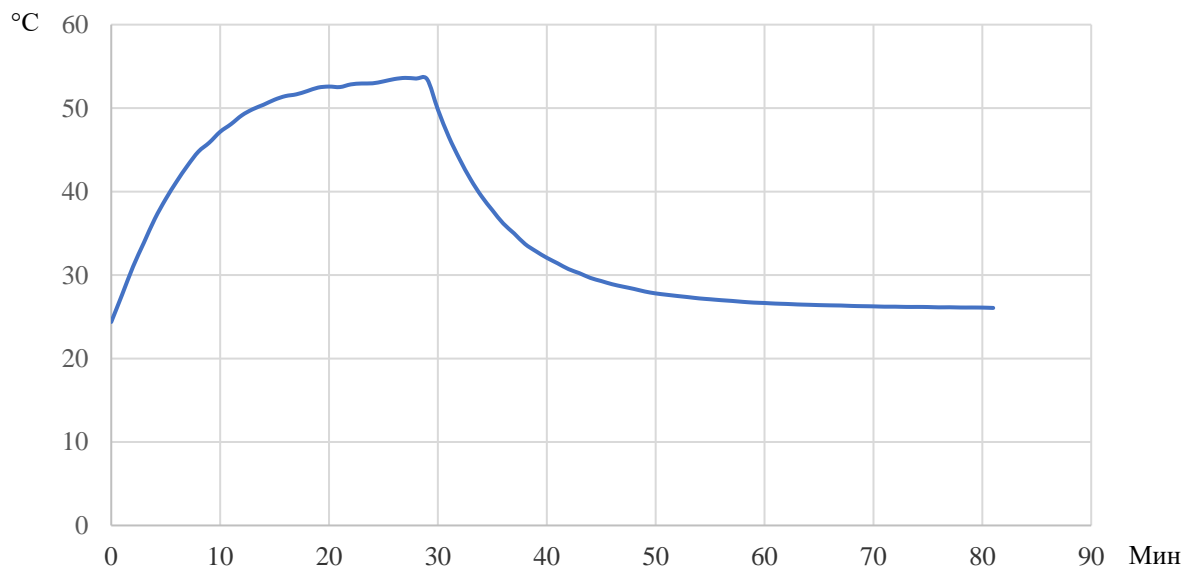


Рисунок Б.12 – Результаты опыта «нагрев-охлаждение»
провода М-120 для тока 300 А

Таблица Б.13 – Результаты измерений нагрева провода М-120

Интервал, мин	Ток, А	Температура нагрева провода при $T_{окр}=20,0$ °С, °С
0	400	20,36
1	400	25,39
2	400	31,21
3	400	36,39
4	400	41,06
5	400	44,76
6	400	48,22
7	400	51,45
8	400	54,08
9	400	56,48
10	400	58,4
11	400	60,22
12	400	62,15
13	400	63,18
14	400	64,29
15	400	65,33
16	400	66,2
17	400	66,65
18	400	67,45
19	400	68,19
20	400	68,57
21	400	68,95
22	400	69,49
23	400	69,75
24	400	69,7
25	400	69,67
26	400	70,1
27	400	70,13
28	400	70,11
29	400	70,32
30	400	70,36
31	400	70,62
32	400	71,29
33	400	71,35
34	400	71,46
35	400	71,76
36	400	71,58
37	400	71,51
38	400	71,67

Продолжение таблицы Б.13

39	400	72,09
40	400	72,36
41	400	72,58
42	400	72,68
43	400	73
44	400	73,14
45	400	73,13
46	400	73,14
47	400	73,35
48	400	73,45
49	0	67,65
50	0	60,87
51	0	55,15
52	0	50,41
53	0	46,59
54	0	43,27
55	0	40,23
56	0	37,87
57	0	35,84
58	0	34,2
59	0	32,59
60	0	31,39
61	0	30,29
62	0	29,39
63	0	28,55
64	0	27,97
65	0	27,19
66	0	26,66
67	0	26,16
68	0	25,75
69	0	25,54
70	0	25,14
71	0	24,94
72	0	24,66
73	0	24,45
74	0	24,35
75	0	24,12
76	0	23,98
77	0	23,78
78	0	23,64
79	0	23,52

Окончание таблицы Б.13

80	0	23,41
81	0	23,4
82	0	23,27
83	0	23,17
84	0	23,07
85	0	22,97
86	0	22,94
87	0	22,87
88	0	22,81
89	0	22,74
90	0	22,7
91	0	22,62
92	0	22,62

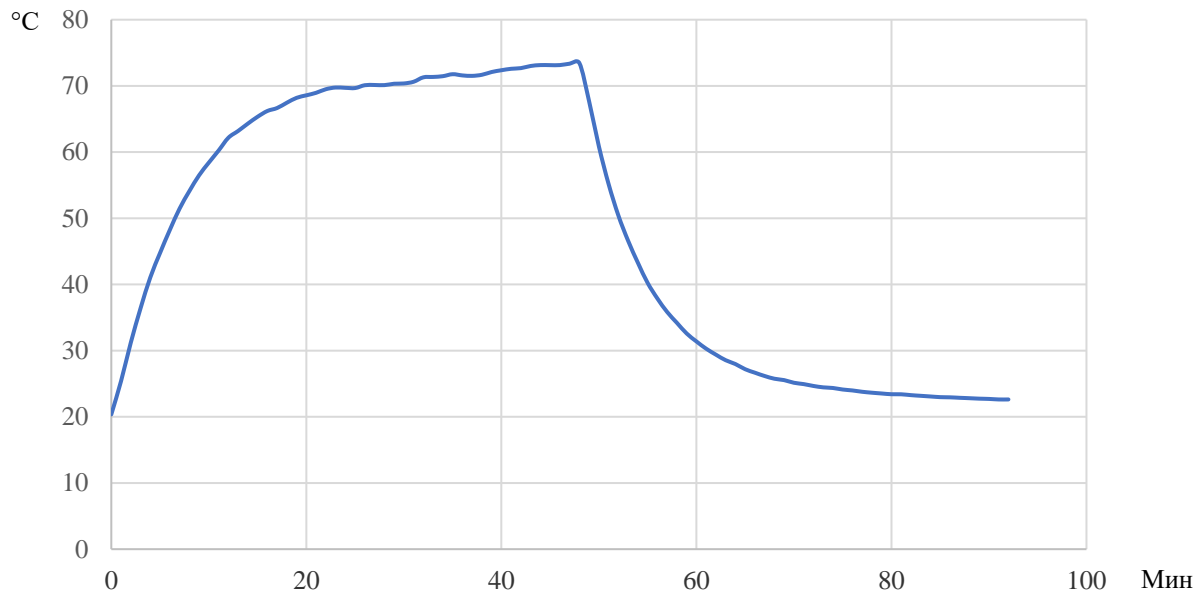


Рисунок Б.13 – Результаты опыта «нагрев-охлаждение» провода М-120 для тока 400 А

Таблица Б.14 – Результаты измерений нагрева провода М-120

Интервал, мин	Ток, А	Температура нагрева провода при $T_{окр}=25,8$ °С, °С
0	485	25,84
1	485	31,41
2	485	40,41
3	485	48,83
4	485	55,55
5	485	62,08
6	485	67,75

Продолжение таблицы Б.14

7	485	72,53
8	485	77,49
9	485	80,7
10	485	83,48
11	485	86,79
12	485	88,91
13	485	90,84
14	485	92,36
15	485	93,63
16	485	94,82
17	485	95,3
18	485	96,45
19	485	97,47
20	485	98,33
21	485	99,07
22	485	99,45
23	485	99,7
24	485	100,13
25	485	100,45
26	485	100,86
27	485	101,66
28	485	100,75
29	485	101,44
30	0	95,28
31	0	84,87
32	0	76,59
33	0	69,28
34	0	63,5
35	0	58,37
36	0	54,15
37	0	50,63
38	0	47,45
39	0	44,77
40	0	42,64
41	0	40,66
42	0	38,82
43	0	37,57
44	0	36,3
45	0	35,16
46	0	34,16
47	0	33,36

Окончание таблицы Б.14

48	0	32,52
49	0	31,87
50	0	31,23
51	0	30,69
52	0	30,2
53	0	29,78
54	0	29,37
55	0	29,01
56	0	28,71
57	0	28,42
58	0	28,12
59	0	27,92
60	0	27,73
61	0	27,52
62	0	27,36
63	0	27,19
64	0	27,03
65	0	26,92
66	0	26,79
67	0	26,66
68	0	26,55
69	0	26,49
70	0	26,41
71	0	26,34

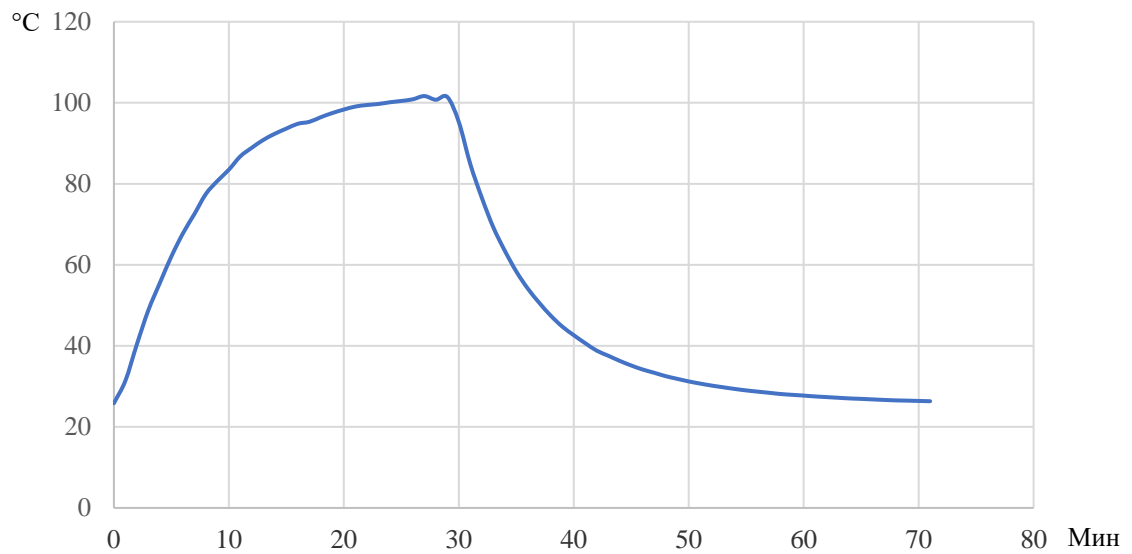


Рисунок Б.14 – Результаты опыта «нагрев-охлаждение»
провода М-120 для тока 485А

ПРИЛОЖЕНИЕ В

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТИЧЕСКИХ ТОКОВЫХ НАГРУЗОК
ДЛЯ ДИАПАЗОНА ТЕМПЕРАТУР ОТ -25⁰С ДО +40⁰С**

Таблица В.1 – Результаты расчета для провода АС-35

Т _д =90 °С	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40
10 с	1248	1215	1183	1150	1116	1082	1048	1013	977	941	903	865	825	784
20 с	904	880	855	830	805	780	755	729	702	675	647	619	590	559
30 с	742	722	702	682	661	640	619	598	576	553	530	507	483	458
40 с	647	629	611	593	575	557	539	520	501	481	461	440	419	397
50 с	582	566	550	534	518	501	484	467	450	432	414	395	376	356
1 мин	535	520	505	490	475	460	444	429	413	396	379	362	344	326
2 мин	393	382	371	359	348	337	325	313	301	288	275	262	248	234
3 мин	334	324	314	305	295	285	275	264	253	242	231	220	208	195
4 мин	301	292	283	274	265	256	246	237	227	217	206	196	184	173
5 мин	280	272	263	255	246	238	229	220	210	201	191	180	170	158
10 мин	239	232	225	217	210	202	194	185	177	168	159	150	140	129
20 мин	227	220	213	206	198	191	183	175	167	158	149	140	130	120
30 мин	226	219	212	205	197	190	182	174	166	157	148	139	129	119
1 ч	226	219	212	205	197	190	182	174	166	157	148	139	129	119
2 ч	226	219	212	205	197	190	182	174	166	157	148	139	129	119
3 ч	226	219	212	205	197	190	182	174	166	157	148	139	129	119

Таблица В.2 – Результаты расчета для провода АС-50

Т _д =90 °С	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40
10 с	1630	1588	1545	1502	1458	1414	1369	1324	1277	1229	1181	1130	1078	1025
20 с	1181	1149	1117	1085	1052	1019	986	952	917	882	846	809	771	731
30 с	970	944	917	891	864	837	809	781	752	723	693	663	631	599
40 с	845	822	799	775	752	728	704	679	654	629	603	576	548	520
50 с	760	739	719	698	676	655	633	611	588	565	541	517	492	466
1 мин	698	679	660	641	621	601	581	560	540	518	496	474	451	427
2 мин	513	498	484	469	455	440	424	409	393	377	360	343	326	307
3 мин	435	423	410	398	385	372	359	345	331	317	303	288	272	256
4 мин	392	381	369	358	346	334	322	309	297	284	270	256	242	227
5 мин	364	354	343	332	321	310	298	287	275	262	249	236	223	208
10 мин	310	301	291	282	272	262	252	241	230	219	208	196	183	170
20 мин	292	283	274	265	256	246	236	226	216	205	194	182	170	157
30 мин	290	282	273	264	254	245	235	225	215	204	192	181	169	156
1 ч	290	282	273	264	254	245	235	225	214	204	192	181	168	155
2 ч	290	282	273	264	254	245	235	225	214	204	192	181	168	155
3 ч	290	282	273	264	254	245	235	225	214	204	192	181	168	155

Таблица В.3 – Результаты расчета для провода АС-70

Т _д =90 °С	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40
10 с	2411	2348	2286	2222	2158	2093	2027	1959	1891	1821	1749	1675	1599	1520
20 с	1747	1700	1653	1606	1558	1510	1461	1411	1361	1309	1256	1202	1146	1089
30 с	1434	1396	1358	1319	1280	1240	1200	1159	1117	1075	1031	987	941	893
40 с	1249	1216	1182	1148	1114	1080	1045	1009	973	936	898	859	819	778
50 с	1124	1094	1064	1033	1002	971	940	908	875	842	808	773	737	699
1 мин	1032	1005	977	949	921	892	863	833	803	773	741	709	676	642
2 мин	756	736	715	695	674	653	631	610	588	565	542	518	494	468
3 мин	639	622	605	587	569	551	533	515	496	477	457	437	416	395
4 мин	573	557	542	526	510	494	477	461	444	426	409	391	372	353
5 мин	529	515	501	486	471	456	441	426	410	394	377	360	343	325
10 мин	437	425	413	401	388	376	363	350	337	323	310	295	281	265
20 мин	396	386	375	364	353	341	329	317	305	293	280	267	253	239
30 мин	389	379	368	357	346	335	324	312	300	287	275	262	248	234
1 ч	388	377	367	356	345	334	322	311	298	286	274	260	247	233
2 ч	388	377	367	356	345	334	322	310	298	286	273	260	247	233
3 ч	388	377	367	356	345	334	322	310	298	286	273	260	247	233

Таблица В.4 – Результаты расчета для провода АС-95/16

Тд=90 °С	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40
10 с	3371	3284	3196	3107	3017	2926	2834	2740	2644	2546	2446	2343	2236	2126
20 с	2439	2374	2309	2243	2176	2109	2040	1971	1900	1828	1755	1679	1601	1521
30 с	1999	1946	1892	1838	1784	1728	1672	1615	1557	1498	1438	1376	1312	1246
40 с	1738	1692	1645	1598	1550	1502	1454	1404	1354	1302	1250	1196	1140	1083
50 с	1561	1519	1478	1435	1393	1349	1306	1261	1216	1170	1122	1074	1024	972
1 мин	1431	1393	1354	1316	1277	1237	1197	1156	1114	1072	1029	984	938	891
2 мин	1038	1010	982	954	925	896	867	837	807	776	745	712	679	644
3 мин	868	845	822	798	774	750	725	700	675	649	622	595	567	538
4 мин	771	750	729	708	687	665	643	621	598	575	551	527	502	476
5 мин	706	687	668	649	629	609	589	569	548	526	505	482	459	435
10 мин	560	545	530	514	498	482	466	450	433	416	398	380	362	342
20 мин	484	471	457	444	430	416	402	388	373	358	342	326	310	293
30 мин	465	452	439	426	413	400	386	372	358	343	328	312	296	280
1 ч	456	444	432	419	406	393	379	366	351	337	322	307	291	274
2 ч	456	444	431	419	406	393	379	365	351	337	322	307	291	274
3 ч	456	444	431	419	406	393	379	365	351	337	322	307	291	274

Таблица В.5 – Результаты расчета для провода АС-120/19

Тд=90 °С	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40
10 с	4174	4066	3957	3847	3736	3623	3509	3392	3273	3152	3028	2900	2768	2631
20 с	3021	2940	2859	2777	2695	2611	2527	2441	2353	2264	2173	2079	1983	1883
30 с	2477	2411	2344	2277	2209	2141	2071	2001	1929	1856	1781	1704	1625	1543
40 с	2153	2096	2038	1980	1921	1861	1801	1740	1677	1614	1548	1482	1413	1342
50 с	1935	1883	1831	1779	1726	1672	1618	1563	1507	1449	1391	1331	1269	1205
1 мин	1774	1727	1679	1631	1582	1533	1483	1433	1381	1329	1275	1220	1163	1104
2 мин	1288	1254	1219	1184	1149	1113	1076	1040	1002	964	924	884	843	800
3 мин	1080	1051	1022	992	962	932	902	871	839	807	774	740	705	669
4 мин	960	934	908	882	855	828	801	773	745	716	687	656	625	593
5 мин	881	857	833	809	784	760	734	709	683	656	629	601	572	543
10 мин	703	684	665	645	625	605	585	564	543	522	499	477	453	429
20 мин	612	596	579	562	544	527	509	490	472	453	433	413	392	370
30 мин	591	575	559	542	525	508	491	473	455	436	417	397	377	356
1 ч	582	566	551	534	518	501	484	466	448	430	411	391	371	350
2 ч	582	566	550	534	518	501	484	466	448	430	411	391	371	350
3 ч	582	566	550	534	518	501	484	466	448	430	411	391	371	350

Таблица В.6 – Результаты расчета для провода АС-120/27

Т _д =90 °С	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40
10 с	4179	4071	3963	3853	3742	3629	3514	3398	3279	3158	3034	2906	2773	2637
20 с	3024	2944	2863	2781	2699	2615	2530	2444	2357	2268	2176	2083	1986	1886
30 с	2479	2413	2347	2280	2212	2144	2074	2004	1932	1859	1784	1707	1628	1546
40 с	2155	2098	2040	1982	1923	1864	1803	1742	1680	1616	1551	1484	1415	1344
50 с	1936	1885	1833	1780	1728	1674	1620	1565	1509	1451	1393	1333	1271	1207
1 мин	1775	1728	1680	1632	1584	1535	1485	1434	1383	1330	1276	1221	1164	1106
2 мин	1288	1254	1219	1184	1149	1113	1077	1040	1002	964	925	884	843	800
3 мин	1079	1050	1021	992	962	932	901	870	839	806	773	739	705	669
4 мин	958	932	907	880	854	827	800	772	744	715	686	656	624	592
5 мин	879	855	831	807	783	758	733	707	681	655	628	600	571	542
10 мин	699	680	661	642	622	602	582	561	540	519	497	474	451	427
20 мин	606	590	573	556	539	522	504	486	467	448	429	409	388	367
30 мин	583	568	552	535	519	502	485	467	449	431	412	392	372	351
1 ч	574	558	543	527	511	494	477	460	442	424	405	386	366	345
2 ч	574	558	543	527	510	494	477	460	442	424	405	385	366	345
3 ч	574	558	543	527	510	494	477	460	442	424	405	385	366	345

Таблица В.7 – Результаты расчета для провода АС-185/24

Т _д =90 °С	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40
10 с	6446	6279	6111	5941	5769	5594	5418	5238	5054	4867	4675	4478	4274	4063
20 с	4660	4536	4410	4284	4157	4028	3898	3765	3630	3492	3352	3207	3059	2905
30 с	3816	3714	3612	3508	3404	3299	3192	3083	2972	2860	2744	2626	2504	2378
40 с	3314	3225	3136	3047	2956	2865	2772	2677	2581	2483	2383	2281	2175	2065
50 с	2974	2894	2815	2734	2653	2570	2487	2402	2316	2228	2138	2046	1951	1853
1 мин	2724	2651	2578	2504	2429	2354	2278	2200	2121	2040	1958	1873	1786	1696
2 мин	1964	1911	1858	1805	1751	1696	1641	1585	1528	1469	1410	1349	1286	1220
3 мин	1634	1591	1546	1502	1457	1411	1365	1318	1271	1222	1172	1121	1068	1014
4 мин	1443	1404	1365	1325	1286	1245	1204	1163	1121	1078	1033	988	941	893
5 мин	1315	1279	1244	1208	1171	1135	1097	1059	1021	981	941	899	857	813
10 мин	1018	991	963	935	906	878	848	818	788	757	725	693	659	625
20 мин	849	826	803	779	755	731	706	680	655	628	601	574	545	515
30 мин	798	777	755	732	710	687	663	639	615	590	564	538	510	482
1 ч	768	748	727	705	684	661	639	615	592	567	542	516	490	462
2 ч	766	745	725	703	682	660	637	614	590	566	541	515	488	461
3 ч	766	745	725	703	682	660	637	614	590	566	541	515	488	461

Таблица В.8 – Результаты расчета для провода АС-185/29

Т _д =90 °С	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40
10 с	6345	6180	6015	5848	5678	5507	5333	5156	4976	4792	4603	4408	4208	4000
20 с	4587	4464	4341	4217	4092	3965	3837	3706	3574	3438	3300	3157	3011	2860
30 с	3756	3656	3555	3454	3351	3247	3142	3035	2926	2815	2702	2585	2465	2342
40 с	3262	3175	3087	2999	2910	2820	2729	2636	2541	2445	2346	2245	2141	2033
50 с	2927	2849	2771	2691	2611	2530	2448	2365	2280	2194	2105	2014	1921	1824
1 мин	2681	2609	2537	2465	2392	2317	2242	2166	2088	2009	1928	1844	1759	1670
2 мин	1933	1881	1829	1777	1724	1670	1616	1560	1504	1447	1388	1328	1266	1202
3 мин	1609	1566	1523	1479	1435	1390	1344	1298	1251	1203	1154	1104	1052	998
4 мин	1420	1382	1344	1305	1266	1226	1186	1145	1104	1061	1018	973	927	880
5 мин	1295	1260	1225	1189	1154	1117	1081	1043	1005	966	927	886	844	800
10 мин	1003	976	949	921	893	864	836	806	776	746	715	683	649	615
20 мин	837	814	791	768	744	720	696	671	645	619	593	565	537	508
30 мин	787	766	744	722	700	677	654	630	606	582	556	530	503	475
1 ч	758	738	717	696	674	652	630	607	584	560	535	509	483	456
2 ч	756	735	715	694	672	651	628	606	582	558	533	508	482	454
3 ч	756	735	715	694	672	651	628	606	582	558	533	508	482	454

Таблица В.9 – Результаты расчета для провода А-35

Т _д =90 °С	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40
10 с	1051	1023	996	968	940	911	882	852	822	791	760	727	694	659
20 с	762	742	721	700	679	657	636	614	591	568	545	521	496	470
30 с	627	610	593	575	558	540	522	504	485	466	447	427	406	385
40 с	547	532	517	502	486	471	455	439	423	406	389	371	353	334
50 с	493	480	466	452	438	424	410	395	380	365	350	334	317	300
1 мин	454	441	429	416	403	390	377	363	349	335	321	306	291	275
2 мин	337	327	317	308	298	288	278	267	257	246	235	223	211	199
3 мин	289	280	272	263	255	246	237	228	218	209	199	189	178	167
4 мин	263	255	247	239	231	223	215	206	197	188	179	170	160	149
5 мин	247	239	232	224	217	209	201	193	184	176	167	158	148	138
10 мин	218	211	205	198	191	184	176	169	161	153	145	136	127	117
20 мин	211	205	198	191	185	178	170	163	155	148	139	131	122	112
30 мин	211	204	198	191	184	177	170	163	155	147	139	130	121	112
1 ч	211	204	198	191	184	177	170	163	155	147	139	130	121	112
2 ч	211	204	198	191	184	177	170	163	155	147	139	130	121	112
3 ч	211	204	198	191	184	177	170	163	155	147	139	130	121	112

Таблица В.10 – Результаты расчета для провода А-50

Т _д =90 °С	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40
10 с	1511	1472	1432	1392	1351	1310	1268	1226	1182	1138	1093	1046	998	948
20 с	1095	1065	1036	1006	975	945	913	882	850	817	783	749	713	676
30 с	899	875	850	826	801	775	750	723	697	670	642	613	584	554
40 с	784	762	741	719	697	675	652	630	606	582	558	533	507	481
50 с	706	686	667	647	627	607	587	566	545	523	501	479	455	431
1 мин	648	630	612	594	576	557	539	519	500	480	460	439	417	394
2 мин	477	464	450	436	423	409	394	380	365	350	334	318	301	284
3 мин	406	394	382	371	359	346	334	321	308	295	281	267	252	237
4 мин	366	356	345	334	323	312	300	288	276	264	251	238	225	211
5 мин	341	331	321	311	300	290	279	268	256	245	233	220	207	193
10 мин	293	284	275	266	257	247	237	227	217	206	195	184	172	159
20 мин	279	270	262	253	244	235	225	215	205	195	184	173	161	148
30 мин	277	269	261	252	243	234	224	214	204	194	183	172	160	147
1 ч	277	269	260	252	243	234	224	214	204	194	183	172	160	147
2 ч	277	269	260	252	243	234	224	214	204	194	183	172	160	147
3 ч	277	269	260	252	243	234	224	214	204	194	183	172	160	147

Таблица В.11 – Результаты расчета для провода А-70

Т _д =90 °С	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40
10 с	2113	2058	2003	1946	1890	1832	1774	1714	1654	1592	1528	1463	1396	1326
20 с	1530	1489	1447	1405	1363	1320	1277	1233	1188	1142	1095	1047	998	947
30 с	1256	1222	1188	1153	1118	1083	1047	1011	974	936	897	858	817	774
40 с	1093	1063	1033	1003	973	942	911	879	846	813	780	745	709	672
50 с	983	956	929	902	874	846	818	789	760	730	700	668	636	602
1 мин	902	878	853	828	802	776	750	724	697	669	641	612	582	551
2 мин	660	641	623	604	585	566	546	526	506	485	464	442	419	396
3 мин	558	542	526	510	493	476	460	442	425	407	388	369	349	329
4 мин	500	486	471	456	441	426	411	395	379	362	345	328	309	290
5 мин	463	450	436	422	408	394	379	364	349	333	317	301	283	265
10 мин	388	376	364	352	340	327	314	301	288	274	259	244	229	212
20 мин	361	350	339	327	316	304	291	279	266	252	238	224	209	192
30 мин	357	347	336	324	313	301	289	276	263	250	236	222	206	190
1 ч	357	346	335	324	312	301	288	276	263	250	236	221	206	190
2 ч	357	346	335	324	312	301	288	276	263	250	236	221	206	190
3 ч	357	346	335	324	312	301	288	276	263	250	236	221	206	190

Таблица В.12 – Результаты расчета для провода А-95

Т _Д =90 °С	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40
10 с	2807	2734	2660	2585	2510	2433	2356	2277	2197	2115	2030	1944	1855	1762
20 с	2030	1976	1920	1865	1809	1752	1695	1636	1577	1516	1454	1391	1325	1257
30 с	1664	1619	1574	1528	1482	1435	1388	1340	1291	1241	1190	1138	1083	1028
40 с	1446	1407	1368	1328	1288	1247	1206	1164	1121	1077	1033	987	940	891
50 с	1299	1264	1228	1192	1156	1119	1082	1044	1006	966	926	885	842	798
1 мин	1191	1158	1126	1093	1059	1025	991	956	921	885	848	809	770	729
2 мин	864	840	816	791	767	742	716	690	664	637	609	581	551	521
3 мин	724	704	683	662	641	620	598	576	553	530	506	482	456	430
4 мин	644	626	607	588	569	550	530	510	490	468	447	424	401	377
5 мин	592	575	558	540	522	504	486	467	448	428	408	387	365	342
10 мин	480	465	451	436	421	405	389	373	357	339	322	303	284	264
20 мин	431	418	404	391	377	362	348	332	317	301	284	266	248	228
30 мин	423	410	397	383	369	355	341	326	310	294	277	260	242	222
1 ч	421	408	395	382	368	354	339	324	309	293	276	259	240	221
2 ч	421	408	395	382	368	354	339	324	309	293	276	258	240	221
3 ч	421	408	395	382	368	354	339	324	309	293	276	258	240	221

Таблица В.13 – Результаты расчета для провода А-120

Т _Д =90 °С	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40
10 с	3563	3470	3376	3282	3186	3089	2990	2890	2788	2684	2577	2468	2354	2237
20 с	2576	2506	2437	2366	2295	2223	2150	2076	2001	1924	1845	1764	1681	1595
30 с	2110	2053	1996	1938	1879	1820	1760	1699	1637	1574	1509	1443	1374	1303
40 с	1833	1783	1733	1683	1632	1580	1528	1475	1421	1366	1309	1251	1191	1129
50 с	1646	1601	1556	1510	1464	1418	1371	1323	1274	1224	1173	1121	1067	1011
1 мин	1508	1467	1425	1383	1341	1298	1255	1211	1166	1120	1073	1025	975	924
2 мин	1090	1060	1029	999	967	936	904	871	838	804	769	733	696	657
3 мин	911	885	859	833	806	780	752	724	696	667	637	606	574	541
4 мин	808	785	761	738	714	689	665	639	614	587	560	532	503	473
5 мин	740	719	697	675	653	630	607	583	559	535	509	483	456	427
10 мин	591	573	555	537	518	499	479	459	439	417	395	373	349	324
20 мин	522	506	490	473	456	438	420	401	382	362	341	320	297	273
30 мин	509	494	477	461	444	427	409	391	372	352	331	310	287	263
1 ч	506	490	474	458	441	424	406	388	369	349	329	307	284	260
2 ч	506	490	474	458	441	424	406	388	369	349	329	307	284	260
3 ч	506	490	474	458	441	424	406	388	369	349	329	307	284	260

Таблица В.14 – Результаты расчета для провода А-150

Т _д =90 °С	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40
10 с	4504	4386	4268	4110	4027	3905	3780	3654	3525	3393	3258	3120	2977	2828
20 с	3254	3167	3079	2990	2900	2809	2717	2624	2528	2431	2332	2230	2125	2017
30 с	2664	2592	2520	2447	2373	2299	2223	2146	2068	1988	1907	1823	1737	1647
40 с	2313	2250	2187	2124	2060	1995	1929	1862	1794	1724	1653	1580	1505	1427
50 с	2075	2019	1962	1905	1847	1789	1729	1669	1608	1545	1481	1415	1347	1277
1 мин	1900	1849	1796	1744	1691	1637	1583	1527	1471	1413	1354	1294	1231	1167
2 мин	1369	1331	1293	1254	1215	1176	1136	1095	1053	1011	967	923	876	828
3 мин	1139	1107	1075	1042	1009	976	942	907	872	836	799	761	721	680
4 мин	1006	978	949	920	890	860	829	798	766	734	700	666	630	593
5 мин	918	892	865	838	811	783	754	726	696	666	634	602	569	534
10 мин	720	698	676	654	631	608	584	560	535	510	484	456	428	398
20 мин	620	601	581	561	541	520	498	476	453	430	405	380	353	324
30 мин	597	579	560	540	520	500	479	457	435	412	387	362	335	307
1 ч	589	571	552	533	513	493	472	451	429	405	381	356	329	301
2 ч	589	571	552	533	513	493	472	451	428	405	381	356	329	301
3 ч	589	571	552	533	513	493	472	451	428	405	381	356	329	301

Таблица В.15 – Результаты расчета для провода А-185

Т _д =90 °С	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40
10 с	5563	5417	5271	5123	4974	4822	4669	4513	4354	4191	4025	3853	3677	3494
20 с	4017	3909	3800	3691	3580	3468	3354	3239	3122	3002	2880	2754	2625	2491
30 с	3287	3198	3109	3019	2928	2836	2743	2649	2552	2454	2353	2250	2144	2034
40 с	2852	2775	2697	2619	2540	2460	2379	2297	2213	2127	2040	1950	1857	1762
50 с	2557	2488	2418	2348	2277	2205	2132	2058	1982	1905	1827	1746	1662	1576
1 мин	2340	2277	2213	2148	2083	2017	1950	1882	1813	1742	1669	1595	1518	1439
2 мин	1680	1634	1587	1540	1492	1444	1395	1345	1294	1243	1189	1135	1078	1020
3 мин	1393	1354	1315	1275	1235	1194	1153	1111	1068	1024	979	933	885	835
4 мин	1226	1191	1156	1121	1085	1049	1012	974	935	896	856	814	771	726
5 мин	1114	1083	1050	1018	985	951	917	882	847	810	773	734	694	652
10 мин	858	832	806	780	753	725	698	669	640	610	578	546	513	477
20 мин	718	696	673	650	626	602	577	552	525	498	469	440	409	376
30 мин	682	661	639	616	593	570	546	521	495	468	440	411	380	347
1 ч	666	645	623	601	579	556	532	507	482	455	427	398	367	334
2 ч	665	644	623	601	578	555	531	507	481	455	427	398	367	334
3 ч	665	644	623	601	578	555	531	507	481	455	427	398	367	334

Таблица В.16 – Результаты расчета для провода АС-25

Тд=90 °С	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40
10 с	848	826	804	781	759	736	712	689	664	639	614	588	561	533
20 с	616	600	583	566	549	532	514	496	478	460	441	421	401	380
30 с	508	494	480	466	452	438	423	408	393	378	362	346	329	312
40 с	444	432	420	407	395	382	370	357	343	330	316	302	287	272
50 с	401	390	379	368	357	345	333	322	309	297	284	271	258	244
1 мин	370	360	349	339	328	318	307	296	285	273	262	249	237	224
2 мин	278	270	262	254	246	238	229	221	212	203	194	184	174	164
3 мин	241	234	227	220	213	205	198	190	182	174	166	158	149	139
4 мин	222	215	209	202	195	188	181	174	167	159	151	143	135	126
5 мин	210	204	198	191	185	178	171	164	157	150	142	135	127	118
10 мин	191	185	179	174	167	161	155	148	142	135	128	120	112	104
20 мин	187	182	176	170	164	158	152	146	139	132	125	118	110	102
30 мин	187	182	176	170	164	158	152	146	139	132	125	118	110	102
1 ч	187	182	176	170	164	158	152	146	139	132	125	118	110	102
2 ч	187	182	176	170	164	158	152	146	139	132	125	118	110	102
3 ч	187	182	176	170	164	158	152	146	139	132	125	118	110	102

Таблица В.17 – Результаты расчета для провода АС-120/27

Тд=90 °С	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40
10 с	4179	4071	3963	3853	3742	3629	3514	3398	3279	3158	3034	2906	2773	2637
20 с	3024	2944	2863	2781	2699	2615	2530	2444	2357	2268	2176	2083	1986	1886
30 с	2479	2413	2347	2280	2212	2144	2074	2004	1932	1859	1784	1707	1628	1546
40 с	2155	2098	2040	1982	1923	1864	1803	1742	1680	1616	1551	1484	1415	1344
50 с	1936	1885	1833	1780	1728	1674	1620	1565	1509	1451	1393	1333	1271	1207
1 мин	1775	1728	1680	1632	1584	1535	1485	1434	1383	1330	1276	1221	1164	1106
2 мин	1288	1254	1219	1184	1149	1113	1077	1040	1002	964	925	884	843	800
3 мин	1079	1050	1021	992	962	932	901	870	839	806	773	739	705	669
4 мин	958	932	907	880	854	827	800	772	744	715	686	656	624	592
5 мин	879	855	831	807	783	758	733	707	681	655	628	600	571	542
10 мин	699	680	661	642	622	602	582	561	540	519	497	474	451	427
20 мин	606	590	573	556	539	522	504	486	467	448	429	409	388	367
30 мин	583	568	552	535	519	502	485	467	449	431	412	392	372	351
1 ч	574	558	543	527	511	494	477	460	442	424	405	386	366	345
2 ч	574	558	543	527	510	494	477	460	442	424	405	385	366	345
3 ч	574	558	543	527	510	494	477	460	442	424	405	385	366	345

Таблица В.18 – Результаты расчета для провода АС-150/24

Тд=90 °С	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40
10 с	5133	5000	4867	4731	4594	4456	4315	4172	4026	3877	3724	3567	3405	3236
20 с	3713	3614	3514	3414	3312	3210	3106	3000	2893	2783	2671	2556	2437	2315
30 с	3042	2961	2879	2797	2714	2630	2544	2458	2370	2280	2188	2094	1996	1896
40 с	2643	2573	2502	2430	2358	2285	2211	2136	2059	1981	1901	1819	1735	1647
50 с	2373	2310	2246	2182	2117	2051	1985	1917	1848	1778	1706	1633	1557	1478
1 мин	2174	2116	2058	1999	1940	1879	1818	1756	1693	1629	1563	1496	1426	1354
2 мин	1572	1530	1488	1445	1402	1358	1314	1269	1223	1177	1129	1080	1029	977
3 мин	1313	1277	1242	1206	1170	1133	1096	1059	1020	981	941	900	857	814
4 мин	1162	1131	1099	1068	1035	1003	970	936	902	868	832	795	758	719
5 мин	1062	1033	1005	976	946	916	886	855	824	792	759	726	691	656
10 мин	833	811	788	765	741	718	694	669	644	619	593	566	539	510
20 мин	708	689	670	650	630	609	589	568	546	524	501	478	454	429
30 мин	674	656	637	619	599	580	560	540	519	498	476	454	430	406
1 ч	657	639	621	603	585	566	546	526	506	485	464	442	419	395
2 ч	656	638	621	602	584	565	546	526	505	485	463	441	418	395
3 ч	656	638	621	602	584	565	546	526	505	485	463	441	418	395

Таблица В.19 – Результаты расчета для провода М-95

Тд=100 °С	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40
10 с	4420	4311	4201	4090	3979	3867	3753	3639	3522	3404	3283	3160	3034	2905
20 с	3192	3111	3030	2948	2866	2783	2700	2615	2529	2442	2354	2263	2171	2076
30 с	2611	2545	2479	2412	2344	2276	2208	2138	2068	1997	1924	1850	1774	1696
40 с	2266	2208	2150	2092	2033	1974	1915	1854	1793	1731	1668	1603	1537	1469
50 с	2031	1980	1928	1875	1823	1770	1716	1662	1607	1551	1494	1436	1376	1315
1 мин	1859	1811	1764	1716	1667	1619	1569	1520	1469	1418	1365	1312	1257	1201
2 мин	1333	1299	1264	1229	1194	1159	1123	1086	1050	1012	974	935	895	853
3 мин	1105	1076	1047	1018	988	958	928	897	866	835	802	769	736	701
4 мин	971	946	920	894	868	841	814	787	759	731	702	672	642	611
5 мин	882	859	835	811	787	763	738	713	687	661	634	607	579	550
10 мин	676	657	638	619	600	580	560	540	519	498	476	454	430	406
20 мин	562	546	529	513	496	479	461	443	425	406	386	366	345	323
30 мин	531	515	500	484	468	451	434	417	399	381	362	342	321	300
1 ч	516	501	486	470	454	438	422	405	387	369	350	330	310	288
2 ч	515	500	485	470	454	438	421	404	387	368	349	330	309	288
3 ч	515	500	485	470	454	438	421	404	387	368	349	330	309	288

Таблица В.20 – Результаты расчета для провода М-120

Тд=100 °С	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40
10 с	5504	5367	5230	5093	4954	4814	4673	4530	4385	4238	4088	3935	3778	3617
20 с	3973	3873	3772	3670	3568	3465	3361	3255	3149	3040	2930	2818	2703	2585
30 с	3249	3167	3084	3001	2917	2833	2748	2661	2574	2485	2395	2302	2208	2111
40 с	2818	2747	2675	2603	2530	2456	2382	2307	2231	2154	2075	1995	1913	1829
50 с	2526	2462	2397	2332	2267	2201	2134	2067	1999	1929	1858	1786	1713	1637
1 мин	2311	2252	2193	2133	2073	2013	1952	1890	1827	1763	1698	1632	1565	1495
2 мин	1654	1612	1569	1526	1482	1438	1394	1349	1303	1257	1210	1161	1112	1061
3 мин	1368	1332	1296	1260	1224	1187	1150	1112	1074	1035	995	955	913	870
4 мин	1200	1169	1137	1105	1073	1040	1007	973	939	904	869	833	796	757
5 мин	1088	1059	1030	1001	971	941	911	880	849	817	784	751	716	681
10 мин	824	802	779	756	732	708	684	660	635	609	583	555	528	499
20 мин	672	653	633	614	594	573	552	531	509	486	463	439	414	388
30 мин	627	609	590	572	552	533	513	492	471	450	427	404	380	354
1 ч	601	584	566	548	530	511	491	471	451	429	407	384	360	335
2 ч	599	582	565	547	528	509	490	470	449	428	406	383	359	334
3 ч	599	582	565	547	528	509	490	470	449	428	406	383	359	334