


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

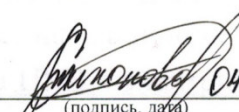
Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.04.02 — «Электроэнергетика и электротехника»
Направленность (профиль) образовательной программы
Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
И.о. зав. кафедрой
 Н.В. Савина
« 08 » 06 2018 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

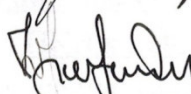
на тему: Методы и способы регулирования напряжения в электрических сетях
напряжением 10/0,4 кВ Сковородинской дистанции электроснабжения

Исполнитель
студент группы 642-ом


(подпись, дата) 04.06.18

С.А. Тихонова

Руководитель
канд.техн. наук,
профессор


(подпись, дата) 07.06.18

Ю.В. Мясоедов

Руководитель научного
содержания программы
магистратуры
доктор.техн. наук,
профессор


(подпись, дата) 08.06.18

Н.В. Савина

Нормоконтроль
доцент, канд.техн.наук


(подпись, дата) 07.06.18

А.Н. Козлов

Рецензент


(подпись, дата) 13.06.2018

Е.Б. Николаенко

Благовещенск 2018

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

подпись

« 21 » 03 2018г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Тихоновой Светланы Андреевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Методы и способы регулирования напряжения в электрических сетях напряжением 10/0,4 кВ Сковородинской дистанции электроснабжения. 27.10.2017 №2651-уч
(утверждено приказом от _____ № _____)

2.Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 04.06.2018г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: схема электроснабжения города Сковородино напряжением 10 кВ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Анализ ПКЭ в электрических сетях напряжением 0,4/10 кВ Сковородинской дистанции электроснабжения, применение технических мероприятий для приведения ПКЭ к ГОСТ 32144-2013

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 3 листа графической части, 10 таблиц

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

7. Дата выдачи задания 21.03.18

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович кандидат технических наук, профессор
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

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

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 125 с., 14 рисунков, 59 формул, 10 таблиц, 80 использованных источников.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЭНЕРГИЯ, СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, НАГРУЗКА, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ЦЕНТРАЛЬНЫЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ, КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.

В диссертации дана общая характеристика электроэнергетической сети Сквородинского района. Проведен структурный анализ системы электроснабжения Сквородинской дистанции энергоснабжения, проведен анализ показателей качества электрической энергии, произведен расчет потерь на участках сети напряжением 10/0,4 кВ, произведен расчет уровня напряжения на границе балансовой принадлежности между сетевой организацией и потребителями электрической энергии.

На основании проведенного анализа предложены мероприятия, способствующие приведению показателей качества электрической энергии к значению, регламентированному ГОСТ 32144-2013.

Проведен анализ применения данных мероприятий, сделаны выводы о эффективности данных мероприятий.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Оценка эффективности функционирования электрических сетей Сковородинского района	10
1.1 Структурный анализ электрических сетей	11
1.1.1 Характеристика источников питания	
1.1.1.2 Структурный анализ электрических сетей города Сковородино, обслуживаемых Сковородинской дистанцией электроснабжения	15
2 Определение электрических нагрузок в электрических сетях Сковородинской дистанции электроснабжения	19
2.1 Эмпирические методы расчёта электрических нагрузок	19
2.1.1 Метод удельного расхода электроэнергии на единицу продукции	20
2.1.2 Метод удельной нагрузки на единицу производственной площади	21
2.2 Аналитические методы расчёта электрических нагрузок	22
2.2.1 Метод упорядоченных диаграмм	23
2.2.2 Статистический метод	26
2.3 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей	32
2.3.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий	32
2.3.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями	34
2.4 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений	36
2.5 Сельскохозяйственные потребители	40
3 Оценка качества электрической энергии Сковородинской дистанции электроснабжения	42
3.1 Влияние электрифицированных железных дорог на качество электроэнергии	42
3.2 Расчет падения напряжения на участках электрической сети 10кВ	52

3.2.1 Падение напряжения на участках сети ПС Сквородино-тяга – ЦРП (ТП)	55
3.2.2 Падение напряжения на участках сети ЦРП – ТП	57
3.2.3 Падение напряжения в силовых трансформаторах	58
3.3.3 Определение уровня напряжения на границе балансовой принадлежности между сетевой организацией и потребителем	60
4 Методы и способы регулирования напряжения в электрических сетях напряжением 10/0,4 кВ Сквородинской дистанции электроснабжения	72
4.1 Установка конденсаторных батарей	76
4.2 Установка линейных вольтодобавочных трансформаторов	82
4.3 Установка приборов для контроля КЭ	85
Заключение	93
Библиографический список	96
Приложение А	103
Приложение Б	104

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ПКЭ – показатели качества электрической энергии;

ЦРП – центральный распределительный пункт;

ТП – трансформаторная подстанция;

РП – распределительный пункт;

СЭС – система электроснабжения;

РЭН– расчет электрических нагрузок;

ЭП – электроприемники;

ЦП – центр питания;

ВДТ – вольтодобавочный трансформатор;

ВЛ – воздушная линия;

ЭПС – электроподвижный состав;

ТОП – точка общего присоединения;

КРМ – компенсация реактивной мощности.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Электроэнергетика является важнейшей базовой отраслью промышленности Российской Федерации. От уровня ее развития зависит всё народное хозяйство страны, а также уровень развития научно-технического прогресса в стране.

Одной из проблем электроэнергетического комплекса является проблема качества электроэнергии в электрических сетях электроэнергетических систем и системах электроснабжения, определяющих надежность и эффективность электроснабжения потребителей. Непрерывный рост установленной мощности нелинейных, несимметричных и резкопеременных нагрузок приводит к ухудшению качества электроэнергии. В свою очередь низкое качество электроэнергии обуславливает ежегодные ущербы, составляющие сотни миллиардов рублей.

При проведении анализа состояния электрических сетей напряжением 10/0,4 кВ Сковородинской дистанции электроснабжения, было выявлено, что на сегодняшний день имеется значительное отклонение показателей качества электрической энергии от норм ГОСТ 32144-2013. Снижение ПКЭ приводит к таким последствиям как: увеличение потерь энергии в сетях, перегрев электродвигателей и вращающихся машин, приводящий к ускоренному старению изоляции и возможной аварийности в результате однофазных коротких замыканий и их перехода в многофазные замыкания, увеличение потребления электроэнергии и требуемой мощности оборудования, сбои и ложные срабатывания автоматики и устройств релейной защиты, сбои управляющей электроники, вычислительной техники, появление помех теле- и радиооборудовании, сбои рентгеновского оборудования, некорректная работа электросчетчиков.

В связи с этим весьма актуальной задачей является совершенствование системы электроснабжения Сковородинской дистанции электроснабжения и повышению её эффективности за счет применения мероприятий и

инновационного оборудования в области повышения качества электрической энергии.

Цель исследования – обеспечение оптимальных параметров качества электрической энергии в сетях напряжением 10/0,4 кВ Сковородинской дистанции электроснабжения, удовлетворяющих требованиям нормативных документов и позволяющих снизить затраты, возникающие при искажении качества электрической энергии.

Объект исследования – электрические сети Сковородинского района, обслуживаемые Сковородинской дистанцией электроснабжения.

Предмет исследования – качество электрической энергии в электрических сетях напряжением 10/0,4 кВ Сковородинской дистанции электроснабжения.

Научная гипотеза. Повышение качества электроэнергии может быть достигнуто путем внедрения инновационного оборудования, а именно вольтодобавочных трансформаторов. Применение ВДТ приведет к стабилизации уровня напряжения, а так же увеличению срока службы электрооборудования системы электроснабжения и бытовой техники потребителей электроэнергии.

Научная новизна результатов, полученных в диссертационной работе, заключается в следующем:

Обоснована эффективность применения вольтодобавочных трансформаторов для регулирования напряжения в сетях 0,4/10 кВ с учетом регулирующего эффекта нагрузки.

Выявлены закономерности изменения уровня напряжения в электрических сетях Сковородинской дистанции электроснабжения и обоснованы условия эффективности компенсации реактивной мощности на линиях электропередач напряжением 0,4/10кВ.

Обоснована эффективность применения приборов для контроля ПКЭ, которые помимо учета электроэнергии будут измерять качество электроэнергии по напряжениям и токам, рассчитывать все активные и реактивные мощности и энергии по основной гармонике, а также по всем высшим гармоникам до 40-й

включительно, по нулевой и обратной последовательностям. Определять источник искажений.

Практическая значимость и реализация результатов исследования:

Использование в электрических сетях напряжением 10/0,4 кВ Сковородинской дистанции электроснабжения различных технических мероприятий – компенсация реактивной мощности, стабилизация напряжения, измерение ПКЭ, сертификация вновь вводимых технических присоединений, позволит повысить показатели качества электрической энергии СЭС.

Представленные в магистерской диссертации мероприятия рекомендовано использовать во всех электрических сетях напряжением 0,4/10 кВ, а в большей степени в электрических сетях с электрофицированным железнодорожным транспортом.

Основные положения, выносимые на защиту:

анализ состояния системы электроснабжения напряжением 0,4/10 кВ Сковородинской дистанции электроснабжения. Причины искажения ПКЭ.

Влияние электрофицированного железнодорожного транспорта;

анализ уровня напряжения на границе балансовой принадлежности между сетевой организацией и потребителем;

технические мероприятия, необходимые для приведения ПКЭ к нормам ГОСТ 32144-2013.

1 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ СКОВОРОДИНСКОГО РАЙОНА

Административным центром Сковородинского района Амурской области является город Сковородино, который расположен на левом склоне долины реки Большой Невер (левый приток Амура), в верхнем ее течении, в 670 км к северо-западу от областного центра – города Благовещенска. Город находится на высоте более 400 м над уровнем моря, выше остальных городов Амурской области. Численность населения – 9 254 человека. Площадь территории – 2115 га. Железнодорожная станция «Сковородино-тяга» принадлежит Сковородинскому отделению Забайкальской железной дороги.

Климат района резко-континентальный. Зима очень морозная (средняя температура января 27°C), а лето достаточно жаркое и умеренно-влажное (средняя температура июля $+18^{\circ}\text{C}$), с большими суточными колебаниями (днём бывает жара до $+34^{\circ}+37^{\circ}$, а ночью холодает до $+13^{\circ}+16^{\circ}\text{C}$). Относительная влажность воздуха — 70,0 %. Среднегодовая температура воздуха — $3,8^{\circ}\text{C}$. Средняя скорость ветра — 2,0 м/с. Район по гололёду 2, толщина стенки гололёда 10 мм, район по ветру 2, высота снежного покрова, макс/средняя, 35/10 см.

Основу нагрузок выбранного района составляют бытовые потребители и коммунально-бытовая нагрузка. Застройка многоэтажная. По категории надёжности электроснабжения преобладают потребители III категории.

Основными проблемами электроснабжения рассматриваемого в проекте района является повышенная аварийность существующих кабельных и воздушных линий и физический износ силового оборудования, установленного на РП и ТП. Рассмотрим состояние электрических сетей Сковородинского района.

1.1 Структурный анализ электрических сетей

Структурный анализ электрических сетей включает в себя следующие задачи:

- характеристику источников питания;
- структурный анализ электрических сетей.

1.1.1 Характеристика источников питания

Основным источником питания является Нерюнгринская ГРЭС 220/110/35/10 кВ. Это тепловая электростанция, расположенная в пгт Серебряный бор Нерюнгринского района республики Саха Якутия, входит в состав АО ДГК с 2005 года. Установленная мощность НГРЭС составляет: электрическая - 570 МВт, тепловая – 1220 Гкал/ч. Годовая выработка электроэнергии – 3030 млн.кВт*ч, тепловая – 1864 тыс.Гкал.

На НГРЭС установлено:

- 3 котлоагрегата ТПЕ-214 СЗХЛ;
- 1 турбина 1хЛ-210-130-3;
- 2 турбины 2хТ-180/210-130-3;
- 3 генератора 3хТГВ-200-2МУЗ;
- 2 автотрансформатора АДЦТН-125000/220/110/35кВ;
- 3двухобмоточный трансформатор ТДЦ-250000/220/10 кВ;

Распределительное устройство 220 кВ выполнено по типовой схеме «13Н – Две рабочие и обходная системы шин», содержит 3 трансформаторные ячейки и 4 линейных.

Распределительное устройство 110 кВ выполнено по типовой схеме «13Н – Две рабочие и обходная система системы шин», содержит 4 трансформаторных ячеек и 7 линейных.

Распределительные устройство 10 кВ на однолинейной схеме не задействовано, его описание не требуется.

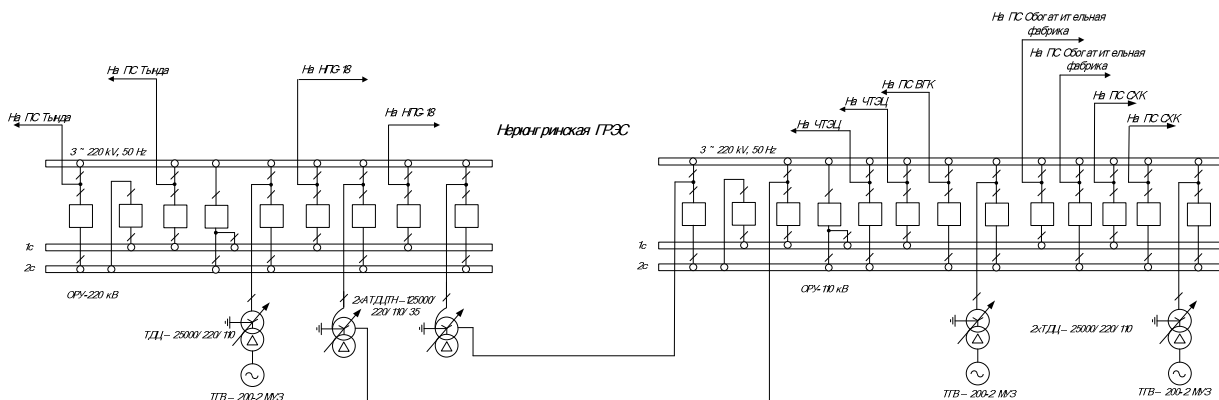


Рисунок 1 – Нерюнгринская ГРЭС 220/110/10 кВ

Так же в качестве источника питания можно рассмотреть Зейскую ГЭС-500/220/10 кВ.

Зейская ГЭС это гидроэлектростанция, расположенная на реке Зeya в Амурской области, у города Зeya. Плотина станции имеет большое противопаводковое значение. Установленная мощность ЗГЭС составляет: электрическая - 1330 МВт. Годовая выработка электроэнергии – 4910 млн.кВт*ч.

На ЗГЭС установлено:

- 2 диагональных гидроагрегатов мощностью 215МВт;
- 4 диагональных гидроагрегатов мощностью 225МВт;
- 4 двухобмоточный трансформатор ТДЦ-250000/500/10 кВ;
- 1 автотрансформатор АОДЦТН-167000/500/220/10 кВ;
- 2 двухобмоточных трансформатора ТДЦ-250000/220/10 кВ;

Распределительное устройство 500 кВ выполнено по типовой схеме «16 – Трансформаторы – шины с полуторным присоединением линий», содержит 3 трансформаторных ячейки и 2 линейных.

Распределительное устройство 220 кВ выполнено по типовой схеме «13Н – Две рабочие и обходная система шин», содержит 2 трансформаторные ячейки и 3 линейных.

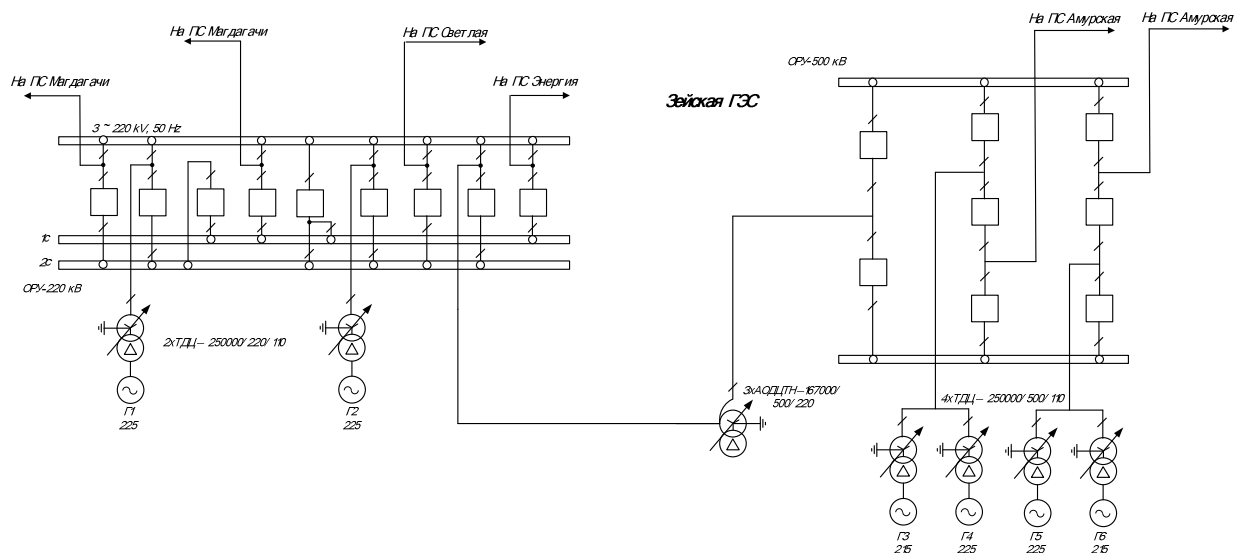


Рисунок 2 – Зейская ГЭС 500/220/10 кВ

Электроснажение города Сковородно осуществляется от подстанций Сковородино и Сковородино-тяга.

Подстанция 220 кВ «Сковородино» введена в эксплуатацию в 1977 году располагается в Амурской области. Являясь узловой подстанцией, она обеспечивает электроснабжение потребителей Сковородинского района Амурской области, в том числе Березитового рудника, тяговых подстанций РЖД в Приамурье.

На ПС Сковородино установлено:

- 2 автотрансформатора АТДЦТН-63000/220/110/10 кВ;
- 2 трехобмоточных трансформатора ТДТН-25000/110/35/10 кВ.

Распределительное устройство 220 кВ выполнено по типовой схеме «13Н – Две рабочие и обходная системы шин», содержит 2 трансформаторные ячейки и 7 линейных.

Распределительное устройство 110 кВ выполнено по типовой схеме «12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин», содержит 2 трансформаторные ячейки и 3 линейных.

Распределительное устройство 35 кВ выполнено по типовой схеме «5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов», содержит 2 трансформаторные ячейки.

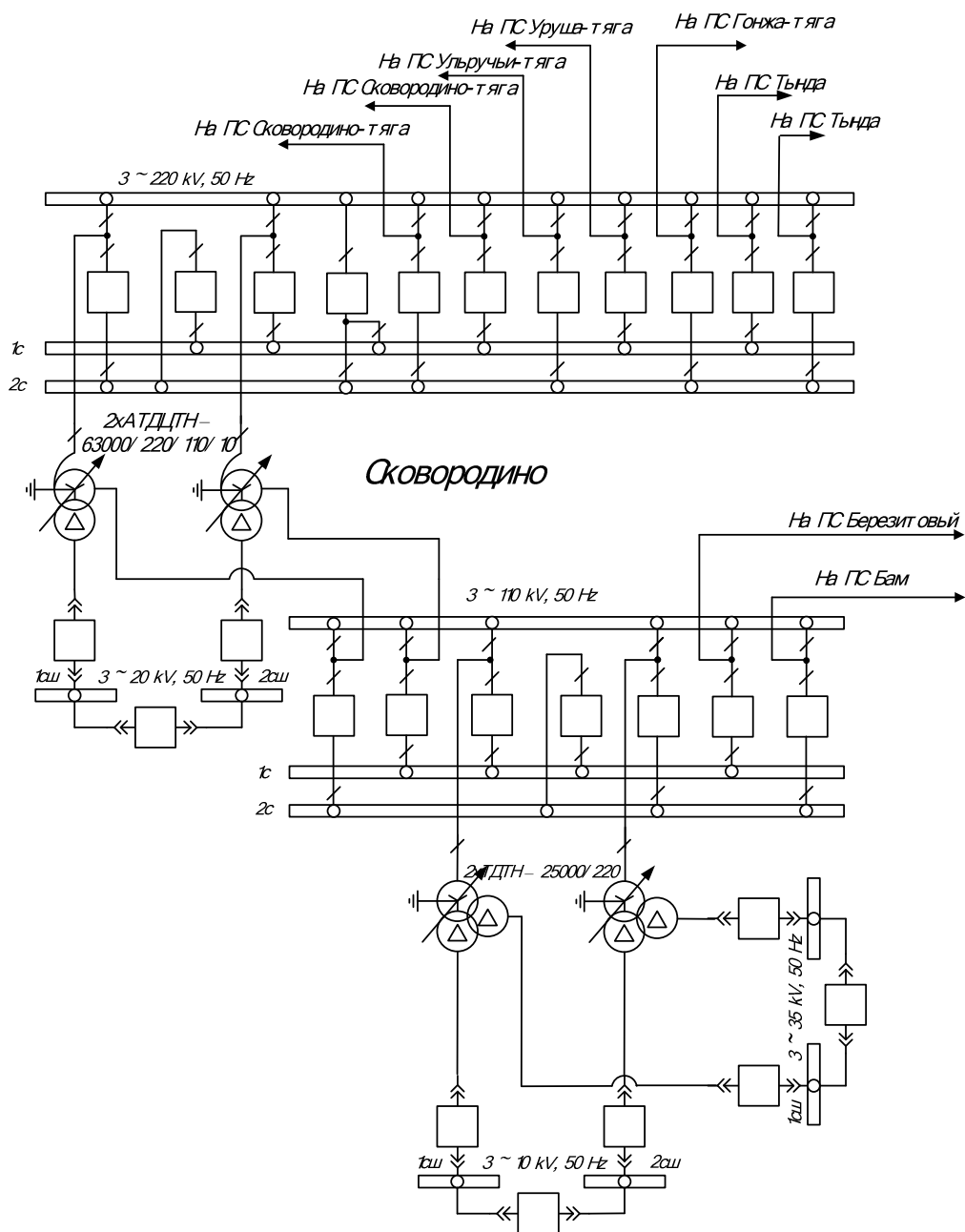


Рисунок 3 – ПС Сквородино 220/110/35/10 кВ

Подстанция 220 кВ «Сквородино-тяга» введена в эксплуатацию в 1986 году располагается в Амурской области. Являясь тупиковой подстанцией, она обеспечивает движение поездов, а так же обеспечивает электроснабжение потребителей города Сквородинского района Амурской области.

На ПС Сквородино-тяга установлено:

- 2 трехобмоточных трансформатора ТДТНЖ-40000/220/27,5/11кВ.

Распределительное устройство 220 кВ выполнено по типовой схеме «4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», содержит 2 трансформаторные ячейки и 2 линейные ячейки.

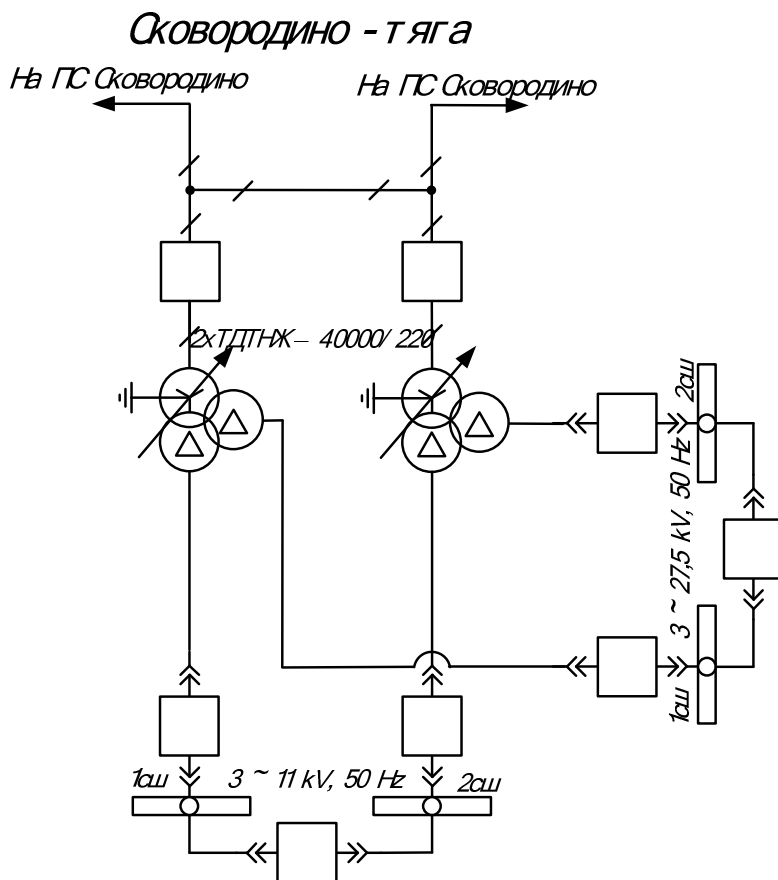


Рисунок 4 – ПС Сковородино-тяга 220/27,5/11 кВ

1.1.2 Структурный анализ электрических сетей города Сковородино, обслуживаемых Сковородинской дистанцией электроснабжения

В структурном анализе электрических сетей будем рассматривать ЛЭП и ТП напряжением 10 и 0,4 кВ.

Электроснабжение города осуществляется от 4 центральных распределительных пунктов и 33 трансформаторных подстанций. Данная информация представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Информация по трансформаторным подстанциям

Название ТП	S_T , кВА	Количество трансформаторов	Тип трансформатора ТП
1	2	3	4
КТП№13	250	1	ТМ-400/10
КТП№16	160	1	ТМ-160/10
КТП№21	400	1	ТМ-400/10
КТП№22	400	1	ТМ-400/10
КТП№30	250	1	ТМ-250/10
КТП№31	400	1	ТМ-400/10
КТП№50	400	1	ТМ-400/10
КТП№52	400	1	ТМ-400/10
КТП№55	400	1	ТМ-400/10
КТПН№27	250	2	ТМ-250/10
КТПН№54	400	1	ТМ-630/10
ТП№10	630	2	ТМ-630/10
ТП№11	250	1	ТМ-250/10
ТП№12	400	1	ТМ-250/10
ТП№15	400	1	ТМ-400/10
ТП№17	630	1	ТМ-250/10
ТП№18	630	2	ТМ-630/10
ТП№19	630	1	ТМ-630/10
ТП№2	250	1	ТМ-160/10
ТП№23	400	1	ТМ-400/10
ТП№24	100	1	ТМ-100/10
ТП№25	250	1	ТМ-250/10
ТП№26	400	1	ТМ-400/10
ЦТП№3	400	1	ТМ-250/010
ТП№32	630	1	ТМ-250/10
КТП№33	400	1	ТМ-250/10
КТП№37	400	1	ТМ-630/10
КТП№39	160	1	ТМ-160/10
ТП№4	250	1	ТМ-400/10
ТП№7	400	1	ТМ-630/10
КТП№5	250	1	ТМ-250/10
КТПН№28	400	2	ТМ-400/10
ТП№34	400	2	ТМ-250/10

Характеристика ВЛ10 кВ представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристика ВЛ10 кВ.

Наименование ВЛ	Марка провода	Длинна ВЛ, км
1	2	3
ВЛ 10 кВ ПС Сквородино-тяга – ЦРП №1	АС-90	1110
ВЛ 10 кВ ПС Сквородино-тяга – ЦРП №2	АС-50	3000
ВЛ 10 кВ ПС Сквородино-тяга – ЦРП №3	АС-50	1630
ВЛ 10 кВ ПС Сквородино-тяга – ЦРП №4	АС-50	500
ВЛ 10 кВ ЦРП №1 – КТП№13	АС-35	500
ВЛ 10 кВ ЦРП №1 – КТП№16	АС-50	350
ВЛ 10 кВ ЦРП №1 – КТП№21	АС-35	550
ВЛ 10 кВ ЦРП №1 – КТП№22	АС-50	900
ВЛ 10 кВ ЦРП №1 – КТП№31	АС-35	250
ВЛ 10 кВ ЦРП №1 – КТП№50	АС-35	300
ВЛ 10 кВ ЦРП №1 – КТП№52	АС-35	350
ВЛ 10 кВ ЦРП №1 – КТП№55	АС-50	700
ВЛ 10 кВ ЦРП №1 – КТПН№27	АС-50	550
ВЛ 10 кВ ЦРП №1 – КТПН№54	АС-35	250
ВЛ 10 кВ ЦРП №1 – ТП№10	АС-35	450
ВЛ 10 кВ ЦРП №1 – ТП№17	АС-35	600
ВЛ 10 кВ ЦРП №1 – ТП№18	АС-35	100
ВЛ 10 кВ ЦРП №1 – ТП№23	АС-35	1200
ВЛ 10 кВ ЦРП №1 – ТП№26	АС-35	500
ВЛ 10 кВ ЦРП №1 – ТП№33	АС-35	650
ВЛ 10 кВ ЦРП №4 – ТП№28	АС-35	200
ВЛ 10 кВ ЦРП №2 – ТП№15	АС-50	900
ВЛ 10 кВ ЦРП №2 – ТП№25	АС-35	200
ВЛ 10 кВ ЦРП №3 – ТП№12	АС-35	550
ВЛ 10 кВ ЦРП №3 – ТП№2	АС-35	300
ВЛ 10 кВ ЦРП №3 – ТП№24	АС-35	500
ВЛ 10 кВ ЦРП №3 – КТП№5	АС-50	800
ВЛ 10 кВ ЦРП №4 – ТП№19	АС-35	250
ВЛ 10 кВ ЦРП №4 – ТП№34	АС-50	300
ВЛ 10 кВ ПС Сквородино-тяга – КТП№30	АС-50	900
ВЛ 10 кВ ПС Сквородино-тяга – ТП№11	АС-50	1000
ВЛ 10 кВ ПС Сквородино-тяга – ТП№32	АС-35	700
ВЛ 10 кВ ПС Сквородино-тяга – ТП№37	АС-35	1100
ВЛ 10 кВ ПС Сквородино-тяга – ТП№39	АС-35	700
ВЛ 10 кВ ПС Сквородино-тяга – ТП№4	АС-50	800
ВЛ 10 кВ ПС Сквородино-тяга – ТП№7	АС-35	900

Выводы по разделу 1:

Основным источником питания Сковороднского района является Нерюнгринская ГРЭС и Зейская ГЭС;

Электроснажение города Сковородино осуществляется от подстанции Сковородино, которая по способу присоединения является узловой и от подстанции Сковородино-тяга – тупиковая подстанция;

Электроснабжение города осуществляется от 4 центральных распределительных пунктов и 33 трансформаторных подстанций. На сегодняшний день мощность некоторых, установленных в ТП, трансформаторов не соответствует потребляемой мощности, трансформаторы перегружены, что приведет к выводу из строя оборудования.

Система электроснабжения города Сковородино имеет лучевой характер электропитания, т.е. от источника питания отходит магистраль, от которой отпайками запитываются соответствующие потребители.

Линии 0,4 кВ и 10 кВ имеют протяженность более 1 км, что приводит к большим потерям, а следствие большое отклонение уровня напряжения на границе балансовой принадлежности между сетевой организацией и потребителем. На сегодняшний день, ЛЭП имеют как моральный, так и физический износ, так как с момента строительства системы электроснабжения и по сегодняшний день проводились только аварийные работы.

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ СКОВОРОДИНСКОЙ ДИСТАНЦИИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Рассмотрим методы расчета электрических нагрузок с целью уточненного определения электрических нагрузок в электрических сетях Сковородинской дистанции электроснабжения. Ввиду многообразия расчётных условий, таких как характер электрической нагрузки (жилые дома, общественные здания, объекты коммунального назначения, промышленные предприятия), уровни системы электроснабжения, существует большое число различных методов РЭН применяемых в тех или иных случаях. Но сказать о том, что задача РЭН решена, нельзя, так как большинство существующих методов расчёта не могут дать требуемой точности.

Все методы РЭН имеют погрешность, связанную с нестационарностью графика электрических нагрузок, а также погрешностью в наборе исходных данных, которая в последнее время связана в основном с появлением новых объектов капитального строительства (крупные торговые центры, спортивно-развлекательные комплексы и др.) по которым ни в нормативных документах, ни в справочной литературе нет данных о режимах работы, а также с изменением режимов работы электроприёмников, для которых характеристики режимов работы уже были определены ранее.

Для детального изучения проблемы РЭН выполним обзор основных существующих методов РЭН применяемых в практике, все методы РЭН будем делить на эмпирические и аналитические.

2.1 Эмпирические методы расчёта электрических нагрузок

Эмпирические методы РЭН применяются в тех случаях, когда информация об отдельных электроприёмниках отсутствует либо её недостаточно для применения более точных аналитических методов. Все эти методы требуют наличия информации о характере электропотребления или удельного расхода электроэнергии на единицу продукции. К эмпирическим методам определения расчётной нагрузки можно отнести:

метод коэффициента спроса;

метод удельного расхода электроэнергии на единицу продукции;

метод удельной нагрузки на единицу производственной площади;

Для определения расчетных нагрузок по методу коэффициента спроса необходимо знать установленную мощность P_n группы приемников и коэффициент спроса K_c данной группы, определяемый по справочным материалам. Расчетную нагрузку группы однородных по режиму работы приемников определяют по формуле:

$$P_p = K_c \cdot P_n \quad (1)$$

При этом величина K_c принимается постоянной, не зависящей от практически встречающегося числа электроприёмников в группе, что вносит значительную погрешность в расчёт. Такое допущение приемлемо лишь при достаточно большом числе электроприёмников.

Определение расчетной силовой нагрузки по установленной мощности и коэффициенту спроса является приближенным методом расчета, поэтому его применение рекомендуют для предварительных расчетов и определения нагрузок для промышленных предприятий. Между тем, этот метод является основным методом РЭН силовых электроприёмников коммунально-бытовых нагрузок, рекомендован к применению для СЭС микрорайонов жилой застройки.

2.1.1 Метод удельного расхода электроэнергии на единице продукции

Данный метод применим исключительно для РЭН электроприёмников с неизменной или мало изменяющейся нагрузкой. К ним можно отнести электроприводы насосов, поточно-транспортных систем, печи сопротивления и т.д.

В этом методе за расчётную электрическую нагрузку принята средняя нагрузка за максимально загруженную смену, и определяется по следующему выражению:

$$P_p = P_{ср.м} = (\mathcal{E}_{уд} \cdot N_{см}) / T_{см} \quad (2)$$

где, $\mathcal{E}_{уд}$ - удельный расход электроэнергии на единице продукции, кВт*ч;

$N_{см}$ - количество продукции выпускаемой за смену;

$T_{см}$ - продолжительность наиболее загруженной смены, ч.

Данный метод является вспомогательным методом РЭН, ввиду своего ограниченного использования, его целесообразно применять для ориентировочных расчётов общезаводских нагрузок СЭС.

2.1.2 Метод удельной нагрузки на единицу производственной площади

Данный метод применим для проектирования электрических сетей цехов, характеризующихся большим числом приёмников малой и средней мощности, равномерно распределённых по площади цеху.

Расчетную нагрузку группы приёмников определяют по формуле:

$$P_p = p_{уд} \cdot F \quad (3)$$

где, $p_{уд}$ - удельная расчетная мощность на 1 кв.м. производственной площади, кВт/ м².;

F - площадь размещения приемников группы, м .

Удельную нагрузку определяют по статистическим данным. Значение ее зависит от рода производства, площади цеха, обслуживаемой магистральным шинопроводом, и изменяется в пределах 0,06-0,6 кВт/м .

Очевидно, что метод удельной нагрузки на единицу производственной площади является лишь видоизменением метода коэффициента спроса со всеми присущими ему недостатками. Следует отметить, что применению расчетов по данной формуле даже в тех случаях, когда это допустимо (например, при заведомо большом числе ЭП в группе), препятствует отсутствие достаточного количества опытных данных.

Рассматриваемый метод целесообразно применять для определения расчетной

нагрузки на стадии проектного задания при технико-экономическом сравнении вариантов, а также при ориентировочных расчетах электрических нагрузок СЭС.

Данный метод, ввиду своей простоты, широко применяется в проектировании СЭС городских электрических сетей, но результаты расчёта по этому методу могут значительно отличаться от фактических электрических нагрузок, что связано с огромным количеством типов коммунально-бытовых потребителей, недостаточным уровнем исследований их электрических нагрузок, значительном усреднении удельных электрических нагрузок для групп объектов.

Общим недостаткам эмпирических методов РЭН можно отнести ограниченность их области применения, так как они действуют только для тех предприятий, для которых она разработаны, отсутствие достаточного количества опытных данных, нет связи расчётной нагрузки от количества электроприёмников, не учитываются различные режимы работы электроприёмников, переменность их графиков нагрузки.

2.2 Аналитические методы расчёта электрических нагрузок

Аналитические методы РЭН основываясь на классических законах физики и электротехники, на их аналитических преобразованиях. Основой этих методов являются математические модели электрических нагрузок и тепловые модели проводников. Вследствие этого аналитические методы являются более точными, чем эмпирические методы. К аналитическим методам относятся:

метод упорядоченных диаграмм;

статистический метод;

имитационный метод;

квадратичный метод;

инерционный метод;

универсальный метод;

усовершенствованный иерархически-структурный метод расчёта пиков и впадин графиков электрических нагрузок.

Основными аналитическими методами РЭН являются метод упорядоченных диаграмм, разработанный Г.М. Каяловым, и статистический метод, разработанный Б.В. Гнеденко и Б.С. Мешелем. Развитие методов РЭН основывается на уточнении теоретической базы этих двух основополагающих методов.

2.2.1 Метод упорядоченных диаграмм

Метод упорядоченных диаграмм был предложен Г.М. Каяловым в 1937г., и до сих пор лежит в основе действующих «Указаний по расчёту электрических нагрузок» РТМ 36.18.32.4-92. Метод упорядоченных диаграмм, в соответствии с действующими нормами, применяется для всех уровней системы электроснабжения и вне зависимости от стадии проектирования.

В основе этого метода лежат два положения:

принцип максимума средней нагрузки;

преобразование реального графика нагрузки в упорядоченную диаграмму, как это показано на рисунке 5.

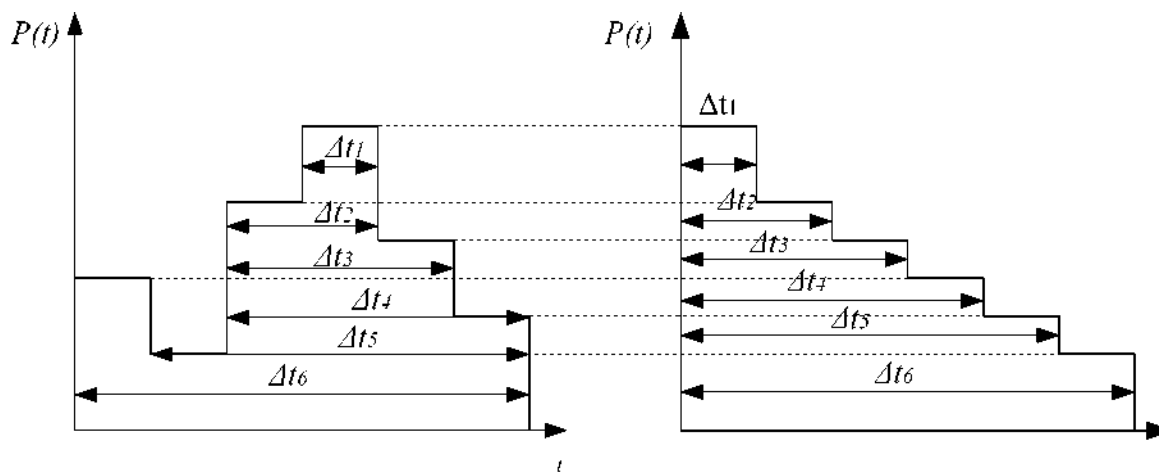


Рисунок 5 - Преобразование графика нагрузки в упорядоченную диаграмму
Упорядоченная диаграмма имеет такие же как и у реального графика электрические нагрузки:
среднюю:

$$P_c = \frac{1}{T} \cdot \int_t^{t+\Delta t} P(t)dt, \quad (4)$$

эффективную:

$$P_э = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_t^{t+\Delta t} P^2(t)dt}, \quad (5)$$

максимальную:

$$P_{\max} = \max(P(t)) \quad (6)$$

Упорядоченная диаграмма практически совпадает с кривой нормального закона распределения, благодаря чему коэффициент максимума K_m нагрузки определён по строгим математическим законам.

За расчётную нагрузку в методе упорядоченных диаграмм принята максимальная средняя нагрузка за получасовой интервал, это связано с тем, что минимальная возможная постоянная времени нагрева для проводников T_n на напряжении до 1 кВ близка к 10 минутам, а как известно установившаяся температура нагрева проводника (95%) достигается за 3 постоянные времени нагрева $3T_n$. Таким образом, расчётная электрическая нагрузка в методе упорядоченных диаграмм, имеет следующий вид:

$$P_p = \max \left(\frac{1}{3T_n} \cdot \int_t^{t+3T_n} P(t)dt \right) \quad (7)$$

Основная расчётная формула метода упорядоченных диаграмм:

$$P_p = K_m \cdot P_{cm} = K_m \cdot \sum_{i=1}^n K_{ui} \cdot P_{ном.i} \quad (8)$$

где $P_{ном.i}$ - номинальная мощность i -ой группы электроприёмников,

K_{ui} - коэффициент использования i -ой группы электроприёмников, определяемый по справочным данным,

K_m - коэффициент максимума, определяемый по справочным данным из соотношения:

$$K_m = f(n_э, k_u) \quad (9)$$

где, $n_э$ - эффективное число электроприёмников, т.е. число однородных по режиму работы электроприёмников, одинаковой мощности, которые обуславливают ту же расчётную нагрузку, что и рассматриваемая группа различных по номинальной мощности и режиму работы электроприёмников, и определяется по следующей формуле:

$$n_э = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{ном.i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{ном.i}^2} \quad (10)$$

Многолетние РЭН по методу упорядоченных диаграмм показали, что расчётная нагрузка превышает фактическую в 1,5-2,5 раза. Основными причинами завышения электрических нагрузок, рассчитанных по методу упорядоченных диаграмм, являются:

неправильное определение средней компоненты расчетной нагрузки из-за использования справочных данных коэффициентов использования k_u характерных категорий электроприемников;

старение справочных данных, в связи с появлением нового

электрооборудования и новых видов производств;

в качестве расчетной мощности используется - средняя мощность за $T_{\text{оср}}$, а не эффективная мощность, которая пропорциональна потерям в проводнике;

использование 30-минутного интервала осреднения $3T_n$, которое справедливо для проводов и кабельных линий сечением менее 25 мм^2 , для которых T_n близко к 10 минутам. Поэтому при выборе других сечений кабелей, других элементов с другой постоянной нагрева, необходимо применение формул пересчета;

при построении зависимости $K_M = f(n_{\text{э}}, k_u)$, предполагается, что коэффициент загрузки электроприёмника $K_3 = 0,8$, что является завышенным значением для большинства электроприёмников;

допущения, о независимости режимов работы отдельных электроприемников, о том, что закон распределения электрической нагрузки соответствует распределению Гаусса.

Гарантированная точность метода упорядоченных диаграмм получается при точно известных технологических режимах, известной технологической карте, строго циклическом процессе и т.д.

2.2.2 Статистический метод

Статистический метод был предложен академиком Гнеденко Б.В. и инженером Мешелем Б.С.

По этому методу расчетную нагрузку группы приемников определяют двумя интегральными показателями: средней нагрузкой $P_{\text{ср}T}$ и среднеквадратичным отклонением $\sigma_{\text{ср}T}$ из уравнения:

$$P_p = P_{\text{ср}T} \pm \beta \cdot \sigma_{\text{ср}T} \quad (11)$$

где β - принятая кратность меры рассеяния, а индекс T указывает на отношение величин к длительности интервала осреднения нагрузки.

Для группового графика средняя нагрузка при достаточно большом n равна:

$$P_{cp.T} = (p_1 + p_2 + \dots + p_n) / n \quad (12)$$

где n - число отрезков длительностью $T=3T_n$, на которое разбит групповой график нагрузки, построенный для достаточно длительного периода времени.

Среднеквадратическое отклонение для группового графика нагрузок определяют по формуле:

$$\sigma_{cp.T} = \sqrt{((p_1 - P_{cp.T})^2 + ((p_2 - P_{cp.T})^2 + \dots + ((p_n - P_{cp.T})^2) / n} \quad (13)$$

Статистический метод позволяет определять расчетную нагрузку с любой принятой вероятностью ее появления. Применение этого метода целесообразно для определения нагрузок по отдельным группам и узлам приемников электроэнергии напряжением до 1 кВ.

Из выражения 11 можно получить выражение:

$$k_c = k_u \pm \frac{\beta \cdot \sigma_{cp.T}}{P_n} \quad (14)$$

Мешелем Б.С. было сделано допущение о существовании связи между

величинами k_u и $\frac{\sigma_{cp.T}}{P_n}$. Это позволило проводить расчёты с использованием

данных только о коэффициенте использования k_u .

Теоретически для определения связи между указанными величинами необходимо большое количество опытов, что на практике сделать невозможно, это и является одним из недостатков указанного метода расчёта.

Экспериментальное обоснование статистической связи между этими величинами делает этот метод эмпирическим, действующим для тех предприятий, где проходили исследован. Основной причиной ограниченного

применения данного метода является отсутствие статистических данных по $\sigma_{cp.T}$ для различных групп электроприемников [13].

За годы прошедшие после утверждения метода упорядоченных диаграмм (1967 г.), следует выделить работы связанные с развитием методов РЭН таких авторов, как Куренный Э.Г., Каждан А.Э, Степанов В.П., Воробьёв В.А., которые внесли вклад в развитие теории электрических нагрузок.

В работах Куренный Э.Г. и его ученики развивают вероятностные методы РЭН, с помощью которых, по их мнению, должны совершенствоваться действующие Указания по расчёту электрических нагрузок. В качестве основных методик РЭН в этих работах предлагаются:

- инерционный метод - использующий инерционное преобразование нагрузки, учитывая свойство нормализации выходного процесса инерционным звеном, что позволяет считать инерционный процесс нормальным со средним значением P_{cpT} и стандартом $\sigma_{cp.T}$, расчётная формула этого метода:

$$P_p = \sum_{i=1}^n k_{u,i} \cdot p_{n,i} + \sqrt{3 \cdot \sum_{i=1}^n k_{\sigma T,i}^2 \cdot p_{n,i}} \quad (15)$$

где $k_{\sigma T} = \frac{\sigma_{pT}}{p_n}$ - коэффициент инерционного отклонения.

-квадратичный метод - в основу разработанного инженерного «квадратичного» метода положен статистический метод, но в применении к графику нагрева $Z_T(t)$ квадрата тепловой нагрузки. Расчётная формула имеет вид:

$$P_p = \sqrt{P_9^2 + (z_{0max} - P_9)^2} \cdot \frac{\sigma_{2T}}{\sigma_{z0}} \quad (16)$$

- метод имитации - из-за нелинейности уравнения теплового баланса проводника, аналитическое решение при случайной нагрузке сопряжено с непреодолимыми трудностями. В связи с этим применяют методы

имитационного моделирования суммарной нагрузки на ЭВМ. Для расчёта этим методом, реализации процесса $P(t)$ получают случайными сдвигами известных индивидуальных графиков нагрузки $p_a(t)$, с уже определёнными p_n, k_b, k_3 , а следовательно и стандарта σ_p .

Имитация процессов $p_a(t)$ сводится к генерированию экспоненциальных распределений длительностей импульсов и пауз с параметрами:

$$t_{oc} = \frac{1}{\alpha \cdot k_{oc}}, t_{ec} = \frac{1}{\alpha \cdot k_{ec}} \quad (17)$$

После суммирования $p_a(t)$ полученная реализация возводится в квадрат, и непосредственно решается уравнение теплового баланса проводника.

Каждан А.Э. разработал универсальный метод РЭН, в котором за расчётную нагрузку была принята эффективная нагрузка суммарного графика за естественный технологический цикл производства, при гарантированном условии её превышения с интегральной вероятностью не более 0,05 и кратностью перегрева элемента сети для любой реализации суммарного графика за цикл не более 1,582:

$$P_p = \begin{cases} \sqrt{P_c^2 + DP_m \cdot (1,05 - \frac{0,05}{\varepsilon})}; & 0,05 \leq \varepsilon \\ \sqrt{P_c^2 + DP \cdot (\frac{0,95}{1 - \varepsilon})}; & 0,05 \leq \varepsilon \end{cases} \quad (18)$$

где $\varepsilon = \frac{DP}{DP_m}$; дисперсия $DP = \sum_{i=1}^n Dp_i$; $Dp_i = p_{\varepsilon,i}^2 - p_{c,i}^2$; $DP_m = \left(\sum_{i=1}^n p_{\varepsilon,i} \right)^2 - P_c^2$.

При этом, по реакции на нагрев все графики электрических нагрузок по упорядоченным диаграммам делятся на три типа:

п-графики - постоянные;

2п-графики - практически постоянные;

Зп-графики - приводимые к практически постоянным.

Для разграничения этих графиков вводится понятие коэффициента эффективной нагрузки:

$$K_{эп} = \frac{1}{P_э} \cdot \sqrt{\frac{z_{\max}}{e} (e - 1)} \quad (19)$$

При определении расчётного значения эффективной нагрузки $P_{эп}$ по методу упорядоченных диаграмм для п- и 2п-графиков принимается $K_э = 1$, а для 3п-графиков $K_э = K_{эп}$:

$$P_{эп} = K_э \cdot P_э \quad (20)$$

Универсальный метод РЭН до настоящего времени не получил достаточной апробации для различных типов электроприемников и производств. Но погрешность этого метода РЭН не превышает 5-10 %.

Воробьёв В.А. разработал метод РЭН основанный на вероятностном определении одновременной работы любого числа ЭП от режима их работы - плотности потока включения и среднего времени работы. Согласно этому методу:

$$P_p = k \cdot P_{cp} \quad (21)$$

где P_{cp} - средняя мощность одного электроприёмника.

Коэффициент k определяется по формуле:

$$k = \begin{cases} 2,49a^{0,82} + 2,23; & \text{при } a \leq 45 \\ 1,07a + 13,27; & \text{при } a \geq 45 \end{cases} \quad (22)$$

где $a = \frac{\lambda}{\mu}$, $\lambda = \frac{n}{T_c}$ - плотность потоков включения, $\mu = \frac{1}{t_{cp}}$ - плотность потока

выключения электроприёмников, n - общее число работающих электроприёмников, T_c - продолжительность смены, t_{cp} - среднее время работы одного электроприёмника в течение смены.

Так же как и в случае со статистическим методом основной причиной ограниченного применения данного метода является отсутствие статистических данных по λ и μ для различных групп электроприёмников.

В работах профессора Степанова В.П. и его учеников предложено усовершенствование иерархически-структурного метода расчёта пиков и впадин графиков электрических нагрузок. Впервые для этого метода была применена модель усечённого закона распределения вероятностей Грама-Шарлье типа A для описания распределения вероятностей ординат графиков электрических нагрузок. Показано, что модель усечённого закона наиболее точно отражает формирование ординат графиков электрических нагрузок на низших ступенях иерархии систем электроснабжения [13].

Расчётными формулами усовершенствованного иерархически структурного метода являются:

пики графика электрических нагрузок:

$$P_{p\theta} = P_c + \beta_1 \sigma_\theta \quad (23)$$

впадины графика электрических нагрузок:

$$P_{p\theta} = P_c - \beta_2 \sigma_\theta \quad (24)$$

Разработаны вероятностные модели оценки среднего значения P_c и среднеквадратического отклонения σ_θ случайного процесса изменения ординат графика электрических нагрузок, распределённых по усечённому закону, а

также аналитические выражения и численные значения статистических коэффициентов β_1 и β_2 .

У всех перечисленных аналитических методов РЭН есть один общий недостаток - отсутствие статистической базы данных основных расчётных коэффициентов для конкретного оборудования и производств.

Основу нагрузок выбранного района составляет бытовые потребители и коммунально-бытовая нагрузка. Для начала проведем расчёт электрических нагрузок. Расчётной называют нагрузку, по которой определяют и выбирают электрооборудование, мощность источников питания, сечение кабелей и проводов. В нашем случае расчет нагрузок необходим для определения потерь напряжения на участках сети. Особенностью расчёта в городских системах является то, что данные о характеристиках электроприемников могут быть не известны. Расчёт производится с помощью метода удельных электрических нагрузок, так как этот метод является основным методом РЭН силовых электроприёмников коммунально-бытовых нагрузок, рекомендован к применению для СЭС микрорайонов жилой застройки.

2.3 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей

2.3.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий

Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого здания определяется по формуле [1]:

$$P_{кв} = p_{кв.уд} \cdot n, \quad (25)$$

где $p_{кв.уд}$ - удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (зданий), кВт/кв,[3];

n - количество квартир.

Рассмотрим пример расчета многоквартирный дом по ул. Победы д.1б:

$$P_{зд} = 1,83 \cdot 27 = 49,41 \text{ кВт},$$

Аналогично рассчитывается реактивная и полная мощность с учетом коэффициента мощности для соответствующего потребителя[3].

Результаты расчетов сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчет электрических нагрузок жилых зданий

№	Наименование	$P_{\text{кв.уд}}$, кВт/квар.	$P_{\text{ж.д.}}$, кВт	$Q_{\text{ж.д.}}$, квар	$S_{\text{ж.д.}}$, кВА
1	2	3	4	5	6
1	Многоквартирный дом (ул. Победы, 1б)	1,83	49,41	9,882	50,39
2	Многоквартирный дом (ул. Победы, 1а)	1,83	49,41	9,882	50,39
3	Многоквартирный дом (ул. Победы, 3)	1,83	49,41	9,882	50,39
4	Многоквартирный дом (ул. Победы, 5)	1,83	49,41	9,882	50,39
5	Многоквартирный дом (ул. 60 лет СССР, 11)	1,83	49,41	9,882	50,39
6	Многоквартирный дом (ул. Октябрьская, 16)	1,83	49,41	9,882	50,39
7	Многоквартирный дом (ул. Первомайская, 20)	1,83	49,41	9,882	50,39
8	Многоквартирный дом (ул. Первомайская, 22)	1,83	49,41	9,882	50,39
9	Многоквартирный дом (ул. Первомайская, 27)	1,83	49,41	9,882	50,39
10	Многоквартирный дом (ул. Первомайская, 29)	1,83	49,41	9,882	50,39
11	Многоквартирный дом (ул. Первомайская, 33)	1,83	49,41	9,882	50,39
12	Многоквартирный жилой дом (ул.Победы, 21)	1,83	49,41	9,882	50,39
13	Многоквартирный жилой дом (ул.Победы, 23)	1,83	49,41	9,882	50,39
14	Многоквартирный жилой дом (ул. Читинская 1а)	1,83	49,41	9,882	50,39
15	Многоквартирный дом (пер. Звездный, 5)	1,83	49,41	9,882	50,39
16	Многоквартирный дом (пер. Путейский, 1)	1,83	49,41	9,882	50,39
17	Многоквартирный жилой дом (ул.Воровского,49)	1,83	49,41	9,882	50,39
18	Многоквартирный дом (ул.Красноармейская, 67)	1,83	49,41	9,882	50,39
19	Многоквартирный дом (ул.Красноармейская, 69)	1,83	49,41	9,882	50,39
20	Многоквартирный дом (ул.Красноармейская, 71)	1,83	49,41	9,882	50,39
21	Многоквартирный дом (ул. Красноармейская, 73)	1,83	49,41	9,882	50,39
22	Многоквартирный дом (ул. Красноармейская,82)	1,83	49,41	9,882	50,39
23	Многоквартирный дом (ул. Красноармейская,84)	1,83	49,41	9,882	50,39
24	Многоквартирный дом (ул. Красноармейская,86)	1,83	49,41	9,882	50,39
25	Многоквартирный дом (ул. Красноармейская,88)	1,83	49,41	9,882	50,39
26	Многоквартирный дом (ул. Красноармейская,90)	1,83	49,41	9,882	50,39
27	Многоквартирный дом (ул. Красноармейская,97)	1,83	49,41	9,882	50,39

Продолжени таблицы 3

1	2	3	4	5	6
28	Многоквартирный дом (ул. Красноармейская,99)	1,83	49,41	9,882	50,39
29	Многоквартирный дом (ул.Красноармейская,101)	1,83	49,41	9,882	50,39
30	Многоквартирный жилой дом (ул.60 лет СССР, 1 корп.1)	1,83	49,41	9,882	50,39

2.3.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями

Нагрузка коммунально-бытовых потребителей, расположенных в жилых домах определяется по выражению:

$$P_{\text{общ.зд}} = P_{\text{ж.кв}} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_i \quad (26)$$

где $P_{\text{ж.кв}}$ - максимальная нагрузка жилого здания (или помещения в здании), кВт;

P_i - нагрузка коммунально-бытового потребителя, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме нагрузки.

Рассмотрим пример расчета многоквартирного дома по ул. Октябрьская д. 14 со встроенным магазином "Радуга":

$$P_{\text{зд}} = 1,83 \cdot 27 + 1,83 \cdot 50 = 140,95 \text{ кВт},$$

Аналогично рассчитывается реактивная и полная мощность с учетом коэффициента мощности для соответствующего потребителя [1].

Результаты расчетов сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями

№	Наименование	$P_{\text{р.предпр}}$, кВт	$P_{\text{р.кв.}}$, кВт	$P_{\text{р.ж.д.}}$, кВт	$Q_{\text{р.ж.д.}}$, квар	$S_{\text{сум}}$, кВА
1	2	3	4	5	6	7
1	Многоквартирный дом (ул.Красноармейская, 7) + Универмаг	91,5	49,41	140,91	53,802	150,8
2	Многоквартирный дом (ул.Красноармейская, 6) + Музыкальная школа	128,1	49,41	177,51	82,899	195,9

3	Многоквартирный дом (ул.Красноармейская, 8) + Магазин Фермер + Магазин "Лунтик"	58,5	49,41	107,91	53,757	120,6
4	Многоквартирный дом (ул. Октябрьская, 14) + Магазин "Радуга"	18,3	49,41	67,71	18,666	70,24
5	Многоквартирный жилой дом (ул.Победы, 15) + Офис ПАО "Восточный экспресс банк"	39	49,41	88,41	32,112	94,06
6	Многоквартирный жилой дом (ул.Победы, 2а) + Магазин	19,5	49,41	68,91	24,507	73,14
7	Многоквартирный жилой дом (ул.Читинская, 1) + Салон связи ОООРиалком	39	49,41	88,41	32,112	94,06
8	Многоквартирный жилой дом (ул.Победы, 17) + Административное здание Управления судебного департамента	48,75	49,41	98,16	37,67	105,1
9	Многоквартирный жилой дом (ул.Победы, 19) + Стоматология	39	49,41	88,41	32,112	94,06
10	Многоквартирный жилой дом (ул. Победы, 25) + Гостиница "Амур"	97,5	49,41	146,91	65,457	160,83
11	Многоквартирный дом (ул.Звездный, 1) + Магазин "Тюльпан"	82,35	49,41	131,76	49,41	140,72
12	Многоквартирный дом (ул. Красноармейская, 20) + Магазин "Станция"	73,2	49,41	122,61	45,018	130,61
13	Многоквартирный дом (ул. Калинина, 2) + Магазин	29,25	49,41	78,66	31,8195	84,85
14	Многоквартирный дом (пер. Путьский, 2) + Магазин "Фортуна"	91,5	49,41	140,91	53,802	150,83
15	Многоквартирный дом (ул.60 лет СССР д.8) + Здание ООО "Транснефть- Восток"	136,5	49,41	185,91	87,687	205,55

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7
16	Многоквартирный жилой дом (ул.Воровского, 45) + Магазин "Орион"	39	49,41	88,41	39,132	96,68
17	Многоквартирный жилой дом (ул.Воровского, 47) + Магазин "Север"	18,3	49,41	67,71	18,666	70,24
18	Многоквартирный жилой дом (ул.Красноармейская, 2) + Магазин "Семейный"	78	49,41	127,41	68,382	144,60
19	Многоквартирный жилой дом (ул.60 лет	87,75	49,41	137,16	75,6945	156,66

	СССР, 7) + Магази "Меркурий"					
20	Многоквартирный жилой дом (ул.Красноармейская, 1) + Магази "Заря"	27,45	49,41	76,86	23,058	80,24
21	Многоквартирный жилой дом (ул.60 лет СССР, 2) + Магази "Визит"	117	49,41	166,41	97,632	192,94

2.4 Расчет электрических нагрузок общественный зданий и сооружений

Расчет нагрузок данного типа потребителей схож с расчетом нагрузок жилых зданий и определяется по формуле:

$$P_{p.общ.зд} = P_{уд.общ.зд} \cdot n, \quad (27)$$

где $P_{уд.общ.зд}$ - удельная мощность общественных зданий кВт/показатель, кВт/место, кВт/учащийся и т.д. [1];

n - количественный показатель, учащийся, место, м².

Рассмотрим пример для расчета электрической нагрузки магазина «Овощи – фрукты»:

$$P_{p.общ.зд} = 0,16 \cdot 20 = 3,2 \text{ кВт},$$

где 0,16 – удельная нагрузка магазина кВт/м²[1].

Аналогично рассчитывается реактивная и полная мощность с учетом коэффициента мощности для соответствующего потребителя [1].

Результаты расчетов сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчет электрических нагрузок общественный зданий и сооружений

№	Наименование	$P_{уд}$, кВт	$P_{сум}$, кВт	$Q_{сум}$, квар	$S_{сум}$, кВА
1	2	3	4	5	6
1	Производственная база	0,1	5	1,25	5,15
2	Контора ИП Мосилян	0,05	0,75	0,4275	0,86

3	Магазин "Овощи-фрукты"	0,16	3,2	1,536	3,55
4	База	0,1	2,5	0,625	2,58
5	Гостиница	0,46	138	34,5	142,25
6	Контора ОАО "ДРСК"	0,05	3,5	1,995	4,03
7	Верхний рынок	0,16	8	3,84	8,87
8	Киоск	0,16	2,4	1,152	2,66
9	Магазин	0,16	4	1,92	4,44
10	Магазин "Нигма"	0,16	3,2	1,536	3,55
11	Магазин "Лакомка"	0,16	5,6	2,688	6,21
12	Магазин "Любимый"	0,16	8	3,84	8,87
13	Магазин "Танюша"	0,16	3,2	1,536	3,55
14	Контора ОООТрансвязьтелеком	0,05	1,5	0,855	1,73
15	Супермаркет "888"	0,16	6,4	3,072	7,10
16	Склад ИП Хачатурян Н.А.	0,05	2,5	0,625	2,58
17	Офис Управление Росреестра	0,1	3	1,71	3,45
18	Аптека №25	0,16	6,4	3,072	7,10
19	Административное здание	0,1	6	3,42	6,91
20	Киоск	0,16	2,4	1,152	2,66
21	Киоск "Заря"	0,16	2,88	1,3824	3,19
22	ТЦ "Катюша"	0,16	7,2	3,456	7,99
23	Магазин "Алеша"	0,16	4	1,92	4,44
24	Магазин "Перекрёсток"	0,16	6,4	3,072	7,10
25	Магазин "Стройбери"	0,16	16	7,68	17,75
26	Магазин "Бриз"	0,16	6,4	3,072	7,10
27	Ресторан "Армени"	0,16	16	3,2	16,32
28	Магазин "Лилия"	0,16	6,4	3,072	7,10
29	Магазин "Добро пожаловать"	0,16	4,8	2,304	5,32
30	ОМВД г.Сковородино	0,1	5	2,85	5,76
31	Магазин "Гранит"	0,16	8	3,84	8,87
32	Офис ООО "ЖилСервис Сковородино1"	0,1	3,5	1,995	4,03
33	Здание Сковородинского районного суда	0,1	8	4,56	9,21
34	Здание детсада	0,46	128,8	32,2	132,76

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
35	Магазин "Людмила"	0,16	4	1,92	4,44
36	Магазин "Людмила 2"	0,16	5,6	2,688	6,21
37	Магазин	0,16	6,4	3,072	7,10
38	Шиномонтаж	0,16	6,4	3,072	7,10
39	Магазин "Империя мебели"	0,16	8,8	4,224	9,76
40	Редакция газеты	0,1	5	2,4	5,55
41	Магазин	0,16	5,6	2,688	6,21
42	Магазин "Парус"	0,16	16	7,68	17,75
43	Кафе "Стоп Пицца"	1,04	208	41,6	212,12
44	Сапожная мастерская	0,16	3,2	1,536	3,55
45	Магазин "Сотовый мир"	0,16	4,8	2,304	5,32
46	Магазин "Русь"	0,16	12,8	6,144	14,20

47	Магазин	0,16	5,6	2,688	6,21
48	Здание ОАО "Ростелеком"	0,1	30	17,1	34,53
49	Магазин "Прогресс"	0,16	6,4	3,072	7,10
50	Кафе "Азалия"	1,04	46,8	9,36	47,73
51	ТЦ "Сити"	0,16	56	26,88	62,12
52	Магазин	0,16	8	3,84	8,87
53	Магазин "Азалия"	0,16	6,4	3,072	7,10
54	Кафе "Софи"	1,04	208	41,6	212,12
55	Магазин "Орбита"	0,16	9,6	4,608	10,65
56	Административное здание ПАО "ВТБ"	0,1	7	3,99	8,06
57	Аптека ООО "Парацельс"	0,16	6,4	3,072	7,10
58	Магазин "Транзит"	0,16	4,8	2,304	5,32
59	Магазин "Ермак"	0,16	2,88	1,3824	3,19
60	Магазин "Белая ворона"	0,16	4	1,92	4,44
61	Офисное помещение ООО "Смак"	0,1	5	2,85	5,76
62	Здание ФГУП Почта России	0,1	3	1,71	3,45
63	Офисное помещение	0,1	4	2,28	4,60
64	Контора МБУ дирекция по содержанию и обслуживанию зданий	0,1	3	1,71	3,45
65	Магазин "Елена"	0,16	4	1,92	4,44
66	Школа №2	0,25	100	38	106,98
67	Магазин "Восток"	0,16	8	3,84	8,87
68	Мастерские ООО "СТК"	0,05	4	1	4,12
69	Магазин	0,16	8,8	4,224	9,76
70	Магазин "Орион"	0,16	9,6	4,608	10,65
71	Ж.д.буфет	1,04	18,72	3,744	19,09
72	Здание ОГУ РСББЖ	0,1	8	4,56	9,21
73	Административное здание ГУ ЦЗН	0,1	6	3,42	6,91
74	Административное здание ООО "Чистый город"	0,1	7	3,99	8,06
75	Административное здание	0,1	9	5,13	10,36
76	Магазин "Стадион"	0,16	8	3,84	8,87

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
77	Гостиница "Парус"	0,46	69	17,25	71,12
78	Административное здание ООО "АмурТрансСтрой"	0,1	8	4,56	9,21
79	Здание общежития	0,46	92	23	94,83
80	Административное здание ОМВД Сковородинского района	0,1	10	5,7	11,51
81	Отделение ФГУП Почта России	0,1	6	3,42	6,91
82	Библиотека	0,25	62,5	35,625	71,94
83	Магазин "Каспий"	0,16	9,6	4,608	10,65
84	Магазин "Цветы"	0,16	8	3,84	8,87
85	Магазин "Севан"	0,16	12	5,76	13,31
86	Помещение охраны	0,05	2,25	1,2825	2,59

87	Магазин "Пиво"	0,16	4,8	2,304	5,32
88	ТЦ "Пристиж"	0,16	32	15,36	35,50
89	Магазин "Катюша"	0,16	11,2	5,376	12,42
90	Кафе	1,04	83,2	16,64	84,85
91	Контора МУП Жилсервис	0,1	4	2,28	4,60
92	Магазин "Ритуальные услуги"	0,16	5,6	2,688	6,21
93	Д/с "Чебурашка"	0,46	92	23	94,83
94	Гостиница	0,46	92	23	94,83
95	Магазин "Феникс"	0,16	5,6	2,688	6,21
96	Магазин "Нигма"	0,16	7,2	3,456	7,99
97	Магазин "Союз"	0,16	8,8	4,224	9,76
98	Торговая точка	0,16	7,2	3,456	7,99
99	Административное здание Ж.Д.Больницы	0,1	20	11,4	23,02
100	Контора ООО "Нефтетерминал"	0,1	8	4,56	9,21
101	Магазин "Гранд"	0,16	6,4	3,072	7,10
102	Магазин "Лейла"	0,16	8	3,84	8,87
103	Магазин "Автозапчасти"	0,16	9,6	4,608	10,65
104	Магазин "Запад"	0,16	11,2	5,376	12,42
105	Магазин "Японец"	0,16	4,8	2,304	5,32
106	Автомастерская	0,25	25	12	27,73
107	Магазин "Лотос-2"	0,16	5,6	2,688	6,21
108	Линейный отдел	0,1	8	4,56	9,21
109	Здание ЭТЦ ЗАО Транстелеком	0,1	7	3,99	8,06
110	ТТК ЗАО Транстелеком	0,1	9	5,13	10,36
111	Оптовый склад	0,05	5	1,25	5,15
112	Школа № 3	0,25	75	28,5	80,23
113	Магазин "Тайга"	0,16	8	3,84	8,87
114	Столярный цех	0,25	17,5	4,375	18,04
115	ТЦ 7 континент	0,16	24	11,52	26,62
116	Магазин	0,16	4,8	2,304	5,32
117	Общежитие	0,46	115	28,75	118,54
118	Магазин	0,16	8,8	4,224	9,76

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
119	Склад	0,05	4	1	4,12
120	Магазин	0,16	8	3,84	8,87
121	База АО "Строитель"	0,05	50	12,5	51,54
122	База ИП Малков	0,05	2,5	0,625	2,58
123	Метеостанция	1,04	156	39	160,80
124	Магазин "Пятёрочка"	0,16	8	3,84	8,87
125	Магазин "У Дарьи"	0,16	7,2	3,456	7,99
126	Д/сад "Светлячок"	0,46	128,8	32,2	132,76
127	Магазин	0,16	4	1,92	4,44

2.5 Сельскохозяйственные потребители

Один дом имеет на вводе активную нагрузку 2,2 кВт, реактивную 0,44 квар, полную 2,24 кВА.

Выводы по разделу 2:

Эмпирические методы РЭН применяются в тех случаях, когда информация об отдельных электроприёмниках отсутствует либо её недостаточно для применения более точных аналитических методов. Все эти методы требуют наличия информации о характере электропотребления или удельного расхода электроэнергии на единицу продукции.

Нагрузка г. Сквородино включает в себя, как сельскохозяйственных потребиелей (808 жилых домов), коммунально-бытовых (51 жилой дом и 22 встроенных предприятий), так и общественные здания и сооружения (127 предприятий);

В данной главе был проведен расчет электрических нагрузок в электрических сетях Сквородинской дистанции электроснабжения с помощью метода удельных электрических нагрузок, который рекомендован к применению для СЭС микрорайонов жилой застройки. При проведении анализа, представленных выше методов расчета электрических нагрузок, этот метод оказался наиболее оптимальным, так как на территории города нет крупных предприятий, для которых необходим более усложненный расчет с применением информации о характере электропотребления или удельного расхода электроэнергии на единицу продукции.

3 ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ СКВОРОДИНСКОЙ ДИСТАНЦИИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

3.1 Влияние электрифицированных железных дорог на качество электроэнергии

Качество электроэнергии – это совокупность ее свойств, определяющих воздействия на электрооборудование, аппараты и приборы и оцениваемых параметрами качества электроэнергии, описывающими особенности процесса пе-

передачи электроэнергии для ее использования в нормальных условиях эксплуатации. Нормальные условия эксплуатации предусматривают непрерывность электроснабжения при обеспечении промышленной частоты напряжения питания требуемой величины, формы волны, его одинаковости по фазам (симметрии).

Исходя из определения КЭ, следует отметить, что оно выражается степенью удовлетворения потребителя условиями электроснабжения и зависит не только от этих условий, но и от особенностей применяемого электрооборудования: его критичности к электромагнитным помехам и их генерированию.

Постоянный рост доли и мощности электроприемников с нелинейным и вольт-амперными характеристиками является одной из основных причин ухудшения качества электроэнергии. Такими электроприемниками являются металлургические и химические предприятия, мощные тяговые нагрузки электрифицированных железных дорог. Негативное влияние тяговых нагрузок на качество электроэнергии заключается в искажении синусоидальной формы и ухудшении симметрии напряжения. Спектр несинусоидального напряжения зависит от частотных характеристик сети. Искажения напряжения отрицательно влияют как на эффективность функционирования электроподвижного состава, так и на систему внешнего электроснабжения, устройства связи, автоматики и телемеханики, сети нетяговых потребителей, получающих питание от тяговых подстанций [10].

Тяговые подстанции — в общем случае, электроустановки для преобразования и распределения электрической энергии. Тяговые подстанции предназначены для понижения электрического напряжения и последующего преобразования тока (только для подстанций постоянного тока) для передачи его в контактную сеть для обеспечения электрической энергией электровазозов, трамваев и троллейбусов. Тяговые подстанции бывают постоянного и переменного тока.

Тяговые подстанции постоянного тока в России строятся вдоль полотна железной дороги на расстоянии 5-25 км для подстанций постоянного тока и 50-80 км для подстанции переменного тока. Это расстояние зависит как от

размеров движения поездов, так и от профиля пути. Получают электроэнергию от подстанций по воздушным и кабельным линиям электропередачи напряжением 10-220 кВ. Электроэнергия поступает в открытое распределительное устройство, на понижающий трансформатор. С понижающего трансформатора электроэнергия поступает на тяговый трансформатор, откуда она подаётся на преобразовательный агрегат (выпрямитель). С преобразовательного агрегата выпрямленный ток подаётся на основную и резервную системы шин и распределяется в контактную сеть через быстродействующие автоматы. В Российской Федерации номинальное напряжение выпрямленного тока нормируется Правилами технической эксплуатации железных дорог Российской Федерации и установлено на уровне 3100 В.

Тяговые подстанции переменного тока имеют то же предназначение, что и подстанции постоянного тока, за исключением того, что в них отсутствуют преобразовательные агрегаты для выпрямления тока.

Исторически сложилось так, что тяговые подстанции в России иногда были единственными источниками электрической энергии приемлемого уровня напряжения для её последующего распределения, поэтому на всех тяговых подстанциях имеется распределительное устройство для распределения и дальнейшей транспортировки электрической энергии напряжением 35-0,4 кВ как железнодорожным, так и нежелезнодорожным потребителям [21].

Тяговые подстанции переменного тока являются источниками токов обратной последовательности, и на ряде действующих участков электрифицированных дорог имеет место необходимость симметрирования токов и напряжений.

Системы электроснабжения железных дорог переменного тока обладают рядом особенностей, отрицательно влияющих на показатели качества электрической энергии. Эти особенности заключаются в следующем [22]:

нестационарный, резкопеременный характер тяговых нагрузок, приводящий к значительным отклонениям и колебаниям напряжения на шинах 6, 10, 35 кВ

обмоток тяговых подстанций, питающих нетяговых и нетранспортных потребителей;

несимметрия напряжения на шинах ТП за счет однофазного характера тяговой нагрузки;

значительная генерация выпрямительными электровозами высших гармоник, усугубляемая однофазностью этих генераторов, при которой не подавляются гармоники, кратные трем;

конструктивная несимметрия технологических ЛЭП, выполненных по схеме «два провода – рельс»;

электромагнитное влияние контактной сети на смежные линии электропередачи, при этом магнитное влияние существенно проявляется на высших гармониках.

Электроподвижной состав переменного тока представляет собой мощную однофазную нелинейную нагрузку, оказывающую отрицательное влияние на качество электроэнергии как в тяговой, так и во внешней сети. В отечественных электровозах переменного тока применяется однофазная мостовая схема, реализованная на базе силовых тиристоров. Такие преобразователи вызывают значительные искажения формы потребляемого тока. В спектре тока, потребляемого электроподвижным составом, преобладают нечетные гармоники. Несинусоидальные токи вызывают искажения напряжений на токоприемниках ЭПС, а также на шинах 110(220) кВ системы внешнего электроснабжения. Низкий коэффициент мощности преобразователя увеличивает потери электроэнергии и падение напряжения в сетях [6].

По отношению к гармоникам высокого порядка протяженная контактная сеть ведет себя как линия с распределенными параметрами. Волновые процессы в системе тягового электроснабжения сопровождаются резонансными явлениями, которые вызывают значительные искажения кривой напряжения. Резонансные явления оказывают мешающее влияние на устройства связи, автоматики и телемеханики, чувствительное электронное оборудование. Это определяет необходимость применения специальных мер, направленных на снижение

влияния сетей с тяговыми нагрузками на системы связи, цепи питания устройств автоматики и телемеханики [65].

Резкопеременный характер тяговых нагрузок. Причинами являются изменение режима работы ЭПС, его перемещение, изменение числа локомотивов в межподстанционной зоне. Нестационарные нагрузки характеризуются значительными колебаниями активной и реактивной мощностей, что вызывает провалы и выбросы питающего напряжения. Для достижения наиболее экономичного режима работы компенсирующие устройства в электроэнергетических системах с тяговой нагрузкой должны обеспечивать автоматическое регулирование реактивной мощности.

На железных дорогах, электрифицированных на переменном токе, особую часть нелинейных элементов составляют полупроводниковые приборы: диоды и тиристоры. Эти элементы активно применяются в выпрямительно-инверторных преобразователях электровозов, в которых происходит преобразование в режиме тяги переменного тока контактной сети в выпрямленный ток для питания тяговых двигателей (выпрямление), а также обратное преобразование в режиме рекуперации (инвертирование) электрической энергии тяговых двигателей, работающих в этом случае в режиме генератора [56].

Основное искажение формы переменного напряжения при питании потребителя пульсирующим током, полученным в процессе выпрямления, существует по причине возникновения естественной коммутации тока тиристорных выпрямителя, которая происходит в начале каждого полупериода переменного напряжения. Причем, чем больше величина нагрузки, мощнее потребитель, тем большая степень этого искажения может быть получена в точке присоединения к сети системы электроснабжения.

Физическая сущность искажения синусоидальности переменного напряжения заключается в возникновении режима короткого замыкания цепи переменного тока (обмоток силового трансформатора электровоза) в интервалы коммутации тока тиристорных плеч выпрямителя, в результате которого на этих интервалах

происходит провал в кривой синусоидального напряжения. Эти провалы искажают форму кривой напряжения и приводят к возникновению высших гармонических составляющих в частотном спектре напряжения. Наибольшую амплитуду при работе электровоза имеют нечетные (3-, 5-, 7- и 9-я) гармоники [45].

Отклонение формы переменного напряжения от синусоиды является одним из основных параметров, характеризующих качество электрической энергии в системе тягового электроснабжения. Важность этого параметра определяется тем, что искажения напряжения в контактной сети оказывают влияние, как на эксплуатационные характеристики электровозов, так и на систему тягового электроснабжения. Так, высшие гармоники напряжения, генерируемые электровозом, приводят к появлению добавочных потерь в обмотках вспомогательных машин электровоза. В силовом трансформаторе гармоники напряжения вызывают увеличение потерь в стали, связанные с гистерезисом, а также увеличение потерь в меди обмоток. Это сокращает срок службы изоляции, а также повышает затраты электроэнергии на тягу поездов.

Влияние несинусоидальности напряжения на индукционные и электронные приборы учета электроэнергии, потребляемой электровозом, приводит к значительному увеличению погрешности результатов измерений этих приборов. Гармоники также могут нарушать работу устройств релейной защиты или ухудшать их характеристики [21].

Повышенные значения коэффициента в тяговой сети определяется не только применением в силовых цепях электровоза полупроводниковых приборов, которые генерируют гармоники в частотном диапазоне от 150 до 1000 Гц, но и переходными процессами в системе «электровоз - контактная сеть», в результате которых возникают высокочастотные колебания напряжения на токоприемнике электровоза с частотами 750-1950 Гц.

Колебания напряжения на токоприемнике вызваны процессами перехода выпрямителя электровоза из режима проводимости в режим коммутации в момент подачи управляющих импульсов на тиристоры (коммутационные

колебания) и обратным переходом после окончания коммутационного процесса (послекоммутационные колебания). При этом их амплитуда при положении электровоза ближе к середине фидерной зоны может быть значительной. Частота этих колебаний напряжения определяется соотношением индуктивности цепи переменного тока электровоза и емкости контактной сети относительно земли [70].

Свободные коммутационные и послекоммутационные колебания напряжения, формирующиеся на токоприемнике, трансформируются на сторону вторичного напряжения электровоза, где создают перенапряжения на тиристорных плечах преобразователя. Так как колебания напряжения повторяются каждый полупериод питающего напряжения, то эта периодичность ограничивает вентиляющую прочность тиристоров выпрямителя и вследствие этого способствует быстрому выходу их из строя. Кроме того, эти колебания появляются в кривой выпрямленного напряжения, воздействуя на электромагнитные процессы, протекающие в цепи выпрямленного тока.

Коммутационные и послекоммутационные колебания способствуют появлению в частотном спектре напряжения контактной сети гармоник, соответствующих частотам этих колебаний. Иными словами, колебания напряжения, обусловленные началом и окончанием процесса коммутации тока тиристоров электровоза, снижают качество электроэнергии в контактной сети.

Для поддержания ПКЭ в норме необходимо проводить контроль качества электроэнергии. При контроле показателей качества электрической энергии на электрифицированных участках железных дорогах необходимо регулярно проводить измерения напряжения тока и анализ соответствия ПКЭ требованиям ГОСТ 32144-2013. Это должно осуществляться в целях управления качеством электроэнергии, при котором поступление информации о контролируемых показателях и их оценка происходят периодически с интервалами, определяемыми в договоре между энергоснабжающей организацией и потребителем, но в установленных пределах.

Для выбора пунктов контроля ПКЭ на железной дороге следует провести

анализ схемы внешнего электроснабжения систем тягового и нетягового электроснабжения железной дороги. Необходимо определить точки контроля ПКЭ по каждому измеряемому показателю.

В качестве пунктов контроля ПКЭ, по которым электроустановки потребителя ухудшают качество электроэнергии, выбирают точки общего присоединения данного потребителя к сетям питающей организации. В качестве пункта контроля при допуске к эксплуатации электроустановки, ухудшающей качество электроэнергии, может быть выбрана точка в распределительных электросетях потребителя, максимально приближенная к точке общего присоединения.

На первом этапе определяются пункты измерения показателей качества покупаемой электрической энергии, а на втором этапе необходимо определить пункты контроля установившегося отклонения напряжения. Третьим этапом необходимо выбрать пункты контроля коэффициентов искажения синусоидальности кривой напряжения, коэффициентов n -ой гармонической составляющей напряжения и коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности.

В соответствии с требованиями нормативных документов, контроль ПКЭ должен проводиться в ТОП системы внешнего электроснабжения 100 -220 кВ. Таким образом, для систем тягового и нетягового электроснабжения железной дороги ТОП являются шины районных подстанций и подстанций сторонних потребителей, получающих питание от сетей общего назначения напряжением 220 или 110 кВ, связанных с тяговыми подстанциями [55].

Для систем внешнего электроснабжения, питающих тяговые подстанции железных дорог, характерно, что в них в большинстве случаев отсутствуют мощные несимметричные и нелинейные нагрузки промышленных предприятий, соизмеримые по степени влияния на качество электроэнергии с тяговой нагрузкой. Соответственно на шинах центров питания напряжение в большинстве случаев не содержит искажений по таким ПКЭ, как коэффициент несимметрии напряжения и коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения. Передающие сети, как правило, не вносят существенных

искажений напряжения по данным показателям качества электрической энергии. Показателями качества электрической энергии, ухудшение которых происходит по вине систем внешнего электроснабжения, являются отклонение напряжения и частоты [22].

Для потребителей, которые получают питание от шин тяговых подстанций (10 — 35 кВ) виновником за отклонение напряжения являются режимы работы тягового электроснабжения.

Ухудшение ПКЭ, обусловленное режимами работы системы тягового электроснабжения, может повлечь штрафные санкции со стороны питающих энергосистем по таким показателям, как:

коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения;

коэффициентов n -ой гармонической составляющей напряжения;

коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности.

В этом случае степень искажения синусоидальности кривой напряжения, характеризующаяся коэффициентом искажения синусоидальности кривой напряжения, зависит от множества факторов, основными из которых являются: мощность источника питания или установившийся ток трехфазного короткого замыкания на шинах; среднее значение полной потребляемой мощности на тягу за периодизмерений.

Основными факторами, определяющими степень несимметрии напряжения, являются мощность источника питания и среднее значение несимметричной нагрузки за период измерений ПКЭ. Оценка влияния тяговых подстанций на качество электроэнергии должна определяться для группы тяговых подстанций, присоединенных к точке общего присоединения.

Сторонние потребители, получающие питание от тяговых подстанций на напряжении 10-35 кВ, подразделяются на две категории: находящиеся в ведении энергосистем (транзит электроэнергии) и не находящиеся в ведении энергосистем (субабоненты). Для первой категории контроль ПКЭ должен осуществляться в ТОП этих сетей к тяговым подстанциям, для второй — в

точках, выбранных по согласованию между железной дорогой и субабонентами.

В результате выше перечисленного измерения ПКЭ электрифицированных железных дорогах переменного тока проводятся на тяговых подстанциях наиболее приближенных к ТОП. Это можно осуществить с помощью приборов для измерения ПКЭ.

Для определения реальной картины изменений ПКЭ, как принятой, так и отпущенной электрической энергии; необходимо проводить одновременные замеры показателей качества и снимать график нагрузки на всех трех вводах тяговой подстанции (на шинах высокого напряжения (110,220 кВ), на шинах 27,5 кВ и на шинах районной обмотки (10 — 35 кВ)).

После проведения замеров показателей качества электроэнергии необходимо проводить анализ ПКЭ и применение необходимых методов и способов, способствующих приведению качества электрической энергии к ГОСТ 32144-2013 [39].

На сегодняшний день одним из районов Амурской области, имеющим значительное отклонение показателей качества электрической энергии от норм ГОСТ 32144-2013, является Сковородинский район. Электроснабжение района осуществляют две сетевые организации: ОАО «ЗабЖД» и АО «ДРСК». При этом более 85% электросетевого хозяйства принадлежит железнодорожникам. В Амурской области основным источником искажения КЭ является электрифицированный железнодорожный транспорт, так как на электровозах установлены шестипульсные выпрямители и фазы загружены несимметрично. Несимметрия обусловлена тем, что одна из фаз питает тягу поездов движущихся по чётным путям, другая - по нечётным, а третья заземлена (рельс). В итоге в сетях с тяговой нагрузкой присутствуют интергармоники, несимметрия и отклонение напряжения на границе балансовой принадлежности между сетевой организацией и потребителем. Конечно же на отклонение уровня напряжения так же влияет износ электрических сетей (более 90 %). Более 10 лет их ремонтировали только в аварийном режиме. Сети изношены.

Ситуация с электроснабжением обострилась в июле 2016 г., когда было зарегистрировано 30 отключений фидеров. Три из них были связаны с неисправностью сетей, остальные носили кратковременный характер и были связаны с ростом бытового потребления, когда фидера не справляются с нагрузками. Большое количество претензий, жалоб и заявлений поступает в сетевые организации, а так же в организацию, являющуюся гарантирующим поставщиком – ПАО «ДЭК» «Амурэнергосбыт» Сковородинское отделение. При проведении замеров напряжения у потребителей, выяснялось, что отклонение напряжения превышает допустимое значение. На основании выше изложенного 07.04.2017 г. был составлен и утвержден план мероприятий Сковородинской дистанции электроснабжения по повышению надежности устройств электроснабжения г.Сковородино на 2017, 2018, 2019 года [18].

Еще одним фактором, влияющим на отклонение уровня напряжения в электрических сетях города Сковородино Амурской области является конструктивное исполнение установленных на подстанции 220/27,5/11 «Сковородино-тяга» трансформаторов, напряжение низкой стороны которых достигает 12 кВ. В результате уровень напряжения на границе балансовой принадлежности превышает $\pm 10\%$, что противоречит нормам, установленным в ГОСТ 32144-2013.

Для анализа сложившейся ситуации произведем расчет уровня напряжения на границе балансовой принадлежности между сетевой организацией и потребителем. Для этого сначала проведем расчет падения напряжения на всех участках электрической сети напряжением 10/0,4 кВ.

3.2 Расчет падения напряжения на участках электрической сети 10кВ

Потерей напряжения ΔU называют разность напряжений в начале и конце линии (участка линии). ΔU принято определять в относительных единицах — по отношению к номинальному напряжению. Аналитически потеря напряжения определена формулой:

$$\Delta U = \frac{(P \cdot r_0 + Q \cdot x_0) \cdot l}{U_{\text{ном}}} \quad (28)$$

где P — активная мощность, кВт,

Q — реактивная мощность, квар,

r_0 — активное сопротивление линии, Ом/км,

x_0 — индуктивное сопротивление линии, Ом/км,

l — длина линии, км,

$U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение, кВ.

Значения активного и индуктивного сопротивлений (Ом/км) для воздушных линий и кабельных линий, выбираются из справочных таблиц.

Согласно ПУЭ («Правилам устройства электроустановок»), для силовых сетей отклонение напряжения от нормального должно составлять не более $\pm 10\%$, для сетей электрического освещения промышленных предприятий и общественных зданий — от $+5$ до $-2,5\%$, для сетей электрического освещения жилых зданий и наружного освещения $\pm 5\%$. При расчете сетей исходят из допустимой потери напряжений [2].

Учитывая опыт проектирования и эксплуатации электрических сетей, принимают следующие допустимые величины потери напряжений: для низкого напряжения — от шин трансформаторного помещения до наиболее удаленного потребителя — 6% , причем эта потеря распределяется примерно следующим образом: от станции или понизительной трансформаторной подстанции и до ввода в помещение в зависимости от плотности нагрузки — от $3,5$ до 5% , от ввода до наиболее удаленного потребителя — от 1 до $2,5\%$, для сетей высокого напряжения при нормальном режиме работы в кабельных сетях — 6% , в воздушных — 8% , при аварийном режиме сети в кабельных сетях — 10% и в воздушных — 12% .

Считают, что трехфазные трехпроводные линии напряжением $6-10$ кВ работают с равномерной нагрузкой, т.е. что каждая из фаз такой линии

нагружена равномерно. В сетях низкого напряжения из-за осветительной нагрузки добиться равномерного ее распределения между фазами бывает трудно, поэтому там чаще всего применяют 4-проводную систему трехфазного тока 380/220 В. При данной системе электродвигатели присоединяют к линейным проводам, а освещение распределяется между линейными и нулевым проводами. Таким путем уравнивают нагрузку на все три фазы.

При расчете можно пользоваться как заданными мощностями, так и величинами токов, которые соответствуют этим мощностям. В линиях, которые имеют протяженность в несколько километров, что, в частности, относится к линиям напряжением 6—10 кВ, приходится учитывать влияние индуктивного сопротивления провода на потерю напряжения в линии [9].

Для подсчетов индуктивное сопротивление медных и алюминиевых проводов можно принять равным 0,32—0,44 Ом/км, причем меньшее значение следует брать при малых расстояниях между проводами (500—600 мм) и сечениях провода выше 95 мм², а большее — при расстояниях 1000 мм и выше и сечениях 10—25 мм².

Потеря напряжения в каждом проводе трехфазной линии с учетом индуктивного сопротивления проводов подсчитывается по формуле:

$$\Delta U = \frac{P \cdot r_0 \cdot l}{U_{\text{ном}}} + \frac{Q \cdot x_0 \cdot l}{U_{\text{ном}}} \quad (29)$$

где первый член в правой части представляет собой активную, а второй — реактивную составляющую потери напряжения.

Порядок расчета линии электропередачи на потерю напряжения с проводами из цветных металлов с учетом индуктивного сопротивления проводов следующий [16]:

1. Задаемся средним значением индуктивного сопротивления для алюминиевого или сталеалюминиевого провода в 0,35 Ом/км.
2. Рассчитываем активную и реактивную нагрузки P , Q .

3. Подсчитываем реактивную (индуктивную) потерю напряжения:

$$\Delta U_p = \frac{Q \cdot x_0}{U_{ном}} \quad (30)$$

4. Допустимая активная потеря напряжения определяется как разность между заданной потерей линейного напряжения и реактивной:

$$\Delta U_a = \Delta U - \Delta U_p \quad (31)$$

5. Определяем сечение провода s , мм²:

$$s = \frac{P \cdot l}{\gamma \cdot \Delta U_a \cdot U_{ном}} \quad (32)$$

где γ — величина, обратная удельному сопротивлению ($\gamma = 1/r_0$ - удельная проводимость).

6. Подбираем ближайшее стандартное значение s и находим для него по справочной таблице активное и индуктивное сопротивления на 1 км линии (r_0, x_0).

7. Подсчитываем уточненную величину потери напряжения по формуле 31.

Полученная величина не должна быть больше допустимой потери напряжения.

Если же она оказалась больше допустимой, то придется взять провод большего (следующего) сечения и произвести расчет повторно.

Для линий постоянного тока индуктивное сопротивление отсутствует и общие формулы, приведенные выше, упрощаются.

В нашем случае марка, длина и сечение воздушных и кабельных линий уже известна, проведем расчет падения напряжения на всех участках сети от подстанции Сковородино-тяга до электроприемников.

3.2.1 Падение напряжения на участках сети ПС Сковородино-тяга – ЦРП (ТП)

Падение напряжения в линиях определим через рабочий максимальный ток:

$$\Delta U = \frac{I_{\text{расч.мах}} \cdot l \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\%, \quad (33)$$

где $I_{\text{расч.мах}}$ - рабочий максимальный ток, А;

φ - угол нагрузки, определяется в зависимости от соотношения $\text{tg } \varphi = Q/P$.

Рабочий максимальный ток определяется по формуле:

$$I_{\text{расч.мах}} = \frac{S_{\text{р.л}}}{U_{\text{н}} \cdot \sqrt{3} \cdot n_{\text{ц}}}, \quad (34)$$

где $S_{\text{р.л}}$ – расчетная нагрузка линии, кВА;

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей в линии.

Определим падение напряжения для участка сети

ПС

Сковородино-тяга – ЦРП №1:

$$I_{\text{расч.мах}} = \frac{\sqrt{3761,76^2 + 1424,79^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1} = 232,24 \text{ кА.}$$

Падение напряжения составят:

$$\Delta U = \frac{232,24 \cdot 0,95 \cdot \sqrt{3}}{10} \cdot (0,3 \cdot 0,95 + 0,332 \cdot 0,31) \cdot 100\% = 14,85\%.$$

Аналогично определяем отклонение напряжения на остальных участках сети. Результаты расчета сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Расчет отклонения напряжения на участках сети ПС Сковородино-тяга – ЦРП (ТП) 10 кВ

Участок сети	P _{р.л.} , кВт	Q _{р.л.} , квар	S _{р.л.} , кВА	ΔU %
1	2	3	4	5
ЦРП №1 -ПС Сковородино-тяга	3761,76	1424,79	4022,54	14,85
ЦРП №2 -ПС Сковородино-тяга	1314,86	515,70	1412,38	13,25
ЦРП №3 -ПС Сковородино-тяга	505,71	144,39	525,92	5,71
ЦРП №4 -ПС Сковородино-тяга	901,70	374,51	976,38	3,34

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5
КТП 30-ПС Сковородино-тяга	123,55	26,04	126,26	0,74
ТП 11 - ПС Сковородино-тяга	244,80	67,17	253,85	1,69
ТП 32-ПС Сковородино-тяга	175,82	57,69	185,04	1,10
ТП 37-ПС Сковородино-тяга	172,36	81,34	190,59	1,79
ТП 39-ПС Сковородино-тяга	544,43	111,08	555,65	3,22
ТП 4-ПС Сковородино-тяга	183,56	60,23	193,19	1,02
ТП 7 - ПС Сковородино-тяга	290,97	69,16	299,08	2,25

На основании, представленной выше таблицы, можно увидеть, что потери на участках сети превышают допустимое ГОСТ 32144-2013, что связано с моральным и физическим износом электрооборудования.

3.2.2 Падение напряжения на участках сети ЦРП – ТП

Определим падение напряжения для участка сети

ЦРП

№1 – КТП №13:

$$I_{расч.мах} = \frac{\sqrt{398,69^2 + 75,69^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1} = 23,43 \text{ кА.}$$

Падение напряжения составит:

$$\Delta U = \frac{23,43 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{3}}{10} \cdot (0,77 \cdot 0,98 + 0,366 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 3,02\%.$$

Аналогично определяем отклонение напряжения на остальных участках сети.

Результаты расчета сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Расчет отклонения напряжения на участках сети ПС Сковородино-тяга – ЦРП (ТП) 10 кВ

Участок сети	$P_{р.ТП}$, кВт	$Q_{р.ТП}$, квар	$S_{р.ТП}$, кВА	$\Delta U\%$
1	2	3	4	5
КТП 13-ЦРП№1	398,69	75,69	405,81	3,02
КТП 16-ЦРП№1	126,82	48,42	135,75	6,5
КТП 21-ЦРП№1	350,13	155,15	382,97	1,80

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5
КТП 22-ЦРП№1	333,15	73,24	341,11	1,99
КТП 31-ЦРП№1	347,65	154,05	380,25	8,1
КТП 5-ЦРП№3	120,96	27,01	123,94	6,4
КТП 50-ЦРП№1	330,69	146,54	361,70	9,1
КТП 52-ЦРП№1	369,56	163,76	404,22	1,11
КТП-55-ЦРП№1	291,69	65,71	299,00	1,38
КТПН 27-ЦРП№1	223,67	99,11	244,64	8,9
КТПН 54 -ЦРП№1	544,16	190,66	576,59	1,22
ТП 10-ЦРП№1	610,27	180,27	636,34	2,41
ТП 12-ЦРП№3	224,39	51,71	230,27	1,06
ТП 15-ЦРП№2	370,05	163,98	404,75	2,40
ТП 17-ЦРП№1	152,46	42,94	158,39	8,0
ТП 18-ЦРП№1	553,27	245,17	605,16	5,2
ТП 19-ЦРП№4	500,36	168,94	528,11	1,12
ТП 2-ЦРП№3	138,42	47,09	146,21	3,7
ТП 23-ЦРП№1	328,75	145,68	359,58	3,63
ТП 24-ЦРП№3	78,13	34,62	85,46	3,6
ТП 25-ЦРП№2	205,34	90,99	224,60	3,7
ТП 26-ЦРП№1	403,9	122,8	422,16	1,79
ТП 33-ЦРП№1	172,36	81,34	190,59	1,06
ТП-28-ЦРП№4	307,29	150,42	342,13	5,8
ТП34-ЦРП№4	194,24	96,76	217,01	4,5

На основании, представленной выше таблицы, можно увидеть, что потери на участках сети соответствуют ГОСТ 32144-2013.

3.2.3 Падение напряжения в силовых трансформаторах

Падение напряжения в силовых трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta U_{mp} = \frac{P_{mp} \cdot r_{mp} + Q_{mp} \cdot x_{mp}}{U_{ном}}, \quad (35)$$

где P_{mp} - расчетная активная мощность трансформатора, кВт;

Q_{mp} - расчетная реактивная мощность трансформатора, квар;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение;

$r_{тр}$ и $x_{тр}$ - активное и индуктивное сопротивление трансформатора, Ом;

Определим падение напряжения для трансформатора, установленного в КТП №13:

$$\Delta U = \frac{398,69 \cdot 0,00344 + 75,69 \cdot 0,01071}{10} = 0,218 \text{ кВ.}$$

Аналогично определяем потери напряжения на остальных трансформаторных подстанциях. Результаты расчета сведены в таблицу 8.

Таблица 8– Расчет потерь напряжения в ТП 10/0,4 кВ

Наименование ТП	Мощность тр-ра, кВА	Rтр, Ом	Xтр, Ом	ΔUтр, кВ
1	2	3	4	5
КТП 13	400	3,44	10,71	0,218
КТП 16	160	10,55	26,07	0,260
КТП 21	400	3,44	10,71	0,287
КТП 22	400	3,44	10,71	0,193
КТП 30	250	4,96	17,3	0,106
КТП 31	400	3,44	10,71	0,073
КТП 5	250	4,96	17,3	0,107
КТП 50	400	3,44	10,71	0,001
КТП 52	400	3,44	10,71	0,024
КТП-55	400	3,44	10,71	0,171
КТПН 27	250	4,96	17,3	0,054

КТПН 54	630	1,91	8,52	0,266
ТП 10	630	1,91	8,52	0,270
ТП 11	250	4,96	17,3	0,238
ТП 12	250	4,96	17,3	0,201
ТП 15	400	3,44	10,71	0,038
ТП 17	250	4,96	17,3	0,150
ТП 18	630	1,91	8,52	0,005
ТП 19	630	1,91	8,52	0,240
ТП 2	160	10,55	26,07	0,269
ТП 23	400	3,44	10,71	0,065
ТП 24	100	19,7	40,46	0,092
ТП 25	250	4,96	17,3	0,026
ТП 26	400	3,44	10,71	0,270
ТП 3 (ЦРП-3)	250	4,96	17,3	0,187
ТП 32	250	4,96	17,3	0,261
ТП 33	250	4,96	17,3	0,226
ТП 37	630	1,91	8,52	0,199

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5
ТП 39	160	10,55	26,07	0,077
ТП 4	400	3,44	10,71	0,174
ТП 7	630	1,91	8,52	0,208
ТП-28	400	3,44	10,71	0,267
ТП34	250	4,96	17,3	0,264

3.3.Определение уровня напряжения на границе балансовой принадлежности между сетевой организацией и потребителем

Характерные режимы с точки зрения оценки отклонений напряжения – это режимы наибольших и наименьших нагрузок сети, т.к. они определяют границы диапазона всех остальных режимов. Для систем электроснабжения потребителей характерным режимам соответствуют режимы наибольших и наименьших нагрузок центров питания.

Электроприемников много, поэтому на зажимах каждого из них трудоемко, а значит нецелесообразно рассчитывать отклонение напряжения, поэтому выделяют характерные электроприемники. Характерными ЭП являются ближайший и наиболее удаленный от узла сети ЭП, а также ЭП с графиками электрических нагрузок, резко отличающимися от общего графика электрических нагрузок питающей подстанции.

В соответствии с ГОСТ 32144-2013 необходимо определять положительное отклонение напряжения и отрицательное отклонение напряжения. В расчетных случаях определяют величину отклонения напряжения, а какое оно будет: положительное или отрицательное, покажет знак у рассчитанной величины [3]:

$$\delta U = \frac{U - U_0}{U_0} \cdot 100\% \quad (36)$$

где U – значение напряжения в расчетной точке сети;

U_0 – напряжение, равное номинальному значению или согласованному напряжению.

Для сравнения действительного отклонения напряжения с допустимым все элементы сети в совокупности проверяют на допустимые отклонения напряжения с учетом режима напряжений на шинах ЦП при наибольших и наименьших нагрузках.

Отклонение напряжения, δU на зажимах ЭП или в расчетной точке сети рассматриваемого режима равно:

$$\delta U = \delta U_{ЦП} + \sum_{i=1}^n \delta U_{\delta i} - \sum_{k=1}^m \delta U_K \quad (37)$$

где $\delta U_{ЦП}$ – отклонение напряжения на шинах ЦП;

$\delta U_{\delta i}$ – добавка напряжения, создаваемая i -м средством регулирования;

n – количество средств регулирования между ЦП и ЭП;

m – количество узлов;

δU_K – относительное падение напряжения между ЦП и ЭП или расчетной точкой на k -м участке.

Относительное падение напряжения в процентах равно:

$$\delta U_K = \frac{100}{U_{ном}^2} \sum_{k=1}^n (P_K r_K + Q_K x_K), \% \quad (38)$$

где P_K, Q_K – активная и реактивная мощность k -го элемента сети между ЦП и электроприемником или расчетной точкой сети;

r_K, x_K – активное и индуктивное сопротивления k -го элемента.

Определим возможный диапазон d изменения напряжения у потребителя.

Наименьшее напряжение у потребителя будет в том случае, если в центре питания будет наименьшее допустимое напряжение $U_{ЦП}^{HM}$ при режиме наибольших нагрузок (наибольшие потери напряжения в сети $U_{ЦП-П}^{HB}$), а распределительные трансформаторы создают наименьшую добавку $\Delta U_{ДОБ}^{HM}$:

$$U_{П}^{HM} = U_{ЦП}^{HM} - \Delta U_{ЦП-П}^{HB} + \Delta U_{ДОБ}^{HM} \quad (39)$$

Наибольшее напряжение у потребителя будет при противоположных условиях:

$$U_{П}^{HB} = U_{ЦП}^{HB} - \Delta U_{ЦП-П}^{HM} + \Delta U_{ДОБ}^{HB} \quad (40)$$

Из 39 и 40 находим диапазон изменения напряжения, d :

$$d = U_{П}^{HB} - U_{П}^{HM} = U_{ЦП}^{HB} - U_{ЦП}^{HM} + (\Delta U_{ЦП-П}^{HB} - \Delta U_{ЦП-П}^{HM}) + (U_{ДОБ}^{HB} - U_{ДОБ}^{HM}) \quad (41)$$

Для обеспечения допустимых отклонений напряжения у потребителя необходимо соблюдение условий [12]:

$$d < U_{\max} - U_{\min}; \quad (42)$$

$$U_{П}^{HB} \leq U_{\max}; U_{П}^{HM} \geq U_{\min}, \quad (43)$$

где U_{max} и U_{min} – интервал допустимых значений напряжения.

Данное условие означает, что диапазон d должен входить в область допустимых значений U_{max} и U_{min} .

Требуемые отклонения напряжения необходимо проверять на совместимость в характерных режимах нагрузки ЦП по условию:

$$\delta U_B \geq \delta U_H,$$

где δU_H – наименьший из всех пределов отклонений напряжения (δU_y), определяемый в режиме наибольшей нагрузки;

δU_B – наибольший из всех пределов отклонения напряжения, определяемый в режиме наименьшей нагрузки.

Если это условие не соблюдается в каком-либо режиме суточной нагрузки, то необходимо использовать ответвления соответствующего распределительного трансформатора, местное регулирование напряжения для уменьшения падения напряжения в сети.

Предельно допустимые отклонения напряжения на шинах ЦП для каждого характерного потребителя определяются следующим образом:

$$\delta U_{B(H)ЦП} = \delta U_{B(H)} + \delta U_C - E_{доб} \pm 0,5, \quad (44)$$

где $\delta U_{B(H)ЦП}$ – верхний (нижний) предел отклонения напряжения в ЦП, %;

$\delta U_{B(H)}$ – верхний (нижний) предел отклонения напряжения, затребованный характерным потребителем, %;

δU_C – ожидаемые потери напряжения в сетях энергоснабжающей организации, %;

$E_{д}$ – добавка напряжения, создаваемая средствами местного регулирования напряжения энергоснабжающей организации.

$\pm 0,5$ – зона нечувствительности регулирующего устройства в центре питания.

При проверке условий совместимости необходимо определять верхний и нижний пределы диапазона регулирования напряжения в центре питания в характерных режимах его нагрузки рассматриваемого сезонного периода [12]:

$$\delta U_{B(H)ЦП} = 0,5 \cdot (\delta U_{ВЦП \max(\min)} - \delta U_{НЦП \max(\min)}), \quad (45)$$

где индексы *max* и *min* относятся к наибольшему и наименьшему режимам нагрузки.

Как правило, расчет отклонения напряжения δU производится без учета зоны нечувствительности регулирующего устройства в ЦП для двух предельных режимов: наибольших и наименьших нагрузок и для двух электроприемников: ближайшего и наиболее удаленного в электрическом отношении, причем потери напряжения учитываются во всех элементах сети. Необходимо помнить, что зоны ответственности за поддержание допустимого отклонения напряжения на зажимах ЭП разделяются между энергоснабжающей организацией и потребителем.

Нижний предел допустимого отклонения напряжения $\delta U_{доп}$ на шинах 6- 10 кВ понизительных распределительных подстанций определяется в режиме максимальных нагрузок для наиболее удаленных электродвигателей напряжением выше 1 кВ и электроприемников напряжением 0,4 кВ с учетом наименьшего коэффициента трансформации на подстанции, питающей наиболее удаленный ЭП [47]:

$$\delta U_{ЦПН}^* = (\delta U_{доп} - \Delta U_{\Sigma}) \cdot k_{ТР} + \Delta U_{10(6)кВ}^*, \quad (46)$$

$$\delta U_{ЦПН}^{\circ} = \delta U_{допЦП} - \Delta U_c, \quad (47)$$

где $\delta U_{доп}$ – допустимое отклонение напряжения на зажимах наиболее удаленного ЭП;

ΔU_{Σ} – потери напряжения в сети 0,4 кВ и на ТП;

k_{TP} – наименьший коэффициент трансформации ТП 10(6)/0,4 кВ, питающей наиболее удаленный ЭП;

$\Delta U'_{10(6)кВ}$ – суммарные потери напряжения в сети 10(6) кВ; '10(6)кВ;

$\delta U_{\text{донЦП}}$ – допустимое отклонение напряжения в центре питания, установленное сетевой организацией при условии выполнения требований ГОСТ 32144-2013 в точке передачи электроэнергии;

ΔU_c – суммарные потери напряжения в различных элементах сети: в линиях низкого напряжения, в распределительных трансформаторах, в линиях 10(6) кВ.

Если неизвестны данные о сети 0,4 кВ, то напряжение на шинах удаленных ТП должно быть не ниже $U_{НОМ}(\delta U=0)$, тогда:

$$\delta U_{\text{ЦП}_H} = \Delta U_{\text{ТП}} \cdot k_{\text{TP}} + \Delta U_{10(6)кВ}, \quad (48)$$

где $\Delta U_{\text{ТП}}$ – потеря напряжения в трансформаторе ТП.

Из двух вышеприведенных значений выбирается большее.

Верхний предел $\delta U_{\text{доп}}$ на шинах понизительной распределительной подстанции в режиме минимальных нагрузок определяется для двигателя высокого напряжения и ЭП напряжением 0,4 кВ, расположенных в наиболее близкой точке к шинам понизительной распределительной подстанции. При этом на ТП, питающей ближайший ЭП, коэффициент трансформации следует принять наибольшим, а потери напряжения в элементе сети определяются только для режима наименьших нагрузок [12]:

$$\delta U'_{\text{ЦП}_B} = (\delta U_{\text{дон}} + \Delta U_{\text{ТП}}) \cdot k_{\text{TP}} + \Delta U'_{10(6)кВ}, \quad (49)$$

$$\delta U''_{\text{ЦП}_B} = \delta U_{\text{донЦП}} + \Delta U_c, \quad (50)$$

Из двух значений $\delta U_{цпв}$ выбирается меньшее. Если полученный диапазон допустимых отклонений напряжения на шинах подстанции $\delta U_{цпн} \leq \delta U_{цп} \leq \delta U_{цпв}$ меньше регулировочного диапазона на тех же шинах, то для обеспечения требуемого режима достаточно автоматического регулирования трансформатора под нагрузкой.

При питании от понизительной распределительной подстанции необходимо определять расчетные значения напряжения на шинах 10 (6) кВ регулируемых силовых трансформаторов понизительной распределительной подстанции в режиме наибольшей нагрузки предприятия, совпадающем по времени с минимальным напряжением U_{min} энергосистемы на шинах высшего напряжения ИП; минимальной нагрузки, совпадающем по времени с максимальным напряжением в энергосистеме на шинах ИП:

$$\delta U_{ИПв} = (U_{СМАХ} - \Delta U_{л}^{'} - \Delta U_{ПРП}^{'}) \cdot \frac{1}{k_{ТР}}; \quad (51)$$

$$\delta U_{ИПн} = (U_{СМИН} - \Delta U_{л}^{''} - \Delta U_{ПРП}^{''}) \cdot \frac{1}{k_{ТР}}; \quad (52)$$

где $U_{СМАХ(MIN)}$ – максимальное (минимальное) напряжение на шинах ИП;

$\Delta U_{л}^{(,)}$ – потери напряжения в питающей линии в режиме минимальных (максимальных) нагрузок;

$\Delta U_{ПРП}^{(,)}$ – потери напряжения в трансформаторах ПРП;

$k_{ТР}$ – коэффициент трансформации трансформаторов.

Если отклонения напряжения на шинах ИП выходят за пределы регулируемого диапазона $E_{ИП}$ на этих же шинах, то необходимо применять дополнительные средства регулирования напряжения.

Для сети одной ступени напряжения отклонение напряжения в расчетной точке сети равно:

$$\delta U_C = \delta U_{ЦП} + \sum_{i=1}^n \delta U_{\partial i} - \sum_{k=1}^m \Delta U_k, \quad (53)$$

где $\delta U_{ЦП}$ – отклонение напряжения в центре питания;

$\delta U_{\partial i}$ – «добавка» напряжения, создаваемая i -м средством регулирования;

n – количество средств регулирования между центром питания и приемником (расчетной точкой);

m – количество узлов;

ΔU_k – падение напряжения между центром питания и расчетной точкой на k -м участке.

Добавка напряжения $\delta U_{\partial i}$ может быть и положительной, и отрицательной.

В сети с одной или несколькими ступенями напряжения, напряжение на вторичной стороне силового трансформатора может быть определено по выражению:

$$U_2 = (U_{2XX} - \frac{\Delta U_T}{100} \cdot U_{2XX}) \cdot \frac{U_1}{U_{\text{отп}}}, \quad (54)$$

где U_{2XX} – напряжение холостого хода на вторичной обмотке силового трансформатора, равное $1,1 U_{НОМ}$, кВ;

ΔU_T – падение напряжения в силовом трансформаторе (СТ), %;

$U_1, U_{\text{отп}}$ – напряжение на стороне ВН трансформатора, напряжение отпайки.

Добавка напряжения, создаваемая силовым трансформатором:

$$\delta U_{\text{дт}} = \frac{U_{2XX} \cdot U_1}{U_{2НОМ} \cdot U_{\text{отп}}} \cdot 100 - 100, \%, \quad (55)$$

С учетом выше приведенного выражение может быть распространено на сеть с одной и более ступенями трансформации. Наиболее существенным является

учет неодинаковости загрузки участков сети и электрического оборудования в различные моменты времени и даже для одного и того же времени.

Вследствие этого возникает множество вариантов режима отклонения напряжения для данной сети. Для текущего момента времени t :

$$\delta U_{ct} = \delta U_{цпт} + \sum_{i=1}^n \delta U_{oit} - \sum_{k=1}^m k_t \Delta U_k, \quad (56)$$

В этом уравнении индекс t подчеркивает зависимость ΔU на каждом участке сети от времени, от загрузки.

ΔU_k – падение напряжения на каждом k -м участке сети в момент времени t в режиме его максимальной загрузки.

k_t – коэффициент, учитывающий отношение загрузки k -го участка в момент времени t к загрузке в максимальном режиме.

При расчетах обычно берут в режиме максимальной загрузки $k_t=1$ и в режиме минимальной загрузки $k_t=0.3$.

При определении ΔU_k – падения напряжения на участках сети, при известных величинах мощности P и Q на этих участках пользуются формулой:

$$\Delta U_k = \frac{P_k r_k + Q_k x_k}{10 \cdot U_{ном}^2}, \% , \quad (57)$$

Здесь P_k дана в кВт, Q_k – в квар, U – в кВ.

Определим отклонение напряжения для объекта Многоквартирный дом (ул.Победы, 1б)

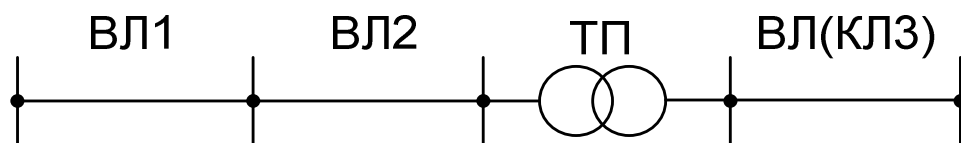


Рисунок 6 – схема участка сети

Определим отклонение напряжения в центре питания на основании формулы (36) (напряжения на вводе Т1 10 кВ на 13.11.2017г. представлено в Приложении А):

$$\delta U_{ЦП \max \%} = \frac{11,96 - 10}{10} \cdot 100\% = 19,6\%,$$

$$\delta U_{ЦП \min \%} = \frac{10,79 - 10}{10} \cdot 100\% = 7,9\%.$$

Отклонение напряжения на участке сети ВЛ1=14,85% (принято из таблицы №6)

Отклонение напряжения на участке сети ВЛ2=3,02% (принято из таблицы №7)

Определим отклонение напряжения в ТП:

$$\Delta U_{ТП \%} = \frac{\Delta U_{ТП}}{10} \cdot 100\%, \quad (58)$$

где $\Delta U_{ТП}=0,218$ кВ, (принято из таблицы №8)

$$\Delta U_{ТП \%} = \frac{0,218}{10} \cdot 100\% = 2,18\%,$$

Отклонение напряжения на участке сети ВЛ(КЛ)3 рассчитаем по формулам (57), (36):

$$\Delta U_{ВЛ(КЛ)3} = \frac{49,41 \cdot 0,000924 + 9,88 \cdot 0,000048}{0,4} = 0,011 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{ВЛ(КЛ)3\%} = \frac{0,011}{0,4} \cdot 100\% = 2,71\%,$$

Определим отклонение напряжения ЭП:

$$\delta U_{ЭП} = \delta U_{ЦП} - \Delta U_{ВЛ1} - \Delta U_{ВЛ2} - \Delta U_{ТП} - \Delta U_{ВЛ(КЛ)3}, \quad (59)$$

$$\delta U_{ЭП\max} = 19,6 - 14,85 - 3,02 - 2,18 - 2,71 = -3,16\%,$$

$$\delta U_{ЭП\min} = 7,9 - 14,85 - 3,02 - 2,18 - 2,71 = -14,86\%,$$

Аналогично определяем уровень напряжения остальных электроприемников. Результаты расчета сведены в ПРИЛОЖЕНИИ Б.

Выводы по разделу 3:

В Амурской области основным источником искажения КЭ является электрифицированный железнодорожный транспорт, так как на электровозах установлены шестипульсные выпрямители и фазы загружены несимметрично. Несимметрия обусловлена тем, что одна из фаз питает тягу поездов двигающихся по чётным путям, другая - по нечётным, а третья заземлена (рельс).

Для потребителей, которые получают питание от шин тяговых подстанций (10 — 35 кВ) виновниками отклонения напряжения являются режимы работы тягового электроснабжения. Ухудшение ПКЭ, обусловленное режимами работы системы тягового электроснабжения по коэффициенту искажения синусоидальности кривой напряжения, коэффициенту n-ой гармонической составляющей напряжения, коэффициенту несимметрии напряжений по обратной последовательности.

Электроснабжение Сковородинского района осуществляют две сетевые организации: ОАО «ЗабЖД» и АО «ДРСК». При этом более 85%

электросетевого хозяйства принадлежит железнодорожникам.

Еще одним фактором, влияющим на отклонение уровня напряжения в электрических сетях Сковородинской дистанции электроснабжения Амурской области, является конструктивное исполнение установленных на подстанции 220/27,5/11 «Сковородино-тяга» трансформаторов, напряжение низкой стороны которых достигает 12 кВ. В результате уровень напряжения на границе балансово принадлежности между сетевой организацией и потребителем превышает $\pm 10\%$, что противоречит нормам, установленным в ГОСТ 32144-2013.

Так же, на отклонение уровня напряжения в городе Сковородино, влияет износ электрических сетей (на сегодняшний день составляет более 90 %). Более 10 лет их ремонтировали только в аварийном режиме. Сети изношены. Нагрузка района растет, увеличиваются потери на участках электрической сети. В связи с этим 07.04.2017 г. был составлен и утвержден план мероприятий Сковородинской дистанции электроснабжения по повышению надежности устройств электроснабжения г. Сковородино на 2017, 2018, 2019 года.

Для анализа сложившейся ситуации был произведен расчет уровня напряжения на границе балансовой принадлежности между сетевой организацией и потребителем. По результатам данного расчета можно увидеть, что напряжения на вводе потребителя превышает $\pm 10\%$, что противоречит нормам, установленным в ГОСТ 32144-2013 [4].

4 МЕТОДЫ И СПОСОБЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ 10/0,4 КВ СКОВОРОДИНСКОЙ ДИСТАНЦИИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Проблема качества электроэнергии в электрических сетях электроэнергетических систем и системах электроснабжения является одной из важнейших, определяющих надежность и эффективность электроснабжения потребителей.

Непрерывный рост установленной мощности нелинейных, несимметричных и резкопеременных нагрузок приводит к ухудшению качества электроэнергии. В свою очередь низкое качество электроэнергии обуславливает ежегодные ущербы, составляющие сотни миллиардов рублей. Среди отрицательных последствий низкого качества электроэнергии электротехнического и технологического характера следует отметить следующие [5]:

увеличение потерь электроэнергии;

сокращение срока службы изоляции электроустановок, технологического оборудования;

сбои, ошибки и отказы в работе релейной защиты и автоматики, телемеханики и связи, микропроцессорной техники;

увеличение капитальных вложений в электрические сети и системы электроснабжения;

рост эксплуатационных издержек в сетях энергосистем и их потребителей;

снижение надежности и устойчивости систем;

нарушение нормального функционирования электроприемников и потребителей электроэнергии;

возрастание рисков для здоровья и жизни людей, окружающей среды.

В связи с этим необходимо уметь оценивать качество электроэнергии и

обеспечивать его количественное значение в пределах, исключающих негативные последствия.

Что же следует понимать под качеством электроэнергии?

Прежде всего, качество электроэнергии является составляющей электромагнитной совместимости, характеризующей электромагнитную среду. В электроэнергетике электромагнитная среда формируется как результат процессов производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии.

Качество электроэнергии – это совокупность ее свойств, определяющих воздействия на электрооборудование, аппараты и приборы и оцениваемых параметрами качества электроэнергии, описывающими особенности процесса передачи электроэнергии для ее использования в нормальных условиях эксплуатации. Нормальные условия эксплуатации предусматривают непрерывность электроснабжения при обеспечении промышленной частоты напряжения питания требуемой величины, формы волны, его одинаковости по фазам (симметрии) [68].

Исходя из определения КЭ, следует отметить, что оно выражается степенью удовлетворения потребителя условиями электроснабжения и зависит не только от этих условий, но и от особенностей применяемого электрооборудования: его критичности к электромагнитным помехам и их генерированию.

Параметры качества электроэнергии количественно описываются показателями качества электроэнергии. Электроэнергия как товар должна соответствовать определенному качеству, поэтому показатели качества электроэнергии нормируются. Для обеспечения потребителей электроэнергией нормального качества, снижения или исключения негативных последствий от низкого качества электроэнергии необходимо управлять КЭ.

Под управлением КЭ понимают проведение методических, организационных и технических мероприятий, направленных на обеспечение КЭ в системах электроснабжений в пределах установленных норм и правил.

Методические мероприятия направлены на: ограничение уровней ПКЭ, источником искажения качества электроэнергии при этом является как электрооборудование и отдельные ЭП потребителя, так и технологическое оборудование энергосистемы; управление нормальными, аварийными и послеаварийными режимами путем регулирования напряжения и частоты; контроль и анализ ПКЭ; обеспечение надежности функционирования электрических сетей и систем электроснабжения в условиях нормального качества электроэнергии [79].

К организационным мероприятиям относится правовое и нормативное обеспечение КЭ, включающее юридическую, экономическую и финансовую базу и направленное на укрепление на оптовых и розничных рынках энергии и мощности договорной основы в части требований к КЭ.

Технические мероприятия включают в себя: применение схемных и технических решений, технических средств, направленных на обеспечение КЭ в нормируемых пределах; мониторинг КЭ; производство средств измерения для учета и контроля КЭ, систем управления КЭ, в т.ч. и автоматизированных [11].

В ходе выполнения магистерского исследования было выявлено, что в сетях Сковородинской дистанции электроснабжения имеет значительное отклонение такой ПКЭ, как отклонение напряжения, которое представляет собой медленное изменение его значений относительно номинального или согласованного значения.

При проведении расчета, было выяснено, что напряжение электроприемников в некоторых случаях превышает $\pm 10 \cdot U_{ном}$, что противоречит ГОСТ 32144-2013. Следовательно, необходимо провести необходимые мероприятия и принять меры, способствующие регулированию напряжения на границе балансовой принадлежности, а именно, необходимо применить такие мероприятия, которые способствуют увеличению пропускной способности электрической сети. Для ВЛ 6 и 10 кВ технологически максимальное допустимое значение передаваемой мощности может определяться максимальным значением тока по

условиям предельно допустимого нагрева проводника или уровнем напряжения у потребителей, которое должно удовлетворять требованиям государственного стандарта. В электрических сетях Российской Федерации ограничение пропускной способности ВЛ 6 и 10 кВ в большей степени связано с невозможностью обеспечения нормального уровня напряжения в конце линии. По этой причине в электрических сетях имеется сравнительно немного фидеров напряжения 6 или 10 кВ длиной более 20 км. Также это связано с проводимой ранее технической политикой по разукрупнению центров питания напряжения 35-110кВ [15].

Падение напряжения зависит от электрических нагрузок на линии, сечения провода и длины фидера.

Для обеспечения нормального уровня напряжения по всей длине ВЛ в настоящее время применяются следующие способы:

Модернизация системы электроснабжения Сковородинской дистанции электроснабжения.

Установка конденсаторных батарей у потребителя для снижения перетоков реактивной мощности.

Установка линейных вольтодобавочных трансформаторов для автоматического поддержания нормального уровня напряжения в линии.

Установка приборов для контроля КЭ.

На сегодняшний день необходимо провести модернизацию СЭС, так как она имеет как моральный, так и физический износ, что приводит как к частым перебоям в электроснабжении, так и к искажению ПКЭ. Но данные технические мероприятия ведут к значительным финансовым и временным затратам. Наиболее эффективные методы регулирования ПКЭ представлены ниже.

4.1 Установка конденсаторных батарей

Среди многочисленных факторов, оказывающих влияние на эффективность работы системы электроснабжения, одно из приоритетных мест занимает вопрос компенсации реактивной мощности. Однако, в

распределительных сетях коммунально-бытовых потребителей, содержащих преимущественно однофазную, коммутируемую по индивидуальному режиму нагрузку, устройства КРМ применяются еще недостаточно.

Ранее было принято считать, что из-за относительно коротких фидеров городских низковольтных распределительных сетей, небольшой присоединенной мощности и рассредоточения нагрузок, проблемы КРМ для них не существует.

Если принять во внимание, что за последнее десятилетие расход электроэнергии на 1 м^2 жилищного сектора увеличился втрое, средняя статистическая мощность силовых трансформаторов городских муниципальных сетей достигла 325 кВА, а зона использования трансформаторной мощности сместилась в сторону увеличения и находится в пределах 250...400 кВА [16], то это утверждение вызывает сомнение.

Обработка графиков нагрузки, снятых на вводе многоквартирного жилого дома, показала: в течение суток среднее значения коэффициента мощности ($\cos\phi$) менялось от 0,88 до 0,97, а пофазные - от 0,84 до 0,99. Соответственно суммарное потребление реактивной мощности колебалось в пределах 9...14 квар, а пофазное от 1 до 6 квар.

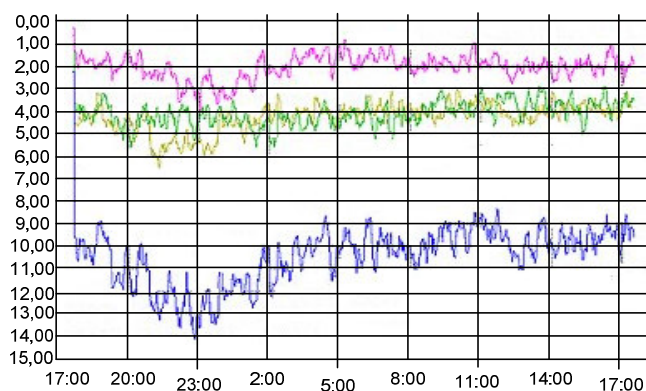


Рисунок 7 - График суточного потребления РМ на вводе многоквартирного жилого дома

Таким образом, учитывая высокую плотность коммунально-бытовой нагрузки, постоянное наличие в перетоках мощности СЭС реактивной составляющей, приводит к значительным потерям электроэнергии в распределительных сетях

крупных городов и необходимости их возмещения за счет дополнительных источников генерации.

Сложность решения данного вопроса во многом связана с неравномерным потреблением РМ по отдельным фазам, затрудняющая применение традиционных для промышленных сетей установок КРМ на базе трехфазных батарей конденсаторов, управляемых регулятором, установленным в одной из фаз компенсируемой сети.

Для повышения резерва мощности городских СЭС представляет интерес опыт наших зарубежных коллег. В частности наработки дистрибьюторской электроэнергетической компании Edeinor S.A.A. (Перу) (она входит в специализирующуюся на генерации, передаче и распределении электроэнергии в ряде южноамериканских стран группу Endesa (Испания)), по КРМ в низковольтных распределительных сетях на минимальном удалении от потребителей [17]. По заказу Edeinor S.A.A., один из крупнейших производителей низковольтных косинусных конденсаторов - компания EPCOS AG выпустила серию однофазных конденсаторов HomeCap адаптированных для КРМ мелких коммунально-бытовых нагрузок.

Номинальная емкость конденсаторов HomeCap варьируется от 5 до 33 мкФ, что позволяет компенсировать индуктивную составляющую РМ от 0,25 до 1,66 квар (при напряжении сети 50 Гц в диапазоне 127...380 В).



Рисунок 8—Конденсатор серии HomeCap

В качестве диэлектрика используется усиленная полипропиленовая пленка, электроды выполнены металлическим напылением. Намотка секции -

стандартная круглая, внутренний объем заполнен нетоксичным полиуретановым компаундом. Как и все косинусные конденсаторы компании EPCOS AG, конденсаторы серии HomeCap обладают свойством "самовосстановления" при локальном пробое обкладок.

Цилиндрический алюминиевый корпус конденсаторов изолирован с помощью термоусадочной поливиниловой трубки, а сдвоенные ножевые выводы электродов закрыты диэлектрическим пластиковым колпаком, тем самым, обеспечивая полную безопасность при эксплуатации в бытовых условиях, подтвержденную соответствующим сертификатом стандарта UL 810 (лаборатории по технике безопасности США).

Встроенное устройство, срабатывающее при превышении избыточного давления внутри корпуса, автоматически отключает конденсатор при его перегреве или лавинном пробое секции. Диаметр конденсаторов HomeCap - $42,5 \pm 1$ мм, а высота, в зависимости от величины номинальной емкости, 70...125 мм. Вертикальное удлинение корпуса конденсатора, в случае срабатывания защиты от превышения внутреннего давления не более 13 мм.

Подключение конденсатора осуществляется двухжильным гибким кабелем сечением $1,5 \text{ мм}^2$ и длиной 300 или 500 мм. Допустимый нагрев изоляции кабеля - 105°C .

Эксплуатация конденсаторов HomeCap возможна внутри помещений при температуре окружающей среды $-25...+55^\circ\text{C}$. Отклонение номинальной емкости: $-5/+10\%$. Потери активной мощности не превышают 5-ти Вт на квар. Гарантийный срок службы до 100000 ч.

Крепление конденсаторов HomeCap к монтажной поверхности осуществляется хомутом или присоединенным к днищу болтовым (M8x10) соединением.



Рисунок 9 - Установка конденсатора HomeCap в ящике учета

На рисунке 9 показана установка конденсатора HomeCap в ящике учета. Конденсатор (в правом нижнем углу) подключен к клеммам электросчетчика. По данным Edeinor S.A.A., установка конденсаторов HomeCap суммарной мощностью 37 000 квар в 114 000 домовладений района Инфантас северной части Лимы, повысила средневзвешенный коэффициент мощности распределительной сети с 0,84 до 0,93, что позволило ежегодно экономить примерно 280 кВт·ч на каждый присоединенный квар РМ или всего около 19 300 МВт*ч в год. Кроме того, учитывая качественные изменения характера бытовой нагрузки (импульсные источники питания электроприборов, активные балласты энергосберегающих ламп) и влияние тяговой нагрузки, искажающих синусоидальность напряжения сети, одновременно при помощи конденсаторов HomeCap удалось снизить уровень гармонических составляющих - в среднем на 1%.



Рисунок 10 – Конденсатор серии PoleCap

Рассмотрим систему КРМ, применяемую на ВЛ низковольтных сетей г. Джайпур (штат Раджастан, Индия) энергетической компанией Jaipur Vidyut Vitran Nigam Ltd на базе конденсаторов серии PoleCap производства EPCOS AG. Проведенный мониторинг СЭС, содержащей около 1000 МВА установленной мощности 4600 трансформаторов 11/0,4 кВ единичной мощностью 25-500 кВА, показал: летняя загрузка трансформаторов составила 506 МВА (430 МВт), зимняя - 353 МВА (300 МВт); средневзвешенный $\cos\varphi$ - 0,85; полные потери - 17% от объема отпуска электроэнергии.

В ходе пилотного проекта по КРМ, в узлах присоединения к трансформаторам низковольтных нагрузок, непосредственно на опорах ВЛ-0,4 кВ было установлено 13375 конденсаторов PoleCap, суммарной РМ 70 Мвар. В том числе: 13000 конденсаторов 5 квар; 250 - 10 квар; 125 - 20 квар. В результате значение $\cos\varphi$ повысилось до 0,95, а потери снизились до 13%.

Данные конденсаторы (рисунок 10, и рисунок 11) - модификация хорошо зарекомендовавшего себя типа металлопленочных конденсаторов - одновременного увеличения площади и повышения электрической прочности контакта слоя металлизации электродов, за счет сочетания ровного и волнового среза кромок пленки, укладываемой с небольшим смещением витков. Кроме того, серия PoleCap включает ряд трехфазных конденсаторов РМ 0,5...5 квар.

Усовершенствование базовой конструкции обеспечила возможность непосредственной (без дополнительного футляра) установки конденсаторов

PoleCap на открытом воздухе, влажных или запыленных помещениях. Корпус конденсатора выполнен из 99,5%-го алюминия и заполнен инертным газом.

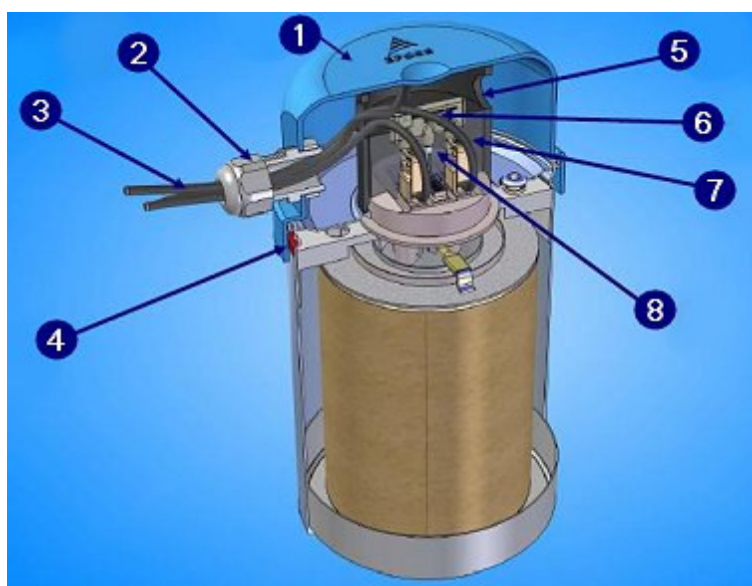


Рисунок 11 – Конструктивное исполнение конденсатора сеии PoleCap

На рисунке 11 показаны:

прочная пластиковая крышка (позиция 1);

герметичное, окруженное пластмассовым кольцом (позиция 5) и залитое эпоксидным компаундом (позиция 7), исполнение клеммной колодки (позиция 8).

Подключение конденсатора серии PoleCap производится через уплотнение кабельного ввода (позиция 2) трех одножильных 2-х метровых кабелей (позиция 3) и керамического модуля разрядных резисторов (позиция 6) производится обжатием и пайкой контактных соединений.

Для удобства визуального контроля срабатывания защиты от превышения избыточного давления на удлиненной части корпуса конденсатора появляется ярко-красная полоса (позиция 4).

Максимальный допустимый перепад температуры окружающей среды - 40...+55°C.

Следует отметить, что поскольку конденсаторы КРМ должны иметь защиту от токов короткого замыкания [2], представляется целесообразным встроить

внутри корпуса конденсаторов HomeCap и PoleCap плавкие предохранители, срабатывающие при пробое секции.

Опыт КРМ в коммунально-бытовых сетях развивающихся стран с высоким уровнем сетевых потерь, показывает, что даже простые технические решения - использование нерегулируемых батарей специальных типов косинусных конденсаторов, могут быть экономически весьма эффективны.

4.2 Установка линейных вольтодобавочных трансформаторов

Установка линейных вольтодобавочных трансформаторов обеспечивает регулирование напряжения в пределах $\pm 15\%$ и не требует столь больших затрат, по сравнению с модернизацией и реконструкцией СЭС. Монтаж и пуско-наладка не требуют длительного времени и могут производиться без отключения потребителей [20].

Принцип работы вольтодобавочный трансформатора основан на принципе автотрансформатора с общей и последовательной обмотками.

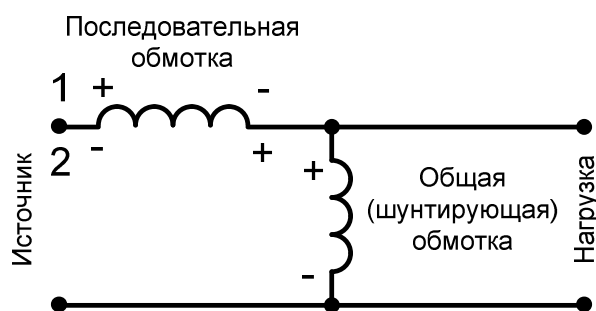


Рисунок 12 – Принцип работы ВДТ

Если полярность на обмотках совпадает, автотрансформатор работает на понижение, в противном случае, автотрансформатор повышает выходное напряжение относительно входного. Переключение полярности осуществляет реверсивный переключатель.

Регулирование осуществляется ступенчато с помощью переключателя. В процессе работы шкаф управления производит измерение напряжения со стороны нагрузки и сравнивает его с заданным напряжением. Если фактическое напряжение отличается от заданного, шкаф управления подает команду на

электропривод, который перемещает переключатель на соответствующую ступень для повышения (или понижения) напряжения. Принципиальная электрическая схема ВДТ представлена на рисунке 13.

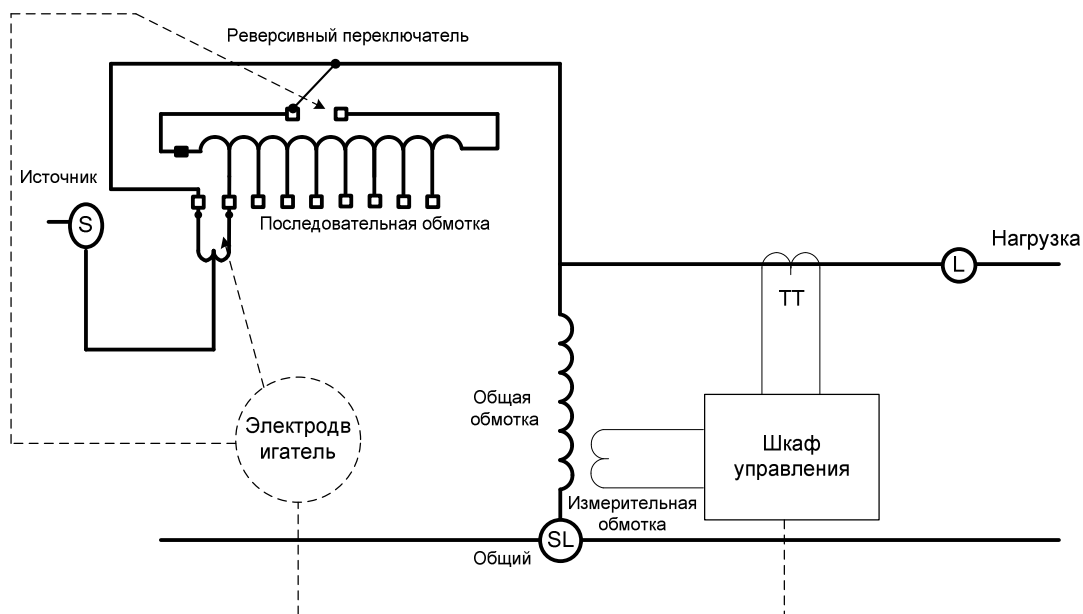


Рисунок 13 – Принципиальная электрическая схема ВДТ

В зависимости от схемы включения ВДТ осуществляют регулирование напряжения в диапазоне $\pm 10\%$ или $\pm 15\%$.

Для выбора места установки ВДТ необходимо провести расчет падения напряжения в линии и определить необходимый диапазон регулирования ($\pm 10\%$ или $\pm 15\%$). После этого рассмотреть место установки с точки зрения минимизации потерь напряжения и мощности в линии и организации подъездных путей для монтажа и обслуживания.

Установка ВДТ также предполагает монтаж обходного и последовательных разъединителей для обеспечения непрерывности электроснабжения потребителей при регламентном обслуживании оборудования.

Особенности вольтодобавочного трансформатора:

отсутствие движущихся деталей и полупроводников в силовой цепи;

повышает напряжение 0-20%;

автономное регулирование по каждой фазе – возможность компенсации несимметричности напряжения при 100% асимметрии нагрузки;

Быстродействие. Асимметрия устраняется обычно за 1 – 2 периода, напряжение повышается за 200 мс;

Простая установка (за 4 часа);

Полный установленный срок службы 30 лет;

Предусмотрена защита от перенапряжений.

На сегодняшний день ВДТ установлены на ВЛ 0,4 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго», ПО «Северные Электрические Сети» Н. Оскольский РЭС, Шебекинский РЭС. В процессе эксплуатации вольтодобавочных трансформаторов, данными организациями, было установлено, что ВДТ позволяет решить несколько задач по обеспечению качества электроснабжения [20]:

Повышение и стабилизация напряжения в сети потребителей переменного тока 0,4 и 10 кВ;

Компенсация не симметрии фазных напряжений;

Снижение уровня напряжения у потребителя при однофазных коротких замыканиях;

Увеличение тока однофазного короткого замыкания;

Снижение опасных последствий при обрыве нулевого проводника;

Позволяет электроснабжающей компании быстро реагировать на жалобы потребителей;

Снижает объем и срочность капиталовложений.

В подтверждении выше указанного пункта проведем сравнение расходов на реконструкцию воздушной линии электропередачи и установку вольтодобавочного трансформатора.

На данный момент система электроснабжения города Сковородино имеет как моральный, так и физический износ, трансформаторные подстанции перегружены, поэтому для анализа проведем замену электрооборудования участка сети от трансформаторной подстанции до электроприемника.

Вариант 1: Установка КТП более высокой мощности и замена провода на участке сети от ПС Сковородино-тяга – ТП №37–электроприемники

представлен в таблице 9.

Таблица 9 - Установка КТП более высокой мощности и замена провода на участке сети от ПС Сквородино-тяга – ТП №37 – электроприемники

№ п/п	Статья расхода	Ед. изм.	Кол-во	Цена, руб.	Сумма, руб.
1	КТП ПВ-250 проходного типа с воздушным вводом	шт.	1	405900	405900
2	Провод СИП-2 3x50+1x54 для линии 0,4 кВ	км	1	151140	151140
3	Комплект арматуры для крепления провода на линии 0,4 кВ	шт.	132	1910	252120
4	Провод СИП-3 1x95 для линии 6 кВ	км	1	85730	85730
5	Стойка СВ1 10-5 для линии 6 кВ	шт.	20	8124	162480
6	Комплект арматуры для крепления провода на линии 6 кВ	шт.	20	4150	83000
7	Замена КТП 250 кВА	шт.	1	10653	10653
8	Замена провода	км	4,692	15309	71830
9	Итого				1222853

Вариант 2: Установка вольтодобавочного трансформатора на участке сети от ПС Сквородино-тяга–ТП №37-электроприемники представлен в таблице 10.

Таблица 10 - Установка вольтодобавочного трансформатора на участке сети от ПС Сквородино-тяга – ТП №37 – электроприемники

№ п/п	Статья расхода	Ед. изм.	Кол-во	Цена, руб.	Сумма, руб.
1	Вольтодобавочный трансформатор ТВМГ 52/125-380	шт.	1	880000	880000
2	Стойка СВ95-3	шт.	1	4900	4900
3	Комплект металлоконструкций для установки ТВМГ	шт.	1	10620	10620
4	Установка ТВМГ	шт.	1	4723	4723
10	Итого				900243

Таким образом, вариант с установкой вольтодобавочного трансформатора уменьшает расходы на реконструкцию на 322610 рублей.

4.3 Установка приборов для контроля КЭ

Еще одним перспективным способом обеспечения качества электрической энергии в электрических сетях является применение приборов для контроля ПКЭ. Анализ сложившегося положения показывает, что в технической политике, направленной на обеспечение требуемого КЭ в системах

электроснабжения общего назначения, в основном преобладает административно-принудительный подход. Он, безусловно, необходим, поскольку позволяет подвести твердую правовую базу под задачу обеспечения КЭ, однако в силу административно-принудительного характера делает возможным только первый шаг в этом направлении. Использование только таких мер, как, например, поголовная сертификация СЭС по КЭ, вряд ли может быстро привести к ощутимым результатам. Во-первых, они связаны со значительными материальными затратами со стороны энергосистем. В условиях неплатежей, изношенности основного сетевого и генерирующего оборудования и т. п. энергосистемы будут всячески уклоняться от затрат на проведение сертификации и поддержания необходимого уровня КЭ, когда средства требуются на гораздо более неотложные, по мнению эксплуатационных организаций, нужды. Во-вторых, сама сертификация не дает гарантии постоянного и повсеместного обеспечения требуемого КЭ, т. к. в этой процедуре контроль КЭ проводится эпизодически и на ограниченном числе объектов всей сети. Это позволяет энергосистемам не прикладывать постоянных усилий к поддержанию КЭ на требуемом уровне.

Вместе с тем уже сейчас можно сделать значительный шаг в направлении обеспечения требуемого уровня КЭ СЭС, затрачивая при этом со стороны энергосистем незначительные средства. Речь идет о постепенном переходе к принципам экономической заинтересованности всех субъектов СЭС в обеспечении требуемого КЭ. Ключевыми здесь являются следующие моменты:

- практическое введение договорных обязательств о разделении взаимной ответственности за КЭ между поставщиками и потребителями электроэнергии;
- разработка системы мер экономического поощрения или наказания в зависимости от воздействия субъекта СЭС на КЭ в сети (например, гибкая система с учетом скидок/надбавок к тарифам на электроэнергию в зависимости от ее качества);

- разработка соответствующих технических средств измерения и налаживание их серийного, массового производства, которые позволят инструментально реализовывать принятые экономические меры;
- введение обязательной сертификации всех вновь присоединяемых и реконструируемых потребителей и электрических станций по допустимому вкладу (эмиссии) в искажения напряжения.

Предлагаемая система скидок и надбавок по существу, насколько нам известно, еще нигде не применялась. Одной из основных причин здесь является то, что в настоящее время отсутствуют приборы, которые измеряли бы показатели качества электроэнергии на достаточно длительных интервалах времени (не менее месяца) с одновременным учетом потребленной электроэнергии и определением виновника вносимых искажений. Ключевую роль в этом вопросе должно сыграть широкое применение счетчика электрической энергии, который осуществляет расчет за потребленную (отпущенную) электроэнергию в зависимости от показателей ее качества и виновника вносимых искажений. Такой счетчик должен иметь высокую точность (класс 0,5) и измерять одновременно активные и реактивные мощности (в том числе и мощности искажений) во всех квадрантах [23].

Рассмотрим возможные направления технико-экономической политики в части обеспечения КЭ в электрических сетях Сковородинской дистанции электроснабжения по тем показателям, контроль по которым необходим на сегодняшний день. К ним относятся:

- отклонение напряжения;
- коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям;
- коэффициенты искажения синусоидальности и n -й гармонической составляющей напряжения.

Для потребителей, рассчитывающихся за активную и реактивную мощность и энергию, договорами на электроснабжение должно устанавливаться безусловное обязательство энергоснабжающей организации поддерживать в

точке общего присоединения или в другой оговоренной точке контроля значения отклонения напряжения в соответствии с нормами ГОСТ 32144-2013 при обязательном условии установки у потребителя автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) и выполнения ими оговоренных графиков электропотребления и других режимных мероприятий. Для потребителей, которые только рассчитываются за активную мощность и энергию, должны устанавливаться обязательства энергоснабжающей организации по поддержанию необходимого уровня отклонения напряжения, имеющегося у потребителей собственных средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности. При этом желательно наличие АСКУЭ и у этих потребителей.

Выход отклонений напряжения за допустимые по договору пределы сопровождается для потребителя снижением стоимости электроэнергии, например, в виде скидок к тарифу. Безусловно, и эта задача может быть решена только инструментальным путем, т. е. с помощью счетчика электроэнергии, учитывающего КЭ по отклонениям напряжения.

Для этого должен быть разработан счетчик электроэнергии, который одновременно с измерением потребленной (отпущенной) энергии измеряет ПКЭ, учитывая при этом степень виновности в искажениях напряжения, и автоматически на этом основании определяет размеры скидок (надбавок) за потребленную электроэнергию. Если у потребителей, вносящих основной вклад в эти искажения (например, тяговые подстанции, металлургические комбинаты и т. д.), установить такие счетчики, то они будут вынуждены платить за электроэнергию значительно больше (в пределах 10% тарифов по каждому ПКЭ), потому что сами являются виновниками искажений. Доход электроснабжающей организации возрастет, что позволит ей компенсировать убытки, возникающие за счет исков от других потребителей вследствие плохого КЭ, а также направить дополнительные средства на мероприятия по поддержанию КЭ в сети. С другой стороны, это поставит данные предприятия-виновники перед экономической необходимостью осуществить технические

мероприятия по уменьшению вносимых искажений (фильтры высших гармоник, изменение режимов работы оборудования и т. д.). Тем самым уменьшится количество искажений в сети и, собственно, уменьшится количество претензий на КЭ со стороны других потребителей.

Обязав предприятия – виновников искажений установить такие счетчики, электроснабжающая организация создаст условия для постепенного улучшения ПКЭ.

Для создания такого счетчика, начала его серийного производства и широкого применения необходимо решить две основные задачи.

1. Техническая – создание самого счетчика.

Похожий прибор уже разработан и серийно выпускается. Это анализатор качества электрической энергии «ЭРИС-КЭ» (рисунок 8), созданный в Московском энергетическом институте. Прибор сертифицирован, измеряет ПКЭ по напряжениям и токам, рассчитывает все активные и реактивные мощности и энергии по основной гармонике, а также по всем высшим гармоникам до 40-й включительно, по нулевой и обратной последовательностям. Определяет источник искажений.



Рисунок 14 – Анализатор качества электрической энергии «ЭРИС-КЭ»

Для его доработки как счетчика электроэнергии, учитывающего показатели ее качества, необходима конструктивная переработка прибора для обеспечения существующих нормативных требований к счетчикам электроэнергии, а также доработка программного обеспечения.

2. Нормативно-правовая.

Необходимо разработать и официально утвердить:

- методику определения виновника искажений ПКЭ;
- систему тарифов в зависимости от ПКЭ потребляемой (отпускаемой) электроэнергии.

Основная подготовительная работа по этим вопросам уже выполнена в Московском энергетическом институте совместно с ОАО «Мосэнерго», ВНИИЭ, Главгосэнергонадзором и рядом других организаций. Требуется дальнейшая работа в данном направлении по ее завершению. Однако уже сейчас вполне возможна опытная эксплуатация таких счетчиков в соответствии с временными нормативами и временными руководящими указаниями, опирающимися на уже существующие нормативные документы (например, система скидок и надбавок за КЭ, методики определения допустимого расчетного и фактического вкладов в ПЭК и т. д.).

Выводы по разделу 4:

Параметры качества электроэнергии количественно описываются показателями качества электроэнергии. Электроэнергия как товар должна соответствовать определенному качеству, поэтому показатели качества электроэнергии нормируются. Для обеспечения потребителей электроэнергией нормального качества, снижения или исключения негативных последствий от низкого качества электроэнергии необходимо управлять КЭ. Под управлением КЭ понимают проведение методических, организационных и технических мероприятий, направленных на обеспечение КЭ в системах электроснабжений в пределах установленных норм и правил.

В ходе выполнения магистерского исследования было выявлено, что в сетях Сковородинской дистанции электроснабжения имеет значительное отклонение такой ПКЭ, как отклонение напряжения, которое представляет собой медленное изменение его значений относительно номинального или согласованного значения. При проведении расчета, было выяснено, что напряжение электроприемников в некоторых случаях превышает $\pm 10 \cdot U_{ном}$, что противоречит ГОСТ 32144-2013. Следовательно, необходимо провести

необходимые мероприятия и принять меры, способствующие регулированию напряжения на границе балансовой принадлежности между сетевой организацией и потребителем.

На сегодняшний день необходимо провести модернизацию электрических сетей Сковородинской дистанции электроснабжения, так как она имеет как моральный, так и физический износ, что приводит как к частым перебоям в электроснабжении, так и к искажению ПКЭ. Но данные технические мероприятия ведут к значительным финансовым и временным затратам. В магистерской диссертации предложены 3 метода регулирования ПКЭ: установка конденсаторных батарей у потребителя для снижения перетоков реактивной мощности, установка линейных вольтодобавочных трансформаторов для автоматического поддержания нормального уровня напряжения в линии, установка приборов для контроля КЭ, для финансового стимулирования как сетевые организации, так и потребителей.

Среди многочисленных факторов, оказывающих влияние на эффективность работы системы электроснабжения, одно из приоритетных мест занимает вопрос компенсации реактивной мощности. Учитывая высокую плотность коммунально-бытовой нагрузки, постоянное наличие в перетоках мощности СЭС реактивной составляющей, приводит к значительным потерям электроэнергии в распределительных сетях крупных городов и необходимости их возмещения за счет дополнительных источников генерации. Сложность решения данного вопроса во многом связана с неравномерным потреблением РМ по отдельным фазам, затрудняющая применение традиционных для промышленных сетей установок КРМ на базе трехфазных батарей конденсаторов, управляемых регулятором, установленным в одной из фаз компенсируемой сети. В магистерской диссертации было предложено применение конденсаторов HomeCap и PoleCap низковольтных распределительных сетях на минимальном удалении от потребителей. Опыт КРМ в коммунально-бытовых сетях развивающихся стран с высоким уровнем сетевых потерь, показывает, что использование батарей конденсаторов, могут

быть экономически весьма эффективны.

Установка линейных вольтодобавочных трансформаторов обеспечивает регулирования напряжения в пределах $\pm 15\%$ и не требует столь больших затрат, по сравнению с модернизацией и реконструкцией СЭС. Монтаж и пуско-наладка не требуют длительного времени и могут производиться без отключения потребителей. На сегодняшний день ВДТ установлены на ВЛ 0,4 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго», ПО «Северные Электрические Сети» Н. Оскольский РЭС, Шебекинский РЭС. В процессе эксплуатации вольтодобавочных трансформаторов, данными организациями, было установлено, что ВДТ позволяет стабилизировать напряжение в сети потребителей переменного тока 0,4 и 10 кВ, компенсировать несимметрии фазных напряжений, снизить уровень напряжения у потребителя при однофазных коротких замыканиях, снизить опасные последствия при обрыве нулевого проводника, позволяет электроснабжающей компании быстро реагировать на жалобы потребителей.

Еще одним перспективным способом обеспечения качества электрической энергии в электрических сетях является применение приборов для контроля ПКЭ, которые помимо учета электроэнергии будут измерять качество электроэнергии по напряжениям и токам, рассчитывать все активные и реактивные мощности и энергии по основной гармонике, а также по всем высшим гармоникам до 40-й включительно, по нулевой и обратной последовательностям. Определять источник искажений. В случае выхода ПКЭ за допустимые пределы по вине сетевой организации снижается стоимости электроэнергии для потребителя, например, в виде скидок к тарифу. Если же вина потребителя, то будет наблюдаться увеличение стоимости электроэнергии, в виде надбавок к тарифу. Так же необходимо введение обязательной сертификации всех вновь присоединяемых и реконструируемых потребителей и электрических станций по допустимому вкладу (эмиссии) в искажения напряжения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Электрическая энергия используется во всех сферах жизнедеятельности человека, обладает совокупностью специфических свойств и непосредственно участвует в создании других видов продукции, влияя на их качество. Каждый электроприемник предназначен для работы при определенных параметрах электрической энергии: номинальной частоте, напряжении и т.п., поэтому для нормальной его работы должно быть обеспечено требуемое качество электрической энергии. Таким образом, качество электроэнергии определяется совокупностью характеристик, при которых электроприемники могут нормально работать и выполнять заложенные в них функции. Важность проблемы повышения качества нарастала вместе с развитием и широким внедрением на производстве вентильных преобразователей и различных высокоэффективных технологических установок, таких как дуговые сталеплавильные печи, сварочные установки и др. Одной из наиболее существенных проблем электроэнергетической отрасли является несовершенство норм, регулирующих качество электроэнергии.

В магистерской диссертации была рассмотрена проблема качества электрической энергии в сетях Сковородинской дистанции электроснабжения. Проанализировав данную проблему, было выяснено, что ухудшение ПКЭ, обусловленное режимами работы системы тягового электроснабжения по коэффициенту искажения синусоидальности кривой напряжения, коэффициенту n -ой гармонической составляющей напряжения, коэффициенту несимметрии напряжений по обратной последовательности. Другой причиной, влияющей на искажение качества электроэнергии, являются конструктивные особенности трансформаторов ТДТНЖ-40000/230/27,5/11, установленных на подстанции Сковородино-тяга, имеющих напряжение на стороне НН 11 кВ, что приводит к завышению уровня напряжения потребителей электрической энергии. Еще одной причиной является

то, что на сегодняшний день система электроснабжения имеет как моральный, так и материальный износ, что приводит к завышенным потерям электрической энергии, многие линии перегужены, а нагрузка продолжает расти. Для приведения ПКЭ в соответствии ГОСТ 32144-2013 были предложены соответствующие методы и способы.

Наиболее эффективным является установка вольтодобавочных трансформаторов, которые повышают напряжение до 224-227 В, устраняют перекос напряжений по фазам, при несимметричной изменяющейся нагрузке поддерживают стабильное напряжение на выходе, имеют конструкцию, удобную для монтажа. Установка бустеров позволит на порядок увеличить скорость и результативность реагирования на жалобы потребителей. ВДТ целесообразно применять как временное оперативное решение проблемы низкого напряжения на ВЛ 0,4 кВ большой протяженности (более 1 км), если привычные меры, такие как перераспределение нагрузки по фазам не дали результат, а разукрупнение ВЛ связано с крупными материальными затратами и не может быть выполнено в быстрые сроки. Вольтодобавочные трансформаторы целесообразно применять как окончательное решение проблемы низкого напряжения на ВЛ 0,4 кВ большой протяженности при отсутствии возможности разукрупнения ВЛ, в стесненных условиях, где нет возможности подвода сети 10 (6) кВ, нет возможности установить дополнительную КТП, или затраты на разукрупнение ВЛ 0,4 кВ в несколько раз превышают стоимость бустера и его установки.

Вторым по эффективности является установка конденсаторных батарей у потребителя для снижения перетоков реактивной мощности. В настоящее время низковольтные конденсаторные устройства в сетях 0,4 кВ устанавливаются только промышленные предприятия. Считается, что из-за относительно коротких фидеров и небольшой присоединенной мощности компенсация реактивной мощности и фильтрация высших гармоник в сетях 0,4 кВ экономически невыгодны. Интенсивный рост потребления электроэнергии в жилищном секторе и значительная несимметрия однофазных потребителей

приводит к резкому уменьшению качества электрической энергии непосредственно у потребителей. В связи с этим за последние годы резко выросло число потребителей электроэнергии жилищного сектора, понесших экономический ущерб, вследствие поставки электрической энергии, не соответствующей нормам качества. Встает вопрос о необходимости повышения качества электрической энергии у коммунально-бытовых потребителей, что эффективнее всего сделать, установив конденсаторные устройства. В магистерской диссертации рассматривается применение батарей конденсаторов в сетях напряжением 0,4/10 кВ серий HomeCap и PoleCap. Опыт КРМ в коммунально-бытовых сетях развивающихся стран с высоким уровнем сетевых потерь, показывает, что использование батарей конденсаторов, могут быть экономически весьма эффективны.

Еще одним перспективным способом обеспечения качества электрической энергии в электрических сетях является применение приборов для контроля ПКЭ, которые помимо учета электроэнергии будут измерять качество электроэнергии по напряжениям и токам, рассчитывать все активные и реактивные мощности и энергии по основной гармонике, а также по всем высшим гармоникам до 40-й включительно, по нулевой и обратной последовательностям. Определять источник искажений. В случае выхода ПКЭ за допустимые пределы по вине сетевой организации снижается стоимости электроэнергии для потребителя, например, в виде скидок к тарифу. Если же вина потребителя, то будет наблюдаться увеличение стоимости электроэнергии, в виде надбавок к тарифу. Так же необходимо введение обязательной сертификации всех вновь присоединяемых и реконструируемых потребителей и электрических станций по допустимому вкладу (эмиссии) в искажения напряжения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов: Методические указания к курсовому проектированию / сост.: Ю.В. Мясоедов – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. -100 с.
- Правила электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.
- Савина, Н.В. Качество электроэнергии: учебное пособие / Н.В. Савина.- Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 182 с.
- ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Москва: Стандартинформ, 2014. – 16 с.
- Цапенко, А.В. Системы мониторинга качества электрической энергии. Проблемы и пути контроля и управления качеством электрической энергии. Проблемы и пути контроля и управления качеством электрической энергии в электроэнергетике / А.В. Цапенко, В.А. Тухас // Электронный журнал «Энеросовет». – 2007. – №2. – С. 1 – 2.
- Дубицкий, М.А. Качество электрической энергии / М.А. Дубицкий, Е.А. Сухарева // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2015. – №4. С. 152 – 157.
- Железко, Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко. - М.: ЭНАС, 2009. - 456 с.
- Журовский, А. М. Гармоники в электрических сетях: задачи и решения / А. М. Журовский, Е. В. Иванова, А. А. Сидоренко ; под ред. А. А. Руппель. — Омск : ОИВТ (филиал) ФБОУ ВПО НГАВТ, 2009. — 119 с.
- Сапронов, А. А. Некачественная электроэнергия - дополнительная составляющая коммерческих потерь энергопредприятия. Современные энергетические системы и комплексы и управление ими: сборник докладов /

- А.А. Сапронов. - Новочеркасск, 2006. - С. 123.
- Соколова, В. Н. Качество электрической энергии: проблемы оценки и сертификация: монография / В.Н. Соколова. - Йошкар-Ола: Поволжский государственный технологический университет, 2014. - 256 с.
- Управление качеством электроэнергии / И. И. Карташев, В. Н. Тульский, Р. Г. Шамонов и др.; под ред. Ю. В. Шарова. - М. : Издательский дом МЭИ, 2006. - 354 с.
- Савина Н.В. Качество электроэнергии: Методические указания для самостоятельной работы студентов / Н.В. Савина. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 45 с.
- Мышковец Е.М. Анализ обобщенных характеристик электрических сетей 0,38 – 10 кВ РЭС // Наука– образованию, производству, экономике: материалы 12-й науч.-техн.конф. / БНТУ. – Мн.: БНТУ, 2014 – Т. 1 – С.70 – 71.
- Опыт расчетов режимов и потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 0,38 – 10 кВ РУП «Гомельэнерго» / М.И. Фурсанов, А.А. Золотой, В.В. Макаревич // Наука-образованию, производству, экономике: материалы 11-й междун. науч. конф. /БНТУ. – Мн.: БНТУ, – 2013 – Т. 1 – С. 11 – 12.
- Савин К.Н., Попова Г.Л., Сыщиков В.А. Управление качеством электроэнергии через стандарт ISO 50001 // Фундаментальные исследования. – 2012. – № 9-2. – С. 410-413.
- Овчинников А., Потери электроэнергии в распределительных сетях 0,4...6(10) кВ // Новости Электротехники. – 2003. – № 1(19) – С.250-267.
- Коррекция коэффициента мощности в электросетях Перу // КОМПОНЕНТЫ ЕРСOS №1. – 2006. – С. 4.
- Тихонова, С.А. Проблема качества электрической энергии в электрических сетях города Сковородино Амурской области / С.А. Тихонова // Современные проблемы науки: сб. статей. – Благовещенск, 2017. – С. 140-142.
- Перинский, Т.В. Увеличение пропускной способности ВЛ 6-10 кВ / Т.В. Перинский // Линии электропередачи 2008: проектирование, строительство,

опыт эксплуатации и научно-технический прогресс: сб. статей. – Новосибирск, 2008. – С. 226-228.

Рыбников, Д.А. Применение вольтодобавочных трансформаторов в распределительных сетях 0,4 кВ ОАО «МРСК Центра» / Д.А. Перинский // ЭНЭОГОЭКСПЕРТ. 2011. - № 3. – С. 42-45.

Сташков, И.А. Многофункциональные фильтрокомпенсирующие устройства для повышения качества электроэнергии в электроэнергетических системах с тяговой нагрузкой / И.А. Сташков: дис. на соискание ученой степени кандидата технических наук / И.А. Сташков ;КрИЖТИрГУПС, 2016. – 144 с.

Закарюкин, В.П. Качество электроэнергии в линиях электропередачи «два провода – рельс» / В.П. Закарюкин, А.В. Крюков // Электрофикация транспорта. 2014. - №7. С. 84-91.

Ларин, А.Н. Контроль показателей качества электрической энергии на электрофицированных железных дорогах переменного тока / А.Н. Ларин // Омский государственный вестник: сб. статей – Омск, 2006. – С. 92-94.

Крюков А.В., Энергосбережение: технологии, приборы, оборудование: сб. научн. трудов / под ред. А.В. Крюкова. – Иркутск: ИрГУПС, 2009. – 132 с.

Волков,В. М. Электроснабжение промышленных предприятий [Текст]: метод. указания к курс. и дипл. проектированию / ; АГТУ. - Архангельск: Изд-во АГТУ, 20с.

Теория электрической тяги: учеб, для вузов ж.-д. трансп. / В. Е. Розен- фельд, И. П. Исаев, Н. Н. Сидоров, М. И. Озеров; под ред. И. П. Исаева. - М.: Транспорт, 1995. - 297 с.

Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению; Форум - Москва, 2011. - 136 с.

Юндин М. А., Королев А. М. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению сельского хозяйства; Лань - Москва, 2011. - 320 с.

Блок В.М. Электрические сети и системы: Учеб. пособие для электроэнергет. спец. учебных заведений. - М.: Высш. шк., 2010. -430 с.

- Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учеб. пособие. - М.: Университетская книга; Логос, 2006. - 254 с.
- Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. - 3-е изд., перераб. и доп. -М.: ЭНАС, 2012. - 392 с.
- Веников В.А. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах/ В.А. Веников, В.И. Идельчик, М.С. Лисеев. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 216 с.
- Железко Ю. С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии: М.: Энергоатомиздат, 1986.
- Савина Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах/ Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко. - Благовещенск: Издательство АмГУ, 1999. - 238 с.
- Астафьев, В.Е. Экономика электрического производства, М, "Высшая школа", 2009. - 126с.
- Жуков, В.В. Главный энергетик / В.В. Жуков // Проблемы энергохозяйства, 2010. - №2 - С. 23-27.
- Железко Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. - М.: НУ ЭНАС, 2002. - 280с.
- Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 176с.
- Воротницкий В.Э., Заслонов С.В., Калинкина М.А. Программа расчета технических потерь мощности и электроэнергии в распределительных сетях 6 - 10 кВ. - Электрические станции, 1999, №8, с.38-42.
- Железко Ю.С. Принципы нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях и программное обеспечение расчетов. - Электрические станции, 2001, №9, с.33-38.
- Галанов В.П., Галанов В.В. Влияние качества электроэнергии на уровень ее потерь в сетях. - Электрические станции, 2001, №5, с.54-63.
- Овчинников А. Потери электроэнергии в распределительных сетях 0,38 - 6 (10) кВ. - Новости ЭлектроТехники, 2003, №1, с.15-17.

Conservation voltage reduction: estimating methodology for large regional application. De Steese J.G., Kennedy B.W., Merrick S.B. // Proc. Amer. Power Conf., Vol. 54, Pt. 1, 54th Annu. Meet. Amer. Power Conf., Chicago, 1992.- С.625-632.

Rural power quality / Kaval D.O. et al // IEEE. Trans Ind. Application. 1992. №4.- С.761-766.

Янукович, Г.И. О характере коммунально-бытовых нагрузок в сельских населенных пунктах Белоруссии / Г.И. Янукович // Энергетика. Изв. вузов. - 1989.- №5. -С. 5-7.

Шишкин, С.А. Повышение эффективности энергоснабжения в электросетях предприятий АПК при компенсации реактивной мощности: автореф. диссертации на соискание ученой степени канд.техн.наук / С.А. Шишкин; МГАУ.-Москва, 2004.- 18 с.

Хлебников, В.К. Методика расчета потерь электроэнергии в сети 0,38 кВ по измерениям напряжений и токов с учетом схемно-технической информации / В.К.Хлебников, Д.Э.Подгорный // Изв.вузов.Электромеханика. 2004. - №6.1. С.28-31.

Фещенко, П.П. Модель сельской электрической сети для количественного анализа электроснабжения потребителей / П.П. Фещенко // Энергетика и электрификация. 1990. - №2. - С. 20-24.

Савенко, А.В. Влияние качества электрической энергии на ее учет в сельских электрических сетях: автореф. диссертации на соискание ученой степени канд.техн.наук / А.В. Савенко; КубГАУ,- Краснодар, 1999. 26 с.

Николаенко В.Г. Коррекция режимов систем электроснабжения с несимметричными элементами: автореф. диссертации на соискание ученой степени канд.техн.наук / В.Г. Николаенко; КПИ. Киев, 1984. - 16 с.

Методические указания по управлению качеством напряжения в сельских распределительных сетях 0,38-10 кВ в реальном масштабе времени./ М: ВИ-ЭСХ, 1991.-26 с.

Киселев, В.В. Влияние несинусоидальности напряжения тока на показания электронных счетчиков электроэнергии / В.В. Киселев, И.С. Пономоренко // Промышленная энергетика. 2004. - №2.- С. 40-45

Железко, Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю.С. Железко. М.: Энергоатомиздат, 1980.

Управление качеством электроэнергии/ Карташев И.И., Тульский В.Н., Шамонов Р.Г. и др.; под ред. Шарова Ю.В. М.: Издательский дом МЭИ, 2006.

CIREN, Vienna 21-24 May 2007, 19th International Conference on Electricity Distribution. Paper 0263. Roman Targosz (European Copper Institute Poland), Jonathan Manson (JEL Consulting - United Kingdom).

Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. 5-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 2004.

Старцев А.П. Опыт повышения качества электроэнергии в ОАО «Пермэнерго». Промышленная энергетика, 2007, № 1.

Карташев И.И., Пономаренко И.С. Тульский В.Н., Шамонов Р.Г., Масленников Г.К., Васильев В.В. Качество электрической энергии в муниципальных сетях Московской области. Промышленная энергетика, 2002, № 8.

Шидловский А.К., Жаркин А.Ф. Высшие гармоники в низковольтных электрических сетях. Издательство: Наукова думка, Киев, 2005.

Основные принципы построения системы контроля, анализа и управления качеством электроэнергии. Горюнов И.Т, Мозгалев В.С., Дубинский Е.В., Богданов В.А., Карташев И.И., Пономаренко И.С. Электрические станции, 1998, № 12.

Карташев И.И., Подольский Д.С. Системный подход к управлению качеством электрической энергии. Электричество, № 5, 2009.

International standart. Electromagnetic compatibility-testing and measurement techniques-power quality measurement methods. Reference number CE1ЯЕС 61000-4-30:2003.

EN 50160, Voltage characteristic of electricity supplied by public distribution systems, 1999.

Power quality monitoring in the Romanian high voltage grid. Doina Ilisiu. 9th International conference. Electrical Power quality and utilization. Barcelona, 9-11 october 2007.

Управление качеством / В.П. Мельников, В.П. Смоленцев, А.Г. Схиртладзе; Под ред. В.П. Мельникова. М.: Издательский центр «Академия», 2005.

Соколов В.С., Созыкин А.А., Коровкин Р.В., Шейко П.А., Левиков В.В., Дидик Ю.И. Актуальные вопросы мониторинга качества электроэнергии. Технологии электромагнитной совместимости, № 1, 2002.

Суднова В.В., Пригода В.П., Хакимов Р.Р. Принципы построения АИИС мониторинга ПКЭ и управления качеством электроэнергии. Промышленная энергетика, 2007, № 3.

Карташев И.И., Тульский В.Н., Подольский Д.С. Современные задачи управления качеством электроэнергии. Энергоаудит №3, 2007 год.

А. Машкин, А. Якимов, В. Машкин. Ответственность за снижение качества электроэнергии. Обзор арбитражной практики. Новости электротехники, № 6, 2008.

Железко Ю.С. Требования к отклонениям напряжения в точках присоединения потребителей к электрическим сетям общего назначения. Промышленная энергетика, №10, 2001.

Железко Ю.С. Новые нормативные документы, определяющие взаимоотношения сетевых организаций и покупателей электроэнергии в части условий потребления реактивной мощности. Промышленная энергетика, 2008, № 8.

Куренный Э.Г., Лютый А.П. Оценка несинусоидальности напряжения при анализе качества электроэнергии. Электричество, № 8, 2005.

Гамм А.З., Голуб И.И., Ткачев А.А. Локализация контрольных точек для измерения показателей качества электрической энергии. Электричество, № 10, 2000.

Кучумов Л.А., Кузнецов А.А., Сапунов М.В. Вопросы измерения параметров электрических режимов и гармонических спектров в сетях с резкопеременной и нелинейной нагрузками. Промышленная энергетика, 2005, №3.

S. Pispiris, J. Widmer, C. Stanescu. Power quality monitoring system at the interface between transmission and distribution grids, Paris, GIGRE, 2008.

Mohamed A. El-Hadidy, Dalai H. Moustafa, Hassan G.Nigm. Sole signature for power quality disturbances using wavelet transform in large scale monitoring system, Paris, GIGRE, 2008.

Power quality in electrical Systems. Alexander Kusko, Marc T. Thompson, The McGraw-Hill Companies, Inc, 2007.

Карташев И.И., Подольский Д.С. Методика оптимального выбора мест установки средств измерений при мониторинге качества электроэнергии. Вестник МЭИ (ТУ), № 2, 2009.

Review of methods for measurements and evaluation of the harmonic emission level from an individual distorting load. CIGRE 36.06/CIREN 2 Joint WG CC02 (Voltage Quality), January 1999.

Шамонов Р.Г. Разработка методики оценки влияния качества электроэнергии на потери мощности и энергии в электрических сетях. Диссертация к.т.н. М., МЭИ, 2003.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Напряжение на вводе Т1 10 кВ ПС Сквородино-тяги на 13.11.2017 год

Таблица А.1 - Напряжение на вводе Т1 10 кВ ПС Сквородино-тяги на 13.11.2017 год

№	Время	Напряжение фазы А, В	Напряжение фазы С, В
1	0:01	11678,389	11540,996
2	0:31	11629,174	10822,760
3	1:01	11770,155	11395,401
4	1:31	11437,952	11923,953
5	2:01	11828,599	11560,477
6	2:38	11773,744	11643,016
7	3:01	11602,003	11972,656
8	3:31	11502,547	11683,516
9	4:01	11741,959	11584,060
10	4:31	11620,459	11596,876
11	5:01	11697,358	11654,294
12	5:31	11707,611	11750,162
13	6:01	11587,136	11928,567
14	6:31	11850,130	11596,364
15	7:01	11693,256	11928,055
16	7:31	11617,895	11861,409
17	8:01	11724,016	11827,573
18	8:31	11586,623	11807,580
19	9:01	11723,503	11737,858
20	9:31	11959,327	11364,641
21	10:01	11692,231	11415,395
22	10:31	11761,953	11384,635
23	11:01	11123,691	11918,314
24	11:31	11784,510	11338,496
25	12:01	11278,002	11238,015
26	12:31	11224,173	11629,687
27	13:01	11713,763	11353,876
28	13:31	11534,845	11414,882
29	14:01	11361,565	11722,991
30	14:31	11240,065	11064,735
31	15:01	11790,662	11397,452
32	15:31	11700,946	11711,199
33	16:01	11747,086	11802,966
34	16:31	11498,446	11788,099
35	17:01	11673,263	11735,295
36	17:31	11877,814	11456,920
37	18:08	11615,332	11821,934
38	18:31	11912,675	11090,369
39	19:01	11377,971	11948,048
40	19:30	11236,989	11477,939
41	20:01	11716,326	10783,798
42	20:31	11468,199	11309,274
43	21:01	11238,527	11522,541
44	21:31	11321,578	11951,637
45	22:01	11047,305	11096,520
46	22:31	11232,375	11877,301
47	23:01	10790,463	11450,256
48	23:31	11143,173	11297,483

Приложение Б

Отклонение напряжения в расчетных точках сети

Таблица Б.1 – Отклонение напряжения в расчетных точках сети

$\Delta U_{цп\max},\%$	$\Delta U_{цп\min},\%$	$\Delta U_{кл1},\%$	$\Delta U_{кл2},\%$	$\Delta U_{тр},\%$	$\Delta U_{кл3},\%$	$\Delta U_{эп\max},\%$	$\Delta U_{эп\min},\%$
1	2	3	4	5	6	7	8
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	2,71	-3,16	-14,86
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,14	-0,59	-12,29
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,15	-0,60	-12,30
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,15	-0,60	-12,30
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,16	-0,61	-12,31
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,15	-0,60	-12,30
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,11	-0,56	-12,26
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,13	-0,58	-12,28
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,14	-0,59	-12,29
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,14	-0,59	-12,29
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,08	-0,53	-12,23
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,08	-0,53	-12,23
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,09	-0,54	-12,24
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,10	-0,55	-12,25
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,11	-0,56	-12,26
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,12	-0,57	-12,27
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,13	-0,58	-12,28
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,14	-0,59	-12,29
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,15	-0,60	-12,30
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,15	-0,60	-12,30
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,14	-0,59	-12,29
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,13	-0,58	-12,28
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,12	-0,57	-12,27
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,11	-0,56	-12,26
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,10	-0,55	-12,25
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,09	-0,54	-12,24
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,08	-0,53	-12,23
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,07	-0,52	-12,22
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,03	-0,48	-12,18
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,03	-0,48	-12,18
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,04	-0,49	-12,19
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,05	-0,50	-12,20
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,05	-0,50	-12,20
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,05	-0,50	-12,20
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,06	-0,51	-12,21
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,06	-0,51	-12,21
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,07	-0,52	-12,22
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,07	-0,52	-12,22
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,07	-0,52	-12,22
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,08	-0,53	-12,23
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,08	-0,53	-12,23

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4	5	6	7	8
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,09	-0,54	-12,24
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,09	-0,54	-12,24
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	2,18	-2,63	-14,33
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	2,45	-2,90	-14,60
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	2,83	-3,28	-14,98
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,12	-0,57	-12,27
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,01	-0,46	-12,16
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,12	-0,57	-12,27
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,06	-0,51	-12,21
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	5,70	-6,15	-17,85
19,60	7,90	14,85	3,02	2,18	0,20	-0,65	-12,35
19,60	7,90	14,85	0,65	2,6	3,56	-2,06	-13,76
19,60	7,90	14,85	1,8	2,87	2,70	-2,62	-14,32
19,60	7,90	14,85	1,8	2,87	4,79	-4,71	-16,41
19,60	7,90	14,85	1,8	2,87	1,98	-1,90	-13,60
19,60	7,90	14,85	1,8	2,87	0,50	-0,42	-12,12
19,60	7,90	14,85	1,8	2,87	0,07	0,01	-11,69
19,60	7,90	14,85	1,8	2,87	0,18	-0,10	-11,80
19,60	7,90	14,85	1,8	2,87	0,05	0,03	-11,67
19,60	7,90	14,85	1,8	2,87	0,21	-0,13	-11,83
19,60	7,90	14,85	1,8	2,87	0,32	-0,24	-11,94
19,60	7,90	14,85	1,8	2,87	0,06	0,02	-11,68
19,60	7,90	14,85	1,8	2,87	0,05	0,03	-11,67
19,60	7,90	14,85	1,8	2,87	0,08	0,00	-11,70
19,60	7,90	14,85	1,8	2,87	0,12	-0,04	-11,74
19,60	7,90	14,85	1,8	2,87	0,04	0,04	-11,66
19,60	7,90	14,85	1,8	2,87	0,11	-0,03	-11,73
19,60	7,90	23,25	1,99	1,93	3,06	-10,63	-22,33
19,60	7,90	23,25	1,99	1,93	3,50	-11,07	-22,77
19,60	7,90	23,25	1,99	1,93	3,12	-10,69	-22,39
19,60	7,90	23,25	1,99	1,93	2,89	-10,46	-22,16
19,60	7,90	23,25	1,99	1,93	2,74	-10,31	-22,01
19,60	7,90	23,25	1,99	1,93	2,59	-10,16	-21,86
19,60	7,90	23,25	1,99	1,93	4,08	-11,65	-23,35
19,60	7,90	23,25	1,99	1,93	0,23	-7,80	-19,50
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,12	17,69	5,99
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,09	17,72	6,02
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,08	17,73	6,03
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,09	17,72	6,02
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,11	17,70	6,00
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,12	17,69	5,99
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,14	17,67	5,97
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,16	17,65	5,95
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,17	17,64	5,94
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,19	17,62	5,92
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,20	17,61	5,91

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4	5	6	7	8
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,22	17,59	5,89
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,24	17,57	5,87
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,26	17,55	5,85
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,28	17,53	5,83
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,29	17,52	5,82
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,30	17,51	5,81
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,32	17,49	5,79
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,34	17,47	5,77
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,36	17,45	5,75
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,37	17,44	5,74
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,29	17,52	5,82
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,28	17,53	5,83
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,26	17,55	5,85
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,26	17,55	5,85
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,25	17,56	5,86
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,24	17,57	5,87
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,21	17,60	5,90
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,22	17,59	5,89
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,23	17,58	5,88
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,24	17,57	5,87
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,25	17,56	5,86
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,26	17,55	5,85
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,12	17,69	5,99
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,15	17,66	5,96
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,16	17,65	5,95
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,17	17,64	5,94
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,19	17,62	5,92
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,20	17,61	5,91
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,21	17,60	5,90
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,39	17,42	5,72
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,39	17,42	5,72
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,37	17,44	5,74
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,35	17,46	5,76
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,34	17,47	5,77
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,31	17,50	5,80
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,18	17,63	5,93
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,16	17,65	5,95
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,15	17,66	5,96
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,14	17,67	5,97
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,13	17,68	5,98
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,13	17,68	5,98
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,12	17,69	5,99
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,08	17,73	6,03
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,08	17,73	6,03
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,10	17,71	6,01
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,10	17,71	6,01

1	2	3	4	5	6	7	8
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,11	17,70	6,00
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,12	17,69	5,99
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,15	17,66	5,96
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,16	17,65	5,95
19,60	7,90	0,73	-	1,06	0,17	17,64	5,94
19,60	7,90	14,85	0,81	0,73	6,27	-3,06	-14,76
19,60	7,90	14,85	0,81	0,73	1,61	1,60	-10,10
19,60	7,90	14,85	0,81	0,73	1,83	1,38	-10,32
19,60	7,90	14,85	0,81	0,73	1,47	1,74	-9,96
19,60	7,90	14,85	0,81	0,73	0,03	3,18	-8,52
19,60	7,90	14,85	0,81	0,73	0,10	3,11	-8,59
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	3,08	9,11	-2,59
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,12	12,07	0,37
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,12	12,07	0,37
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,12	12,07	0,37
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,11	12,08	0,38
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,11	12,08	0,38
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,11	12,08	0,38
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,11	12,08	0,38
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,10	12,09	0,39
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,10	12,09	0,39
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,10	12,09	0,39
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,09	12,10	0,40
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,09	12,10	0,40
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,07	12,12	0,42
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,08	12,11	0,41
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,08	12,11	0,41
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,09	12,10	0,40
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,10	12,09	0,39
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,31	11,88	0,18
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,33	11,86	0,16
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,33	11,86	0,16
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,34	11,85	0,15
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,34	11,85	0,15
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,35	11,84	0,14
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,36	11,83	0,13
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,37	11,82	0,12
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,38	11,81	0,11
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,38	11,81	0,11
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,39	11,80	0,10
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,41	11,78	0,08
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,41	11,78	0,08
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,42	11,77	0,07
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,42	11,77	0,07
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,43	11,76	0,06
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,44	11,75	0,05

1	2	3	4	5	6	7	8
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,45	11,74	0,04
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,46	11,73	0,03
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,10	12,09	0,39
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,09	12,10	0,40
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,10	12,09	0,39
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,10	12,09	0,39
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,11	12,08	0,38
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,11	12,08	0,38
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,12	12,07	0,37
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,13	12,06	0,36
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,13	12,06	0,36
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,14	12,05	0,35
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,14	12,05	0,35
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,15	12,04	0,34
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,09	12,10	0,40
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,08	12,11	0,41
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,08	12,11	0,41
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,07	12,12	0,42
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,07	12,12	0,42
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,07	12,12	0,42
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,06	12,13	0,43
19,60	7,90	5,7	0,64	1,07	0,06	12,13	0,43
19,60	7,90	14,85	0,91	0,01	0,73	3,10	-8,60
19,60	7,90	14,85	1,11	0,24	4,46	-1,06	-12,76
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	1,00	9,81	-1,89
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,75	10,06	-1,64
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,08	10,73	-0,97
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,10	10,71	-0,99
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,11	10,70	-1,00
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,13	10,68	-1,02
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,13	10,68	-1,02
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,15	10,66	-1,04
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,16	10,65	-1,05
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,16	10,65	-1,05
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,18	10,63	-1,07
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,45	10,36	-1,34
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,46	10,35	-1,35
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,48	10,33	-1,37
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,49	10,32	-1,38
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,49	10,32	-1,38
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,51	10,30	-1,40
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,52	10,29	-1,41
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,50	10,31	-1,39
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,48	10,33	-1,37
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,45	10,36	-1,34
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,43	10,38	-1,32

1	2	3	4	5	6	7	8
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,06	10,75	-0,95
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,08	10,73	-0,97
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,09	10,72	-0,98
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,10	10,71	-0,99
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,12	10,69	-1,01
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,13	10,68	-1,02
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,15	10,66	-1,04
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,16	10,65	-1,05
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,18	10,63	-1,07
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,19	10,62	-1,08
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,20	10,61	-1,09
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,22	10,59	-1,11
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,23	10,58	-1,12
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,24	10,57	-1,13
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,25	10,56	-1,14
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,26	10,55	-1,15
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,27	10,54	-1,16
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,28	10,53	-1,17
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,29	10,52	-1,18
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,30	10,51	-1,19
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,32	10,49	-1,21
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,33	10,48	-1,22
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,34	10,47	-1,23
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,35	10,46	-1,24
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,36	10,45	-1,25
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,37	10,44	-1,26
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,38	10,43	-1,27
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,40	10,41	-1,29
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,40	10,41	-1,29
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,72	10,09	-1,61
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,72	10,09	-1,61
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,71	10,10	-1,60
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,68	10,13	-1,57
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,66	10,15	-1,55
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,64	10,17	-1,53
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,63	10,18	-1,52
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,61	10,20	-1,50
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,60	10,21	-1,49
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,58	10,23	-1,47
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,56	10,25	-1,45
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,54	10,27	-1,43
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,52	10,29	-1,41
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,50	10,31	-1,39
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,49	10,32	-1,38
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,48	10,33	-1,37
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,42	10,39	-1,31

1	2	3	4	5	6	7	8
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,37	10,44	-1,26
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,07	10,74	-0,96
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,06	10,75	-0,95
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,06	10,75	-0,95
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,05	10,76	-0,94
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,04	10,77	-0,93
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,03	10,78	-0,92
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,05	10,76	-0,94
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,06	10,75	-0,95
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,06	10,75	-0,95
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,07	10,74	-0,96
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,07	10,74	-0,96
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,08	10,73	-0,97
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,09	10,72	-0,98
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,10	10,71	-0,99
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,11	10,70	-1,00
19,60	7,90	5,7	1,38	1,71	0,12	10,69	-1,01
19,60	7,90	14,85	0,89	0,54	3,26	0,06	-11,64
19,60	7,90	14,85	0,89	0,54	0,76	2,56	-9,14
19,60	7,90	14,85	0,89	0,54	0,30	3,02	-8,68
19,60	7,90	14,85	0,89	0,54	0,08	3,24	-8,46
19,60	7,90	14,85	0,89	0,54	0,07	3,25	-8,45
19,60	7,90	14,85	0,89	0,54	0,08	3,24	-8,46
19,60	7,90	14,85	0,89	0,54	0,08	3,24	-8,46
19,60	7,90	14,85	0,89	0,54	0,09	3,23	-8,47
19,60	7,90	14,85	0,89	0,54	0,10	3,22	-8,48
19,60	7,90	14,85	0,89	0,54	0,10	3,22	-8,48
19,60	7,90	14,85	0,89	0,54	0,16	3,16	-8,54
19,60	7,90	14,85	0,89	0,54	0,18	3,14	-8,56
19,60	7,90	14,85	0,89	0,54	0,20	3,12	-8,58
19,60	7,90	14,85	0,89	0,54	0,21	3,11	-8,59
19,60	7,90	14,85	0,89	0,54	0,22	3,10	-8,60
19,60	7,90	14,85	0,89	0,54	0,25	3,07	-8,63
19,60	7,90	14,85	0,89	0,54	0,26	3,06	-8,64
19,60	7,90	14,85	0,89	0,54	0,35	2,97	-8,73
19,60	7,90	14,85	0,89	0,54	0,36	2,96	-8,74
19,60	7,90	14,85	0,89	0,54	0,37	2,95	-8,75
19,60	7,90	14,85	0,89	0,54	0,38	2,94	-8,76
19,60	7,90	14,85	0,89	0,54	0,38	2,94	-8,76
19,60	7,90	14,85	0,89	0,54	0,39	2,93	-8,77
19,60	7,90	14,85	0,89	0,54	0,39	2,93	-8,77
19,60	7,90	14,85	0,89	0,54	0,41	2,91	-8,79
19,60	7,90	14,85	1,22	2,66	3,27	-2,40	-14,10
19,60	7,90	14,85	1,22	2,66	3,50	-2,63	-14,33
19,60	7,90	14,85	1,22	2,66	3,12	-2,25	-13,95
19,60	7,90	14,85	1,22	2,66	4,80	-3,93	-15,63

1	2	3	4	5	6	7	8
19,60	7,90	14,85	1,22	2,66	2,43	-1,56	-13,26
19,60	7,90	14,85	1,22	2,66	3,87	-3,00	-14,70
19,60	7,90	14,85	1,22	2,66	5,87	-5,00	-16,70
19,60	7,90	14,85	1,22	2,66	0,42	0,45	-11,25
19,60	7,90	14,85	1,22	2,66	0,40	0,47	-11,23
19,60	7,90	14,85	1,22	2,66	0,78	0,09	-11,61
19,60	7,90	14,85	1,22	2,66	0,26	0,61	-11,09
19,60	7,90	14,85	1,22	2,66	0,49	0,38	-11,32
19,60	7,90	14,85	1,22	2,66	8,19	-7,32	-19,02
19,60	7,90	14,85	1,22	2,66	0,13	0,74	-10,96
19,60	7,90	14,85	1,22	2,66	0,14	0,73	-10,97
19,60	7,90	14,85	1,22	2,66	0,16	0,71	-10,99
19,60	7,90	14,85	2,41	2,7	7,57	-7,93	-19,63
19,60	7,90	14,85	2,41	2,7	1,17	-1,53	-13,23
19,60	7,90	14,85	2,41	2,7	0,13	-0,49	-12,19
19,60	7,90	14,85	2,41	2,7	1,12	-1,48	-13,18
19,60	7,90	14,85	2,41	2,7	27,98	-28,34	-40,04
19,60	7,90	14,85	2,41	2,7	0,17	-0,53	-12,23
19,60	7,90	14,85	2,41	2,7	0,05	-0,41	-12,11
19,60	7,90	14,85	2,41	2,7	1,82	-2,18	-13,88
19,60	7,90	14,85	2,41	2,7	1,35	-1,71	-13,41
19,60	7,90	14,85	2,41	2,7	1,01	-1,37	-13,07
19,60	7,90	14,85	2,41	2,7	0,46	-0,82	-12,52
19,60	7,90	14,85	2,41	2,7	3,22	-3,58	-15,28
19,60	7,90	14,85	2,41	2,7	13,57	-13,93	-25,63
19,60	7,90	14,85	2,41	2,7	0,70	-1,06	-12,76
19,60	7,90	14,85	2,41	2,7	0,95	-1,31	-13,01
19,60	7,90	14,85	2,41	2,7	88,49	-88,85	-100,55
19,60	7,90	14,85	2,41	2,7	0,78	-1,14	-12,84
19,60	7,90	14,85	2,41	2,7	0,39	-0,75	-12,45
19,60	7,90	14,85	2,41	2,7	0,62	-0,98	-12,68
19,60	7,90	14,85	2,41	2,7	1,36	-1,72	-13,42
19,60	7,90	14,85	2,41	2,7	0,07	-0,43	-12,13
19,60	7,90	14,85	2,41	2,7	0,70	-1,06	-12,76
19,60	7,90	14,85	2,41	2,7	0,41	-0,77	-12,47
19,60	7,90	14,85	2,41	2,7	0,10	-0,46	-12,16
19,60	7,90	14,85	2,41	2,7	0,58	-0,94	-12,64
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,35	15,17	3,47
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,25	15,27	3,57
19,60	7,90	1,7	-	2,38	1,76	13,76	2,06
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,03	15,49	3,79
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,04	15,48	3,78
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,05	15,47	3,77
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,05	15,47	3,77
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,06	15,46	3,76
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,07	15,45	3,75

1	2	3	4	5	6	7	8
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,08	15,44	3,74
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,09	15,43	3,73
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,10	15,42	3,72
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,13	15,39	3,69
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,14	15,38	3,68
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,15	15,37	3,67
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,17	15,35	3,65
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,18	15,34	3,64
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,19	15,33	3,63
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,21	15,31	3,61
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,23	15,29	3,59
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,24	15,28	3,58
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,26	15,26	3,56
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,27	15,25	3,55
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,09	15,43	3,73
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,09	15,43	3,73
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,10	15,42	3,72
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,12	15,40	3,70
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,13	15,39	3,69
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,14	15,38	3,68
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,15	15,37	3,67
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,21	15,31	3,61
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,18	15,34	3,64
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,18	15,34	3,64
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,17	15,35	3,65
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,16	15,36	3,66
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,16	15,36	3,66
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,14	15,38	3,68
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,13	15,39	3,69
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,13	15,39	3,69
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,12	15,40	3,70
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,11	15,41	3,71
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,10	15,42	3,72
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,09	15,43	3,73
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,09	15,43	3,73
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,08	15,44	3,74
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,08	15,44	3,74
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,06	15,46	3,76
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,06	15,46	3,76
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,05	15,47	3,77
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,06	15,46	3,76
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,07	15,45	3,75
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,08	15,44	3,74
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,09	15,43	3,73
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,10	15,42	3,72
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,11	15,41	3,71

1	2	3	4	5	6	7	8
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,12	15,40	3,70
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,13	15,39	3,69
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,14	15,38	3,68
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,15	15,37	3,67
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,16	15,36	3,66
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,17	15,35	3,65
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,18	15,34	3,64
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,19	15,33	3,63
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,20	15,32	3,62
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,21	15,31	3,61
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,22	15,30	3,60
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,23	15,29	3,59
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,39	15,13	3,43
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,39	15,13	3,43
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,37	15,15	3,45
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,37	15,15	3,45
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,36	15,16	3,46
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,36	15,16	3,46
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,35	15,17	3,47
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,35	15,17	3,47
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,34	15,18	3,48
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,34	15,18	3,48
19,60	7,90	1,7	-	2,38	0,33	15,19	3,49
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,43	10,40	-1,30
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,16	10,67	-1,03
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,87	9,96	-1,74
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,23	10,60	-1,10
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	2,09	8,74	-2,96
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,33	10,50	-1,20
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,31	10,52	-1,18
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,30	10,53	-1,17
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,28	10,55	-1,15
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,27	10,56	-1,14
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,25	10,58	-1,12
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,24	10,59	-1,11
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,22	10,61	-1,09
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,21	10,62	-1,08
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,19	10,64	-1,06
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,17	10,66	-1,04
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,17	10,66	-1,04
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,19	10,64	-1,06
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,21	10,62	-1,08
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,23	10,60	-1,10
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,25	10,58	-1,12
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,26	10,57	-1,13
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,28	10,55	-1,15

1	2	3	4	5	6	7	8
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,30	10,53	-1,17
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,32	10,51	-1,19
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,37	10,46	-1,24
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,39	10,44	-1,26
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,56	10,27	-1,43
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,53	10,30	-1,40
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,51	10,32	-1,38
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,48	10,35	-1,35
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,47	10,36	-1,34
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,45	10,38	-1,32
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,44	10,39	-1,31
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,43	10,40	-1,30
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,41	10,42	-1,28
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,40	10,43	-1,27
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,38	10,45	-1,25
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,36	10,47	-1,23
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,35	10,48	-1,22
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,34	10,49	-1,21
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,33	10,50	-1,20
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,31	10,52	-1,18
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,66	10,17	-1,53
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,65	10,18	-1,52
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,52	10,31	-1,39
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,50	10,33	-1,37
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,48	10,35	-1,35
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,46	10,37	-1,33
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,82	10,01	-1,69
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,79	10,04	-1,66
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,77	10,06	-1,64
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,76	10,07	-1,63
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,74	10,09	-1,61
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,72	10,11	-1,59
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,71	10,12	-1,58
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,70	10,13	-1,57
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,68	10,15	-1,55
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,67	10,16	-1,54
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,65	10,18	-1,52
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,63	10,20	-1,50
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,62	10,21	-1,49
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,08	10,75	-0,95
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,08	10,75	-0,95
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,08	10,75	-0,95
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,07	10,76	-0,94
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,07	10,76	-0,94
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,23	10,60	-1,10
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,23	10,60	-1,10

1	2	3	4	5	6	7	8
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,26	10,57	-1,13
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,29	10,54	-1,16
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,28	10,55	-1,15
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,28	10,55	-1,15
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,27	10,56	-1,14
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,27	10,56	-1,14
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,26	10,57	-1,13
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,25	10,58	-1,12
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,24	10,59	-1,11
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,24	10,59	-1,11
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,23	10,60	-1,10
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,22	10,61	-1,09
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,22	10,61	-1,09
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,10	10,73	-0,97
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,09	10,74	-0,96
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,08	10,75	-0,95
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,08	10,75	-0,95
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,07	10,76	-0,94
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,07	10,76	-0,94
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,06	10,77	-0,93
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,06	10,77	-0,93
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,06	10,77	-0,93
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,07	10,76	-0,94
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,07	10,76	-0,94
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,09	10,74	-0,96
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,12	10,71	-0,99
19,60	7,90	5,7	1,06	2,01	0,14	10,69	-1,01
19,60	7,90	23,25	2,4	0,38	1,02	-7,45	-19,15
19,60	7,90	23,25	2,4	0,38	0,07	-6,50	-18,20
19,60	7,90	23,25	2,4	0,38	0,08	-6,51	-18,21
19,60	7,90	23,25	2,4	0,38	0,10	-6,53	-18,23
19,60	7,90	23,25	2,4	0,38	0,11	-6,54	-18,24
19,60	7,90	23,25	2,4	0,38	0,13	-6,56	-18,26
19,60	7,90	23,25	2,4	0,38	0,03	-6,46	-18,16
19,60	7,90	23,25	2,4	0,38	0,03	-6,46	-18,16
19,60	7,90	23,25	2,4	0,38	0,04	-6,47	-18,17
19,60	7,90	23,25	2,4	0,38	0,04	-6,47	-18,17
19,60	7,90	23,25	2,4	0,38	0,04	-6,47	-18,17
19,60	7,90	23,25	2,4	0,38	0,05	-6,48	-18,18
19,60	7,90	23,25	2,4	0,38	0,07	-6,50	-18,20
19,60	7,90	23,25	2,4	0,38	0,08	-6,51	-18,21
19,60	7,90	23,25	2,4	0,38	0,03	-6,46	-18,16
19,60	7,90	23,25	2,4	0,38	0,03	-6,46	-18,16
19,60	7,90	23,25	2,4	0,38	0,03	-6,46	-18,16
19,60	7,90	23,25	2,4	0,38	0,04	-6,47	-18,17
19,60	7,90	23,25	2,4	0,38	0,04	-6,47	-18,17

1	2	3	4	5	6	7	8
19,60	7,90	23,25	2,4	0,38	0,04	-6,47	-18,17
19,60	7,90	23,25	2,4	0,38	0,05	-6,48	-18,18
19,60	7,90	23,25	2,4	0,38	0,05	-6,48	-18,18
19,60	7,90	23,25	2,4	0,38	0,05	-6,48	-18,18
19,60	7,90	23,25	2,4	0,38	0,06	-6,49	-18,19
19,60	7,90	23,25	2,4	0,38	0,06	-6,49	-18,19
19,60	7,90	23,25	2,4	0,38	0,07	-6,50	-18,20
19,60	7,90	23,25	2,4	0,38	0,07	-6,50	-18,20
19,60	7,90	23,25	2,4	0,38	0,06	-6,49	-18,19
19,60	7,90	23,25	2,4	0,38	0,07	-6,50	-18,20
19,60	7,90	23,25	2,4	0,38	0,07	-6,50	-18,20
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,99	1,46	-10,24
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,82	1,63	-10,07
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,90	1,55	-10,15
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	2,96	-0,51	-12,21
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	3,42	-0,97	-12,67
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,07	2,38	-9,32
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,08	2,37	-9,33
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,10	2,35	-9,35
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,11	2,34	-9,36
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,13	2,32	-9,38
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,14	2,31	-9,39
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,15	2,30	-9,40
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,08	2,37	-9,33
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,09	2,36	-9,34
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,09	2,36	-9,34
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,10	2,35	-9,35
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,10	2,35	-9,35
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,11	2,34	-9,36
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,20	2,25	-9,45
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,22	2,23	-9,47
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,24	2,21	-9,49
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,25	2,20	-9,50
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,26	2,19	-9,51
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,28	2,17	-9,53
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,29	2,16	-9,54
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,31	2,14	-9,56
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,32	2,13	-9,57
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,34	2,11	-9,59
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,36	2,09	-9,61
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,38	2,07	-9,63
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,11	2,34	-9,36
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,11	2,34	-9,36
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,11	2,34	-9,36
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,10	2,35	-9,35
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,10	2,35	-9,35

1	2	3	4	5	6	7	8
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,09	2,36	-9,34
19,60	7,90	14,85	0,8	1,5	0,09	2,36	-9,34
19,60	7,90	14,85	0,52	0,05	0,19	3,99	-7,71
19,60	7,90	3,3	1,12	2,4	2,11	10,67	-1,03
19,60	7,90	3,3	1,12	2,4	1,26	11,52	-0,18
19,60	7,90	3,3	1,12	2,4	0,19	12,59	0,89
19,60	7,90	3,3	1,12	2,4	3,78	9,00	-2,70
19,60	7,90	3,3	1,12	2,4	0,10	12,68	0,98
19,60	7,90	3,3	1,12	2,4	0,22	12,56	0,86
19,60	7,90	3,3	1,12	2,4	1,16	11,62	-0,08
19,60	7,90	3,3	1,12	2,4	0,52	12,26	0,56
19,60	7,90	3,3	1,12	2,4	1,45	11,33	-0,37
19,60	7,90	3,3	1,12	2,4	2,78	10,00	-1,70
19,60	7,90	3,3	1,12	2,4	0,85	11,93	0,23
19,60	7,90	3,3	1,12	2,4	11,65	1,13	-10,57
19,60	7,90	3,3	1,12	2,4	0,34	12,44	0,74
19,60	7,90	3,3	1,12	2,4	0,84	11,94	0,24
19,60	7,90	3,3	1,12	2,4	3,89	8,89	-2,81
19,60	7,90	3,3	1,12	2,4	11,06	1,72	-9,98
19,60	7,90	3,3	1,12	2,4	0,11	12,67	0,97
19,60	7,90	3,3	1,12	2,4	0,51	12,27	0,57
19,60	7,90	3,3	1,12	2,4	0,52	12,26	0,56
19,60	7,90	3,3	1,12	2,4	0,96	11,82	0,12
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,54	10,30	-1,40
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,12	10,72	-0,98
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,93	9,91	-1,79
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,80	10,04	-1,66
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	4,38	6,46	-5,24
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	3,10	7,74	-3,96
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,91	9,93	-1,77
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,09	10,75	-0,95
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,08	10,76	-0,94
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,08	10,76	-0,94
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,07	10,77	-0,93
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,07	10,77	-0,93
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,06	10,78	-0,92
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,06	10,78	-0,92
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,06	10,78	-0,92
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,05	10,79	-0,91
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,05	10,79	-0,91
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,09	10,75	-0,95
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,11	10,73	-0,97
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,13	10,71	-0,99
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,14	10,70	-1,00
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,22	10,62	-1,08
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,22	10,62	-1,08

1	2	3	4	5	6	7	8
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,22	10,62	-1,08
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,21	10,63	-1,07
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,21	10,63	-1,07
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,20	10,64	-1,06
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,20	10,64	-1,06
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,19	10,65	-1,05
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,19	10,65	-1,05
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,19	10,65	-1,05
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,18	10,66	-1,04
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,18	10,66	-1,04
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,18	10,66	-1,04
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,17	10,67	-1,03
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,17	10,67	-1,03
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,16	10,68	-1,02
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,16	10,68	-1,02
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,16	10,68	-1,02
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,15	10,69	-1,01
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,15	10,69	-1,01
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,14	10,70	-1,00
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,14	10,70	-1,00
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,14	10,70	-1,00
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,13	10,71	-0,99
19,60	7,90	5,7	0,37	2,69	0,12	10,72	-0,98
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	8,45	-16,38	-28,08
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,92	-8,85	-20,55
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,12	-8,05	-19,75
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,13	-8,06	-19,76
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,14	-8,07	-19,77
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,15	-8,08	-19,78
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,16	-8,09	-19,79
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,19	-8,12	-19,82
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,20	-8,13	-19,83
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,17	-8,10	-19,80
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,19	-8,12	-19,82
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,09	-8,02	-19,72
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,09	-8,02	-19,72
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,12	-8,05	-19,75
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,12	-8,05	-19,75
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,13	-8,06	-19,76
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,13	-8,06	-19,76
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,15	-8,08	-19,78
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,13	-8,06	-19,76
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,21	-8,14	-19,84
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,19	-8,12	-19,82
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,18	-8,11	-19,81
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,16	-8,09	-19,79

1	2	3	4	5	6	7	8
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,15	-8,08	-19,78
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,13	-8,06	-19,76
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,13	-8,06	-19,76
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,11	-8,04	-19,74
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,12	-8,05	-19,75
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,14	-8,07	-19,77
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,15	-8,08	-19,78
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,16	-8,09	-19,79
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,18	-8,11	-19,81
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,19	-8,12	-19,82
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,20	-8,13	-19,83
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,22	-8,15	-19,85
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,23	-8,16	-19,86
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,24	-8,17	-19,87
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,26	-8,19	-19,89
19,60	7,90	23,25	3,63	0,65	0,28	-8,21	-19,91
19,60	7,90	5,7	0,36	0,92	0,41	12,21	0,51
19,60	7,90	5,7	0,36	0,92	0,74	11,88	0,18
19,60	7,90	5,7	0,36	0,92	1,46	11,16	-0,54
19,60	7,90	23,25	0,37	0,26	1,05	-5,33	-17,03
19,60	7,90	23,25	0,37	0,26	0,09	-4,37	-16,07
19,60	7,90	23,25	0,37	0,26	0,09	-4,37	-16,07
19,60	7,90	23,25	0,37	0,26	0,08	-4,36	-16,06
19,60	7,90	23,25	0,37	0,26	0,07	-4,35	-16,05
19,60	7,90	23,25	0,37	0,26	0,07	-4,35	-16,05
19,60	7,90	23,25	0,37	0,26	0,07	-4,35	-16,05
19,60	7,90	23,25	0,37	0,26	0,06	-4,34	-16,04
19,60	7,90	23,25	0,37	0,26	0,06	-4,34	-16,04
19,60	7,90	23,25	0,37	0,26	0,06	-4,34	-16,04
19,60	7,90	23,25	0,37	0,26	0,07	-4,35	-16,05
19,60	7,90	23,25	0,37	0,26	0,07	-4,35	-16,05
19,60	7,90	23,25	0,37	0,26	0,08	-4,36	-16,06
19,60	7,90	23,25	0,37	0,26	0,09	-4,37	-16,07
19,60	7,90	5,7	1,79	2,7	2,85	6,56	-5,14
19,60	7,90	5,7	1,79	2,7	3,67	5,74	-5,96
19,60	7,90	5,7	1,79	2,7	5,24	4,17	-7,53
19,60	7,90	5,7	1,79	2,7	0,18	9,23	-2,47
19,60	7,90	5,7	1,79	2,7	2,25	7,16	-4,54
19,60	7,90	5,7	1,79	2,7	0,08	9,33	-2,37
19,60	7,90	5,7	1,79	2,7	0,07	9,34	-2,36
19,60	7,90	5,7	1,79	2,7	0,07	9,34	-2,36
19,60	7,90	5,7	1,79	2,7	0,07	9,34	-2,36
19,60	7,90	5,7	1,79	2,7	0,06	9,35	-2,35
19,60	7,90	5,7	1,79	2,7	0,06	9,35	-2,35
19,60	7,90	5,7	1,79	2,7	0,05	9,36	-2,34
19,60	7,90	5,7	1,79	2,7	0,05	9,36	-2,34

1	2	3	4	5	6	7	8
19,60	7,90	5,7	1,79	2,7	0,04	9,37	-2,33
19,60	7,90	5,7	1,79	2,7	0,04	9,37	-2,33
19,60	7,90	5,7	1,79	2,7	0,04	9,37	-2,33
19,60	7,90	5,7	1,79	2,7	0,05	9,36	-2,34
19,60	7,90	5,7	1,79	2,7	0,05	9,36	-2,34
19,60	7,90	5,7	1,79	2,7	0,06	9,35	-2,35
19,60	7,90	5,7	1,79	2,7	0,06	9,35	-2,35
19,60	7,90	5,7	1,79	2,7	0,07	9,34	-2,36
19,60	7,90	5,7	1,79	2,7	0,05	9,36	-2,34
19,60	7,90	5,7	1,79	2,7	0,04	9,37	-2,33
19,60	7,90	5,7	1,79	2,7	0,07	9,34	-2,36
19,60	7,90	5,7	1,79	2,7	0,06	9,35	-2,35
19,60	7,90	5,7	1,79	2,7	0,06	9,35	-2,35
19,60	7,90	5,7	1,79	2,7	0,05	9,36	-2,34
19,60	7,90	5,7	1,79	2,7	0,04	9,37	-2,33
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,10	11,93	0,23
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,11	11,92	0,22
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,11	11,92	0,22
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,12	11,91	0,21
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,12	11,91	0,21
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,08	11,95	0,25
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,08	11,95	0,25
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,07	11,96	0,26
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,07	11,96	0,26
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,07	11,96	0,26
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,10	11,93	0,23
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,09	11,94	0,24
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,09	11,94	0,24
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,08	11,95	0,25
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,08	11,95	0,25
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,08	11,95	0,25
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,07	11,96	0,26
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,07	11,96	0,26
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,05	11,98	0,28
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,05	11,98	0,28
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,05	11,98	0,28
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,05	11,98	0,28
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,06	11,97	0,27
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,06	11,97	0,27
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,07	11,96	0,26
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,07	11,96	0,26
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,08	11,95	0,25
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,08	11,95	0,25
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,12	11,91	0,21
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,13	11,90	0,20
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,14	11,89	0,19

1	2	3	4	5	6	7	8
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,15	11,88	0,18
19,60	7,90	5,7	-	1,87	4,49	7,54	-4,16
19,60	7,90	5,7	-	1,87	1,58	10,45	-1,25
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,26	11,77	0,07
19,60	7,90	5,7	-	1,87	0,39	11,64	-0,06
19,60	7,90	1,1	-	2,61	0,76	15,13	3,43
19,60	7,90	1,1	-	2,61	1,70	14,19	2,49
19,60	7,90	1,1	-	2,61	1,09	14,80	3,10
19,60	7,90	14,85	1,06	2,26	4,69	-3,26	-14,96
19,60	7,90	14,85	1,06	2,26	1,04	0,39	-11,31
19,60	7,90	1,8	-	1,99	1,03	14,78	3,08
19,60	7,90	1,8	-	1,99	0,51	15,30	3,60
19,60	7,90	1,8	-	1,99	5,08	10,73	-0,97
19,60	7,90	1,8	-	1,99	5,37	10,44	-1,26
19,60	7,90	1,8	-	1,99	5,58	10,23	-1,47
19,60	7,90	1,8	-	1,99	5,72	10,09	-1,61
19,60	7,90	1,8	-	1,99	5,88	9,93	-1,77
19,60	7,90	1,8	-	1,99	6,04	9,77	-1,93
19,60	7,90	1,8	-	1,99	6,18	9,63	-2,07
19,60	7,90	1,8	-	1,99	6,29	9,52	-2,18
19,60	7,90	1,8	-	1,99	6,50	9,31	-2,39
19,60	7,90	1,8	-	1,99	6,66	9,15	-2,55
19,60	7,90	1,8	-	1,99	6,86	8,95	-2,75
19,60	7,90	1,8	-	1,99	7,16	8,65	-3,05
19,60	7,90	3,2	-	0,77	6,28	9,35	-2,35
19,60	7,90	1	-	1,74	0,08	16,78	5,08
19,60	7,90	1	-	1,74	8,63	8,23	-3,47
19,60	7,90	1	-	1,74	2,76	14,10	2,40
19,60	7,90	1	-	1,74	0,52	16,34	4,64
19,60	7,90	1	-	1,74	0,23	16,63	4,93
19,60	7,90	1	-	1,74	0,22	16,64	4,94
19,60	7,90	1	-	1,74	0,21	16,65	4,95
19,60	7,90	1	-	1,74	0,20	16,66	4,96
19,60	7,90	1	-	1,74	0,19	16,67	4,97
19,60	7,90	1	-	1,74	0,19	16,67	4,97
19,60	7,90	1	-	1,74	0,18	16,68	4,98
19,60	7,90	1	-	1,74	0,18	16,68	4,98
19,60	7,90	1	-	1,74	0,17	16,69	4,99
19,60	7,90	1	-	1,74	0,16	16,70	5,00
19,60	7,90	1	-	1,74	0,15	16,71	5,01
19,60	7,90	1	-	1,74	0,16	16,70	5,00
19,60	7,90	1	-	1,74	0,17	16,69	4,99
19,60	7,90	1	-	1,74	0,18	16,68	4,98
19,60	7,90	1	-	1,74	0,18	16,68	4,98
19,60	7,90	1	-	1,74	0,19	16,67	4,97
19,60	7,90	1	-	1,74	0,20	16,66	4,96

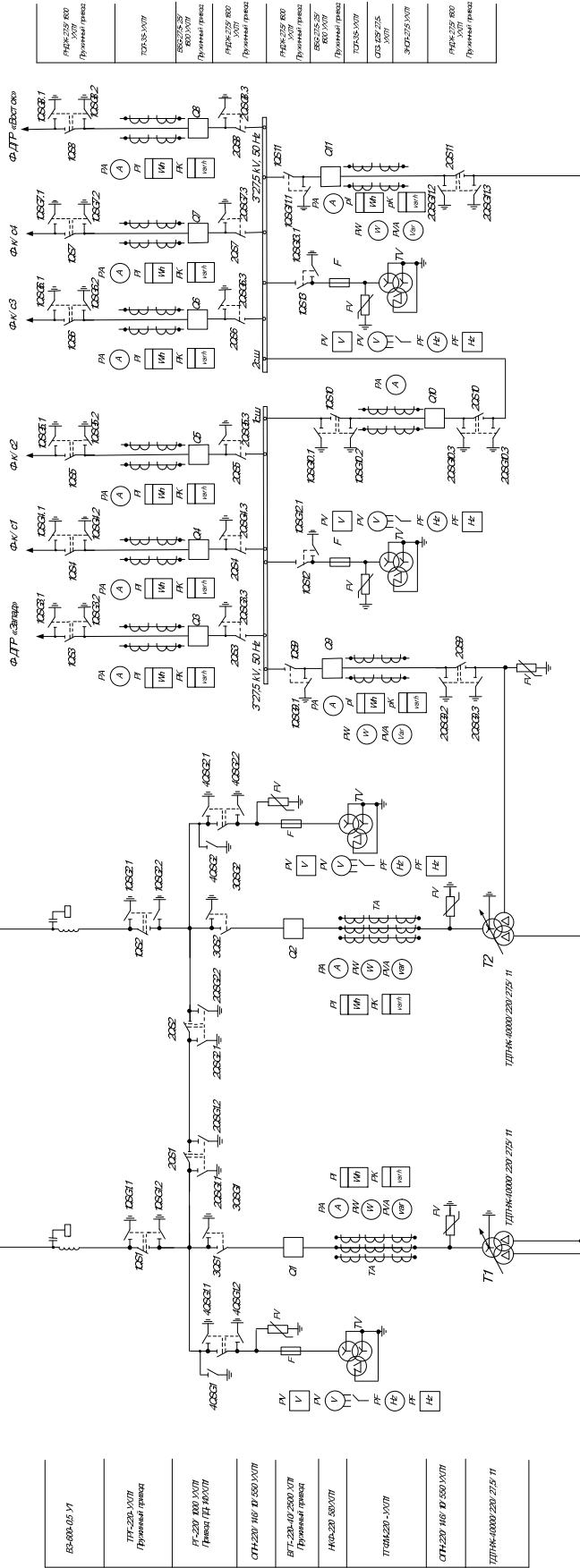
1	2	3	4	5	6	7	8
19,60	7,90	1	-	1,74	0,20	16,66	4,96
19,60	7,90	1	-	1,74	0,21	16,65	4,95
19,60	7,90	1	-	1,74	0,22	16,64	4,94
19,60	7,90	1	-	1,74	0,23	16,63	4,93
19,60	7,90	1	-	1,74	0,23	16,63	4,93
19,60	7,90	1	-	1,74	0,24	16,62	4,92
19,60	7,90	1	-	1,74	0,25	16,61	4,91
19,60	7,90	1	-	1,74	0,25	16,61	4,91
19,60	7,90	1	-	1,74	0,26	16,60	4,90
19,60	7,90	1	-	1,74	0,27	16,59	4,89
19,60	7,90	1	-	1,74	0,28	16,58	4,88
19,60	7,90	1	-	1,74	0,29	16,57	4,87
19,60	7,90	1	-	1,74	0,30	16,56	4,86
19,60	7,90	1	-	1,74	0,30	16,56	4,86
19,60	7,90	1	-	1,74	0,31	16,55	4,85
19,60	7,90	1	-	1,74	0,13	16,73	5,03
19,60	7,90	1	-	1,74	0,12	16,74	5,04
19,60	7,90	1	-	1,74	0,12	16,74	5,04
19,60	7,90	1	-	1,74	0,11	16,75	5,05
19,60	7,90	1	-	1,74	0,11	16,75	5,05
19,60	7,90	1	-	1,74	0,10	16,76	5,06
19,60	7,90	1	-	1,74	0,10	16,76	5,06
19,60	7,90	1	-	1,74	0,09	16,77	5,07
19,60	7,90	1	-	1,74	0,09	16,77	5,07
19,60	7,90	1	-	1,74	0,06	16,80	5,10
19,60	7,90	1	-	1,74	0,06	16,80	5,10
19,60	7,90	1	-	1,74	0,07	16,79	5,09
19,60	7,90	1	-	1,74	0,08	16,78	5,08
19,60	7,90	1	-	1,74	0,08	16,78	5,08
19,60	7,90	1	-	1,74	0,12	16,74	5,04
19,60	7,90	1	-	1,74	0,13	16,73	5,03
19,60	7,90	1	-	1,74	0,14	16,72	5,02
19,60	7,90	1	-	1,74	0,15	16,71	5,01
19,60	7,90	1	-	1,74	0,15	16,71	5,01
19,60	7,90	1	-	1,74	0,16	16,70	5,00
19,60	7,90	1	-	1,74	0,17	16,69	4,99
19,60	7,90	1	-	1,74	0,18	16,68	4,98
19,60	7,90	1	-	1,74	0,19	16,67	4,97
19,60	7,90	1	-	1,74	0,20	16,66	4,96
19,60	7,90	1	-	1,74	0,21	16,65	4,95
19,60	7,90	1	-	1,74	0,10	16,76	5,06
19,60	7,90	1	-	1,74	0,11	16,75	5,05
19,60	7,90	1	-	1,74	0,11	16,75	5,05
19,60	7,90	1	-	1,74	0,12	16,74	5,04
19,60	7,90	1	-	1,74	0,13	16,73	5,03
19,60	7,90	1	-	1,74	0,13	16,73	5,03

1	2	3	4	5	6	7	8
19,60	7,90	1	-	1,74	0,14	16,72	5,02
19,60	7,90	1	-	1,74	0,15	16,71	5,01
19,60	7,90	1	-	1,74	0,15	16,71	5,01
19,60	7,90	1	-	1,74	0,16	16,70	5,00
19,60	7,90	1	-	1,74	0,17	16,69	4,99
19,60	7,90	2,2	-	2,08	1,70	13,62	1,92
19,60	7,90	2,2	-	2,08	7,15	8,17	-3,53
19,60	7,90	2,2	-	2,08	4,05	11,27	-0,43
19,60	7,90	2,2	-	2,08	24,25	-8,93	-20,63
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,22	15,10	3,40
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,21	15,11	3,41
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,20	15,12	3,42
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,19	15,13	3,43
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,19	15,13	3,43
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,18	15,14	3,44
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,17	15,15	3,45
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,16	15,16	3,46
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,16	15,16	3,46
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,16	15,16	3,46
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,16	15,16	3,46
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,17	15,15	3,45
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,18	15,14	3,44
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,15	15,17	3,47
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,15	15,17	3,47
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,15	15,17	3,47
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,14	15,18	3,48
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,14	15,18	3,48
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,13	15,19	3,49
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,13	15,19	3,49
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,13	15,19	3,49
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,12	15,20	3,50
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,12	15,20	3,50
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,12	15,20	3,50
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,12	15,20	3,50
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,11	15,21	3,51
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,11	15,21	3,51
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,11	15,21	3,51
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,10	15,22	3,52
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,10	15,22	3,52
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,10	15,22	3,52
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,09	15,23	3,53
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,09	15,23	3,53
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,09	15,23	3,53
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,09	15,23	3,53
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,08	15,24	3,54
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,08	15,24	3,54
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,08	15,24	3,54

1	2	3	4	5	6	7	8
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,07	15,25	3,55
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,08	15,24	3,54
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,08	15,24	3,54
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,08	15,24	3,54
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,08	15,24	3,54
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,08	15,24	3,54
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,09	15,23	3,53
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,27	15,05	3,35
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,27	15,05	3,35
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,26	15,06	3,36
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,25	15,07	3,37
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,25	15,07	3,37
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,24	15,08	3,38
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,23	15,09	3,39
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,39	14,93	3,23
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,38	14,94	3,24
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,38	14,94	3,24
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,36	14,96	3,26
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,36	14,96	3,26
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,35	14,97	3,27
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,34	14,98	3,28
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,33	14,99	3,29
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,33	14,99	3,29
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,32	15,00	3,30
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,31	15,01	3,31
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,30	15,02	3,32
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,09	15,23	3,53
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,10	15,22	3,52
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,10	15,22	3,52
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,11	15,21	3,51
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,12	15,20	3,50
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,12	15,20	3,50
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,07	15,25	3,55
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,08	15,24	3,54
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,09	15,23	3,53
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,09	15,23	3,53
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,08	15,24	3,54
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,09	15,23	3,53
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,09	15,23	3,53
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,10	15,22	3,52
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,06	15,26	3,56
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,07	15,25	3,55
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,07	15,25	3,55
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,07	15,25	3,55
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,08	15,24	3,54
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,08	15,24	3,54

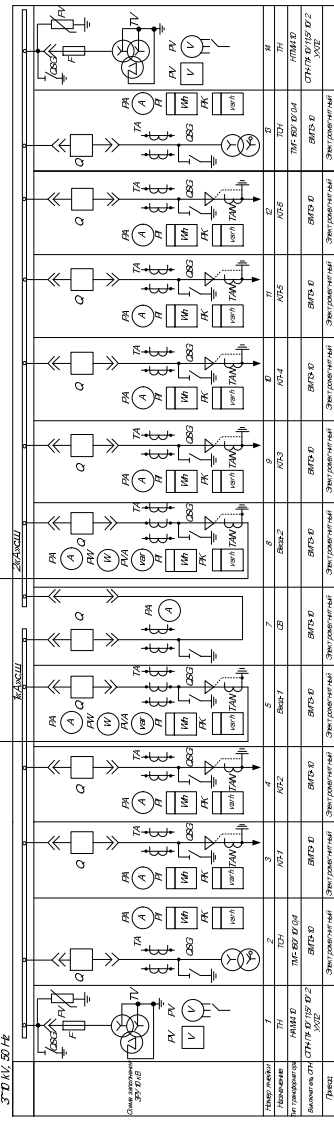
1	2	3	4	5	6	7	8
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,08	15,24	3,54
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,09	15,23	3,53
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,09	15,23	3,53
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,09	15,23	3,53
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,10	15,22	3,52
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,10	15,22	3,52
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,10	15,22	3,52
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,11	15,21	3,51
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,11	15,21	3,51
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,11	15,21	3,51
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,12	15,20	3,50
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,13	15,19	3,49
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,13	15,19	3,49
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,13	15,19	3,49
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,14	15,18	3,48
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,16	15,16	3,46
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,16	15,16	3,46
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,17	15,15	3,45
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,18	15,14	3,44
19,60	7,90	2,2	-	2,08	0,19	15,13	3,43
19,60	7,90	3,3	0,58	2,67	5,59	7,46	-4,24
19,60	7,90	3,3	0,58	2,67	5,66	7,39	-4,31
19,60	7,90	3,3	0,58	2,67	5,06	7,99	-3,71
19,60	7,90	3,3	0,45	2,64	1,93	11,28	-0,42
19,60	7,90	3,3	0,45	2,64	6,00	7,21	-4,49

ИЗГОТОВЛЕНИЕ - ИЗ ОБОРУДОВАНИЯ

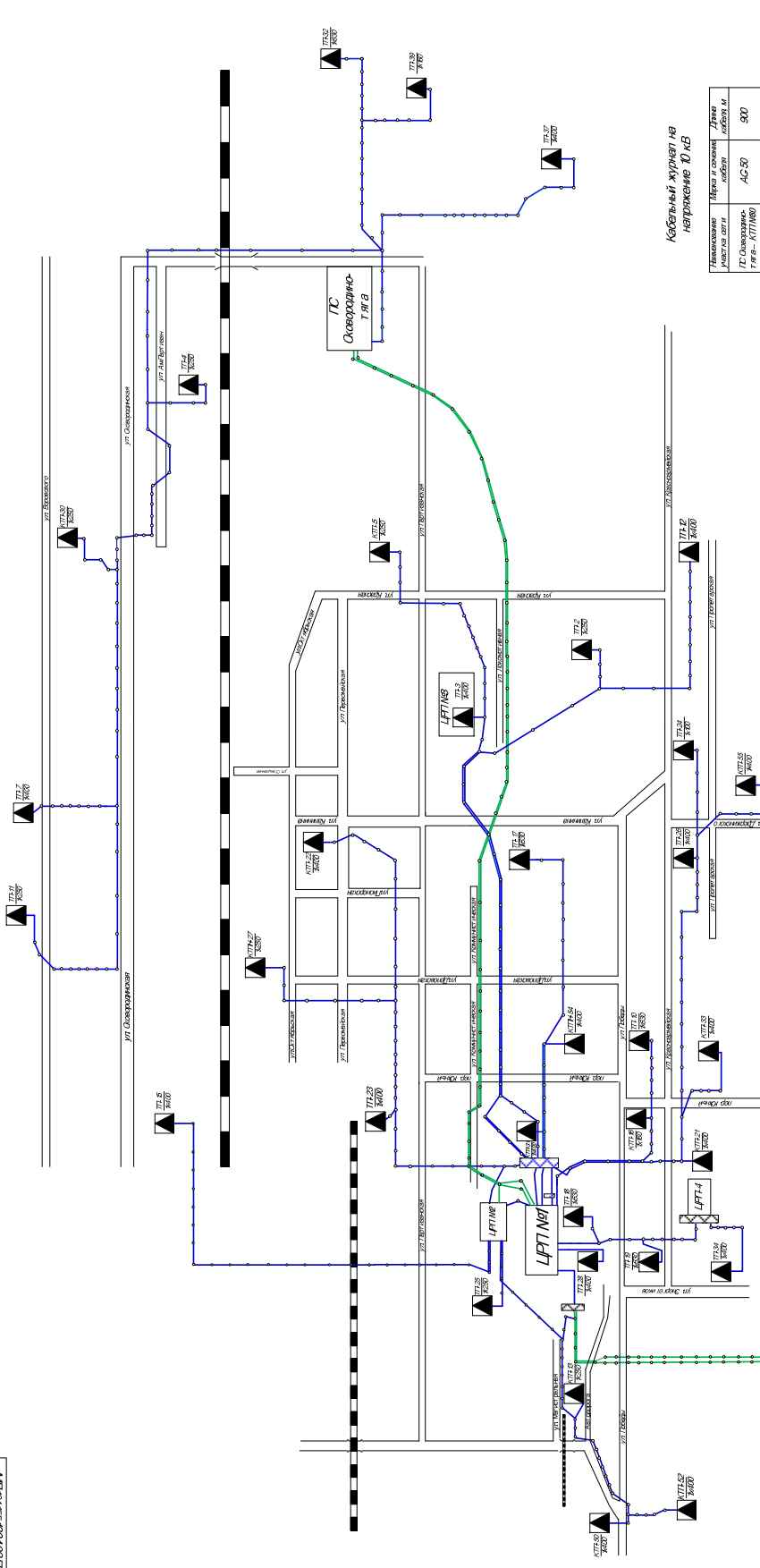


ПР-250/800 УУ7	Промышленный трансформатор
ТОС-5/107	
КСЗ-2/5-30	Промышленный трансформатор
ПР-250/800 УУ7	Промышленный трансформатор
ПР-250/800 УУ7	Промышленный трансформатор
КСЗ-2/5-30	Промышленный трансформатор
ТОС-5/107	
ОТЗ-05/2/5-30	
КПЗ-2/5-30	
ПР-250/800 УУ7	Промышленный трансформатор

БС-080-05/11	
ТН-250/800 УУ7	Промышленный трансформатор
ПР-250/800 УУ7	Промышленный трансформатор
ОТ-120/160 В 550/УУ7	
БТ-250-10/200-У7	Промышленный трансформатор
ПНО-250 50/У7	
ТН-06250-УУ7	
ОТ-120/160 В 550/УУ7	
ТН-06250-10/200-У7/5-11	



МЭЛ 64155-1004/20X	
Исполнитель	М.С.С.
Проверенный	М.С.С.
Утвержденный	М.С.С.
Исполнитель	М.С.С.
Проверенный	М.С.С.
Утвержденный	М.С.С.



Кабельный журнал на напряжение 0,4кВ

Наименование кабеля по отп.	Материал кабеля	Длина кабеля, м
ЛС. Осваривающий кабель - ЛПТ1М6	АС-50	800
ЛС. Осваривающий кабель - ЛПТ1М7	АС-50	1000
ЛС. Осваривающий кабель - ЛПТ1М8	АС-35	700
ЛС. Осваривающий кабель - ЛПТ1М9	АС-35	1100
ЛС. Осваривающий кабель - ЛПТ1М10	АС-35	700
ЛС. Осваривающий кабель - ЛПТ1М11	АС-50	800
ЛС. Осваривающий кабель - ЛПТ1М12	АС-35	300

Кабельный журнал на напряжение 0,4кВ

Наименование кабеля по отп.	Материал кабеля	Длина кабеля, м
ЛПТ1М6-ЛПТ1М5	АС-50	900
ЛПТ1М6-ЛПТ1М2	АС-35	200
ЛПТ1М6-ЛПТ1М3	АС-35	500
ЛПТ1М6-ЛПТ1М4	АС-35	300
ЛПТ1М6-ЛПТ1М5	АС-35	500
ЛПТ1М6-ЛПТ1М6	АС-50	800
ЛПТ1М6-ЛПТ1М7	АС-35	200
ЛПТ1М6-ЛПТ1М8	АС-35	250
ЛПТ1М6-ЛПТ1М9	АС-50	300

Кабельный журнал на напряжение 0,4кВ

Наименование кабеля по отп.	Материал кабеля	Длина кабеля, м
ЛПТ1М6-ЛПТ1М7	АС-50	500
ЛПТ1М6-ЛПТ1М8	АС-35	250
ЛПТ1М6-ЛПТ1М9	АС-35	450
ЛПТ1М6-ЛПТ1М10	АС-35	600
ЛПТ1М6-ЛПТ1М11	АС-35	100
ЛПТ1М6-ЛПТ1М12	АС-35	1200
ЛПТ1М6-ЛПТ1М13	АС-35	500
ЛПТ1М6-ЛПТ1М14	АС-35	600

Кабельный журнал на напряжение 0,4кВ

Наименование кабеля по отп.	Материал кабеля	Длина кабеля, м
ЛПТ1М6-ЛПТ1М5	АС-35	500
ЛПТ1М6-ЛПТ1М6	АС-50	300
ЛПТ1М6-ЛПТ1М7	АС-35	550
ЛПТ1М6-ЛПТ1М8	АС-50	900
ЛПТ1М6-ЛПТ1М9	АС-35	250
ЛПТ1М6-ЛПТ1М10	АС-35	300
ЛПТ1М6-ЛПТ1М11	АС-35	300
ЛПТ1М6-ЛПТ1М12	АС-35	700

Кабельный журнал на напряжение 0,4кВ

Наименование кабеля по отп.	Материал кабеля	Длина кабеля, м
ЛС. Осваривающий кабель - ЛПТ1М	АС-50	110
ЛС. Осваривающий кабель - ЛПТ1М	АС-50	3000
ЛС. Осваривающий кабель - ЛПТ1М	АС-50	630
ЛС. Осваривающий кабель - ЛПТ1М	АС-50	500

Исполнитель	М.П.	Дата
Сектор	М.П.	Дата
Проверенный	М.П.	Дата
Утвержденный	М.П.	Дата
Составлено	М.П.	Дата

Исполнитель	М.П.	Дата
Сектор	М.П.	Дата
Проверенный	М.П.	Дата
Утвержденный	М.П.	Дата
Составлено	М.П.	Дата

Исполнитель	М.П.	Дата
Сектор	М.П.	Дата
Проверенный	М.П.	Дата
Утвержденный	М.П.	Дата
Составлено	М.П.	Дата

Исполнитель	М.П.	Дата
Сектор	М.П.	Дата
Проверенный	М.П.	Дата
Утвержденный	М.П.	Дата
Составлено	М.П.	Дата

Исполнитель	М.П.	Дата
Сектор	М.П.	Дата
Проверенный	М.П.	Дата
Утвержденный	М.П.	Дата
Составлено	М.П.	Дата

