

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Дальневосточный государственный университет путей сообщения»
(ДВГУПС)

На правах рукописи



Шурова Наталья Константиновна

**ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА
РЕГУЛИРОВАНИЕМ ПОТОКОВ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В
УСЛОВИЯХ РОСТА ГРУЗОБОРОТА**

Специальность 05.22.07 – Подвижной состав железных дорог,
тяга поездов и электрификация (технические науки)

Диссертация
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель –
доктор технических наук,
профессор Ли Валерий Николаевич

Хабаровск – 2019

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА	10
1.1 Анализ методов усиления системы тягового электроснабжения переменного тока.....	11
1.2 Динамика изменения грузооборота и электропотребления на участке Дальневосточной железной дороги.....	16
1.3 Сопряжение систем внешнего и тягового электроснабжения.....	18
1.4 Критериальный подход к оценке технической эффективности применения компенсирующих устройств в тяговой сети	19
1.5 Определение перспективности применения компенсирующих устройств в тяговой сети	33
Выводы по главе 1	34
2 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ	35
2.1 Анализ существующих методов прогнозирования электропотребления	35
2.2 Методика прогнозирования электропотребления с использованием корреляционно-регрессионного анализа	58
2.3 Алгоритм прогнозирования электропотребления с использованием корреляционно-регрессионного анализа	65
Выводы по главе 2.....	68
3 УСОВЕРШЕНСТВОВАННАЯ МЕТОДИКА ВЫБОРА МОЩНОСТИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ	69
3.1 Обзор методик выбора мест установки и мощности компенсирующих устройств.....	69
3.2 Определение места установки компенсирующего устройства	74
3.3 Методика определения потребной мощности компенсирующих устройств....	78

Выводы по главе 3.....	93
4 ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ УСОВЕРШЕНСТВОВАННОЙ МЕТОДИКИ ВЫБОРА МОЩНОСТИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ.....	94
4.1 Сбор и систематизация исходных данных	94
4.2 Прогнозирование потребления электрической энергии системой тягового электроснабжения	95
4.3 Определение параметров системы электроснабжения до установки компенсирующих устройств и величин критериев технической эффективности.....	100
4.4 Описание расчетной схемы внешнего электроснабжения с помощью теории графов	106
4.5 Определение потребной мощности и мест установки компенсирующих устройств.....	108
4.6 Подбор стандартных мощностей компенсирующих устройств.....	110
4.7 Проверка выбранных мощностей компенсирующих устройств по критериям технической эффективности.....	111
4.8 Определение экономической эффективности применения компенсирующих устройств в тяговой сети.....	113
4.9 Итоговый вариант установки компенсирующих устройств.....	118
Выводы по главе 4.....	120
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	121
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	123
ПРИЛОЖЕНИЕ А Диаграммы рассеяния	142
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Статистические выборки электропотребления и характеристик перевозочного процесса.....	170
ПРИЛОЖЕНИЕ В Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ	183
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Акт внедрения результатов научно-исследовательской работы.....	185

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы диссертационного исследования. Электрифицированные железные дороги – одни из наиболее крупных потребителей электроэнергии в стране. Объем потребления электрической энергии составляет порядка 3,5% от всего объема генерируемой электрической энергии. Предстоящее увеличение объемов перевозок, которое запланировано «Стратегией развития железнодорожного транспорта в Российской Федерации до 2030 года», величина которого составит по минимальному варианту развития железнодорожного транспорта 146 %, а по максимальному – 158 % к уровню 2007 года, потребует усиления действующей системы тягового электроснабжения. Кроме того, рост грузооборота в 1,4 раза к уровню 2012 года предполагается по консервативному сценарию «Стратегии развития холдинга ОАО «РЖД» на период до 2030 года». Указанный рост грузооборота повлечет увеличение количества потребляемой электрической энергии, которое можно определить, используя приемы прогнозирования.

Помимо роста объемов потребляемой электрической энергии на тягу поездов, в Дальневосточном регионе планируется дополнительно электрифицировать две железнодорожные ветки: Волочаевка – Комсомольск-на-Амуре – Советская Гавань (932 км) и Комсомольск-на-Амуре – Хани (1975 км). Кроме того, на Дальнем Востоке создано 18 территорий опережающего развития (ТОР), имеется тенденция к увеличению промышленного производства на 8,6 % в год и вступила в силу программа «Дальневосточный гектар». Что также может потребовать изыскания дополнительных мощностей.

При этом, увеличение располагаемых мощностей энергосистемы требует больших временных, денежных и трудовых затрат, что не всегда целесообразно. Поэтому проектировать усиление действующей системы тягового электроснабжения необходимо, учитывая возможный дефицит электрической энергии.

Одним из вариантов усиления является установка компенсации реактивной мощности в системе тягового электроснабжения. Данное мероприятие позволит не только снизить потери напряжения, но и уменьшить нагрузку понижающих трансформаторов, а также системы внешнего электроснабжения. При этом необходимо учитывать изменение объемов перевозок.

Актуальность работы подтверждается необходимостью обеспечения эффективного функционирования системы тягового электроснабжения, а также удовлетворения возрастающей потребности в электрической энергии как со стороны тягового электроснабжения, так и со стороны промышленного производства с минимальными капитальными вложениями.

Степень разработанности темы. Вопросами компенсации реактивной мощности занимались многие зарубежные и отечественные ученые, такие как Бадёр М.П., Бардушко В.Д., Бородулин Б.М., Герман Л.А., Ермоленко Д.В., Кордюков Е.И., Кулинич Ю.М., Мамошин Р.Р., Марквардт К.Г., Марквардт Г.Г., Маринкин А.Н., Савина Н.В., Савоськин А.Н., Серебряков А.С., Сухов М.Ю., Шатнев О.И., F.O. Igbinovia, P.M. Saradva, Q. Li, G. Wei и другие. Вопросами прогнозирования электропотребления занимались такие ученые, как Евсеев О.В., Крюков А.В., Макоклюев Б.И., Меламед А.М., Митрофанов А.Н., Надтока И.И., Погосов В.Ю., Поляк Г.М., Черемисин В.Т., Kandil M.S., Mahmoud H.M., M. A. Bazaz и другие.

Цель работы заключается в обеспечении эффективной эксплуатации системы электроснабжения железных дорог переменного тока путем регулирования потоков реактивной мощности в условиях роста электропотребления за счет выбора рациональных параметров компенсирующих устройств.

Для достижения поставленной цели сформулированы и решены следующие **задачи**:

- 1) произвести анализ структуры и величин потребления электрической

энергии тяговыми подстанциями, составляющих сопряжения систем внешнего и тягового электроснабжения и токораспределения в питающих линиях системы внешнего электроснабжения на участке Дальневосточной железной дороги;

2) определить критерии для оценки технической эффективности эксплуатации системы электроснабжения железных дорог при применении в ней компенсирующих устройств;

3) сформировать усовершенствованную методику прогнозирования активного и реактивного электропотребления, позволяющей на близко-, средне- и долгосрочную перспективу определять нагрузку тяговых подстанций;

4) разработать методику определения требуемого усиления системы тягового электроснабжения применением компенсирующих устройств, учитывающую изменение электропотребления и воздействия на параметры режима питающей энергосистемы.

Объект исследования: устройства электроснабжения железных дорог.

Область исследования: системы электроснабжения железных дорог, улучшение эксплуатационных показателей устройств электроснабжения.

Научная новизна работы состоит в следующем:

1) обоснована необходимость в дополнении существующих технических критериев для оценки эффективности использования компенсирующих устройств в тяговой сети такими критериями, как «запас мощности силовых трансформаторов», «величина снижения потерь напряжения» и «степень разгрузки питающих линий системы внешнего электроснабжения»;

2) впервые предложено использовать в методике прогнозирования потребления электрической энергии дополнительно к основным характеристикам перевозочного процесса (грузооборот, количество поездов, средняя техническая скорость, средняя масса поезда) такие показатели, как средняя длина поезда, измеряемая количеством вагонов, и количество порожних поездов, измеряемое в

процентах;

3) предложена методика определения требуемого усиления системы тягового электроснабжения применением компенсирующих устройств, устанавливаемых на тяговых подстанциях, учитывающая изменения электропотребления, воздействие на параметры режимов систем тягового и внешнего электроснабжения.

Теоретическая и практическая ценность результатов исследования заключается в следующем:

1) предложены три дополнительных технических критерия для оценки эффективности применения компенсирующих устройств в тяговой сети, позволяющих оценить эффект как для тяговой сети, так и для системы внешнего электроснабжения;

2) рекомендован метод прогнозирования потребления активной и реактивной энергии с использованием корреляционно-регрессионного анализа, базирующийся на основных и предложенных в работе дополнительных факторах, оказывающих влияние на электропотребление, и позволяющий осуществлять прогнозирование электропотребления на тягу поездов в условиях ограниченного количества исходных данных с погрешностью не более 15 %;

3) разработана методика, позволяющая определять требуемое усиление системы тягового электроснабжения применением компенсирующих устройств с учетом изменения электропотребления и воздействия на параметры режимов систем тягового и внешнего электроснабжения.

Методология и методы исследования. Поставленные задачи решались с использованием положений математической статистики, теории электрических цепей, теории графов, методов линейной алгебры. Для проведения расчетов применялись такие программные продукты, как Microsoft Excel 2010 и MathCad 15. При обучении искусственных нейронных сетей использовался пакет прикладных программ Neural Network Toolbox программного комплекса MatLab R2014a.

Основные положения, выносимые на защиту:

1) три технических критерия для оценки эффективности применения компенсирующих устройств в тяговой сети, позволяющих оценить эффект как для тяговой сети, так и для системы внешнего электроснабжения;

2) усовершенствованная методика прогнозирования потребления активной и реактивной энергии, позволяющая повысить точность прогнозирования электропотребления в условиях ограниченного объема исходных данных;

3) методика определения требуемого усиления системы тягового электроснабжения применением компенсирующих устройств, устанавливаемых на тяговых подстанциях, позволяющая учитывать изменение электропотребления и воздействие на параметры режимов систем тягового и внешнего электроснабжения.

Достоверность научных положений, выводов и полученных результатов подтверждается согласованностью расчетных данных с параметрами, полученными из опыта эксплуатации.

Реализация результатов работы. Разработанные на базе проведенных исследований инструктивно-методические указания «Прогнозирование электропотребления на тягу поездов» приняты к внедрению в АО «Дальневосточный проектно-изыскательский институт транспортного строительства».

Апробация работы. Основные положения работы обсуждались на 8-м и 9-м международных симпозиумах «Электрификация, развитие электроэнергетической инфраструктуры и электрического подвижного состава скоростного и высокоскоростного железнодорожного транспорта» (Элтранс), г. Санкт-Петербург, 2015, 2017 г.; Всероссийской научно-практической конференции творческой молодежи с международным участием «Научно-техническое и экономическое сотрудничество стран АТР в XXI веке», г. Хабаровск, 2015, 2016, 2017 г.; Всероссийской научно-практической конференции «Наука, творчество и образование в области электроэнергетики и электротехники – достижения и перспективы», г.

Хабаровск, 2015 г.; на 19-м краевом конкурсе молодых ученых и аспирантов «Молодые ученые – Хабаровскому краю», г. Хабаровск, 2017 г.; Всероссийской молодежной научно-практической конференции «Интеллектуальная энергетика на транспорте и в промышленности», г. Омск, 2018 г.; Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Проблемы и перспективы управления развитием Дальнего Востока», г. Хабаровск, 2018 г.; расширенных заседаниях кафедры «Системы электроснабжения» ДВГУПС, г. Хабаровск, 2018, 2019 г.; расширенном заседании кафедры «Электроснабжение железнодорожного транспорта» ОмГУПС, г.Омск, 2018 г.; расширенном заседании кафедры «Электроснабжение транспорта» УрГУПС, г. Екатеринбург, 2019 г.

Публикации. Основные положения диссертации нашли отражение в 17 печатных работах, в том числе в 2 работах, опубликованных в журналах, входящих в базу данных Scopus и 3 работах в изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки России, получено 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Структура и объем диссертации. Работа включает введение, четыре главы, заключение, список литературы из 136 наименований, четыре приложения. Текст диссертационной работы изложен на 141 странице печатного текста, включает 13 таблиц, 34 рисунка.

1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Согласно «Стратегии развития железнодорожного транспорта в Российской Федерации до 2030 года» и «Стратегии развития холдинга “РЖД” на период до 2030 года» планируется рост объемов грузовых и пассажирских перевозок. По минимальному варианту развития железнодорожного транспорта ожидается увеличение грузооборота в 1,46 раза, а по максимальному варианту развития в 1,58 раза к уровню 2007 года [1], а согласно [2] по консервативному сценарию в 1,4 раза к уровню 2012 года.

Увеличение грузооборота достигается за счет увеличения масс поездов, их количества, или уменьшения межпоездного интервала, что потребует увеличения пропускной способности железнодорожных линий. Пропускная способность железных дорог зависит от имеющихся постоянных технических средств: количества путей, мощностей трансформаторов тяговых подстанций, сечений контактных подвесок и прочих.

В большинстве случаев инфраструктура железных дорог не готова к повышенным нагрузкам, что сказывается на скорости, а в некоторых случаях и на самой возможности движения поезда. Решить эту проблему можно, усилив инфраструктуру железных дорог.

В части системы тягового электроснабжения (СТЭ) рост грузооборота приводит к увеличению токов нагрузки и, как следствие, к увеличению электропотребления на тяговых подстанциях железных дорог, увеличению потерь напряжения и мощности, как в тяговой сети, так и в системе внешнего электроснабжения (СВЭ).

Уже сейчас железнодорожный транспорт потребляет порядка 3,5 % от всей генерации электрической энергии в стране. А учитывая перспективный рост объ-

емов перевозок, можно утверждать, что эта цифра продолжит расти, в дальнейшем вызывая (или увеличивая) дефицит мощностей в энергосистеме. К тому же, «Энергетическая стратегия холдинга ОАО «Российские железные дороги» на период до 2015 года и на перспективу до 2030 года» [3] в качестве одной из приоритетных ставит задачу повышения энергоэффективности.

Оценка современного состояния системы электроснабжения железных дорог переменного тока и все последующие расчеты произведены применительно к участку Дальневосточной железной дороги.

1.1 Анализ методов усиления системы тягового электроснабжения переменного тока

Под пропускной способностью железнодорожной линии понимают наибольшее количество поездов или пар поездов установленной массы, которое может быть пропущено в единицу времени в зависимости от имеющихся постоянных технических средств, типа и мощности подвижного состава и принятых методов организации движения поездов. Система тягового электроснабжения ограничивает пропускную способность железнодорожной линии на ряде участков Дальневосточной железной дороги.

Существует ряд методов усиления СТЭ, имеющих целью повысить пропускную способность. В общем виде классификация методов усиления приведена на рисунке 1.1.

Первым способом является включение трансформаторов на параллельную работу. При использовании данного метода уменьшается сопротивление тяговой сети за счет уменьшения суммарного сопротивления трансформаторов. Кроме того, за счет включения в параллель второго трансформатора увеличивается допустимый ток, который может преобразовывать тяговая подстанция. Недостатком

данного способа является необходимость в установке дополнительного трансформатора для обеспечения аварийного резервирования.

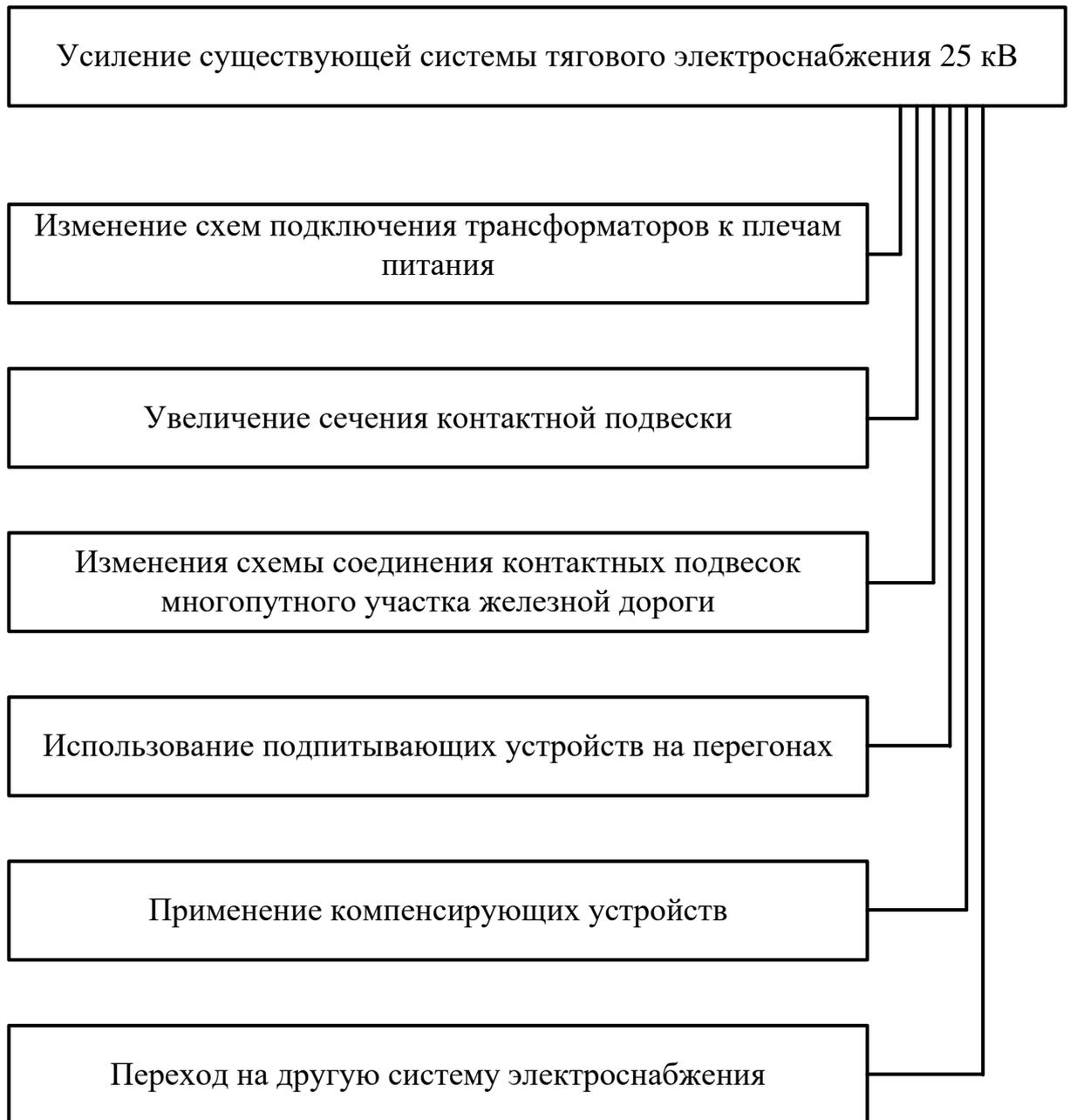


Рисунок 1.1 – Классификация методов усиления системы тягового электроснабжения переменного тока

Вторым способом усиления является увеличение сечения контактной подвески. Данный способ может быть реализован в двух вариантах:

- увеличение сечения несущего троса и (или) контактного провода;
- добавление усиливающего провода.

Представленный метод позволяет снизить потери напряжения и мощности в контактной подвеске за счет уменьшения ее сопротивления. Применение данного способа ограничено максимальным сечением проводов, входящих в контактную подвеску и несущей способностью установленных на участке опорных и поддерживающих конструкций. Применение усиливающего провода ограничивается величиной технической эффективности и стоимостью монтажа данного провода.

Применение экранирующего провода для усиления СТЭ обосновано при необходимости снизить обратные тяговые токи в рельсовой цепи. Дополнительно экранирующий провод позволяет уменьшить реактивное сопротивление тяговой сети за счет компенсации электромагнитного поля контактной подвески электромагнитным полем экранирующего провода, создаваемого обратным тяговым током.

Третий способ усиления СТЭ заключается в изменении схем соединения контактных подвесок двух- и многопутных перегонов. Для этого на перегонах сооружаются посты секционирования и пункты параллельного соединения. Данный способ позволяет повысить уровень напряжения в контактной сети за счет уменьшения потерь напряжения в ней.

Четвертым способом является установка дополнительных подпитывающих устройств на перегоне:

- вольтодобавочное устройство;
- подпитывающая подстанция.

Указанные устройства получают энергию от внешнего источника и передают ее в контактную сеть для поддержания нормального уровня напряжения. Кро-

ме того, для их сооружения, как правило, требуется сооружение дополнительных линий продольного электроснабжения тяговых подстанций.

Пятым способом усиления можно считать установку устройств компенсации. По виду они подразделяются:

- на продольную;
- поперечную.

Шестой способ усиления СТЭ – переход на другую систему электроснабжения:

- систему с усиливающим и экранирующим проводами;
- систему 2x25 кВ;
- систему 94 кВ.

Последний способ является наиболее дорогостоящим и применяется при наличии серьезных оснований. Кроме того, имеются варианты конфигурации СТЭ переменного тока, которая подразумевает получение электрической энергии электроподвижным составом одновременно от двух обмоток силового трансформатора, а третья обмотка подключается к цепи обратного тока – рельсу [4]. Для предлагаемой СТЭ потребуется не только модернизация системы электроснабжения железных дорог, но и разработка специального электроподвижного состава.

Наиболее часто как способ усиления системы тягового электроснабжения, позволяющий снизить потери мощности и в какой-то степени потери напряжения, применяется компенсация реактивной мощности. Существуют два вида компенсации: продольная и поперечная. Продольная компенсация (УПК) включается последовательно с потребителем (электровозом) в рассечку проводов контактной подвески, питающих, отсасывающих проводов и других и применяется исключительно для повышения уровня напряжения в контактной сети, с компенсацией индуктивного сопротивления тяговой сети.

Поперечная компенсация реактивной мощности (КУ) включается параллельно потребителю электрической энергии и может применяться для решения нескольких проблем. Во-первых, поперечная компенсация снижает ток в тяговых трансформаторах и питающих линиях электропередачи за счет снижения его реактивной составляющей. Вследствие снижения реактивного тока нагрузки уменьшаются потери мощности на активных сопротивлениях СТЭ, повышается уровень напряжения и уменьшаются потери напряжения в отдельных элементах системы электроснабжения. Во-вторых, при правильном распределении мощностей КУ по плечам тяговой сети возможно уменьшение несимметрии нагрузки в СВЭ [5]. В-третьих, имеется возможность дополнить компенсирующее устройство реактором, в результате чего будет получено фильтр-компенсирующее устройство, позволяющее убрать некоторые высшие гармоники в электрической цепи [6]. И наиболее часто используется именно фильтр-компенсирующее устройство.

Рост грузооборота планируется как на электрифицированных, так и неэлектрифицированных участках Дальневосточной железной дороги. Для обеспечения требуемой пропускной способности имеется необходимость в электрификации ряда участков. Первым этапом планируется электрификация участка Волочаевка – Комсомольск-на-Амуре – Советская Гавань, вторым – Комсомольск-на-Амуре – Хани.

Как уже указывалось, кроме роста грузооборота, в Дальневосточном регионе наблюдается увеличение объемов промышленного производства [7], что впоследствии может привести к дефициту мощностей в энергосистеме и, как следствие, дефициту мощностей для обеспечения возрастающих нужд железнодорожного транспорта. Чтобы избежать подобной ситуации осуществляется расширение энергосистемы: строительство дополнительных линий электропередачи, расширение действующих и строительство новых преобразовательных

подстанций, увеличение числа генераторов на действующих электростанциях. Стоимость расширения энергосистемы исчисляется сотнями миллионов рублей. К тому же, расширение энергосистемы очень масштабный процесс, сопряженный с большими трудо- и временными затратами.

Применение устройств компенсации реактивной мощности в системе тягового электроснабжения позволит снизить потребление полной мощности и тем самым создать резерв для перспективного увеличения объемов перевозок [8–11].

Существующие критерии, такие как коэффициент мощности, уровень напряжения и потери мощности, не позволяют в должной мере оценить эффект от установки КУ при решении задачи снижения расхода электрической энергии. Ввиду этого требуется дополнение существующих критериев для оценки технического эффекта от применения КУ.

1.2 Динамика изменения грузооборота и электропотребления на участке Дальневосточной железной дороги

Железнодорожный транспорт является вторым видом транспорта в России по тоннажу перевозимых грузов. С развитием добывающей промышленности растут объемы перевозок в страны Азиатско-Тихоокеанского региона через восточные морские порты Российской Федерации. В частности, рассмотрим участок Транссибирской магистрали в границах Дальневосточной железной дороги, участок от Икуры до Бикина. Фактический прирост грузооборота в 2017 году к уровню 2008 года составил 86,7 % в четном направлении и 58,6 % в нечетном направлении [10,11].

При этом, с увеличением грузооборота растет потребление как активной, так и реактивной энергии на тягу поездов. За период с 2008 по 2017 года потребление активной энергии выросло на 31,68 %, а потребление реактивной энергии

на 102,1 % к уровню 2014 года. Динамика изменения грузооборота и электропотребления представлена на рисунке 1.2.

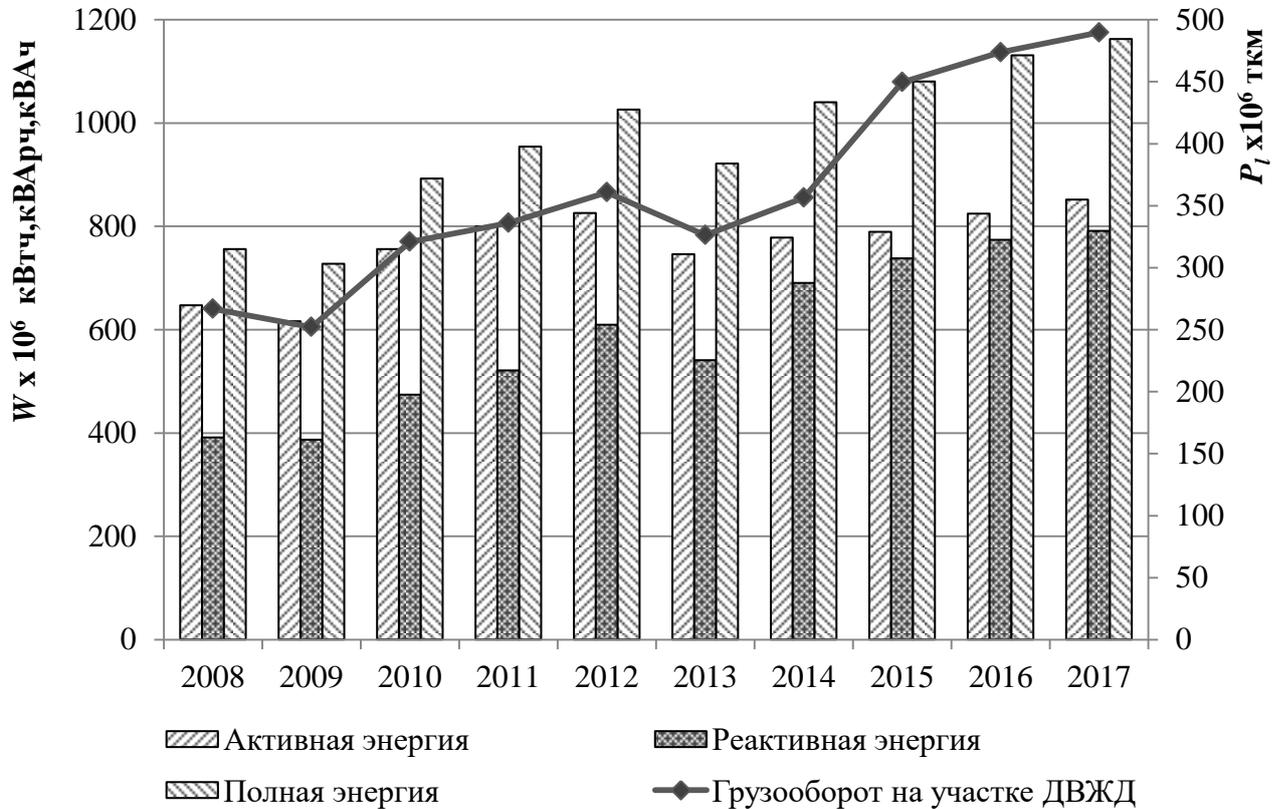


Рисунок 1.2 – Динамика изменения грузооборота и потребляемой электрической энергии на участке Дальневосточной железной дороги

Видно, что за последние четыре года значительно увеличилась доля потребления реактивной мощности. В 2008 году коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi$ составлял 0,61, а к 2017 году вырос до 0,93. За 10 лет коэффициент реактивной мощности вырос на 53 %. Коэффициент активной мощности $\cos \varphi$ наоборот уменьшился на 14 %. В 2008 году его величина составляла 0,85, а в 2017 – 0,73.

Увеличение потребления реактивной энергии связано с обновлением локомотивного парка электровозов Дальневосточной железной дороги. В 2010 – 2014 годах Дальневосточная железная дорога получила в эксплуатацию трехсекционные локомотивы серии 3ЭС5К «Ермак» [12], которые отличаются от применяе-

мых ранее локомотивов серии ВЛ наличием современных устройств автоматики, упрощающих применение рекуперативного торможения. Как результат: рекуперативное торможение используется чаще, что приводит к повышенному потреблению реактивной энергии.

По предварительной оценке потери активной мощности в системе внешнего электроснабжения в 2017 году увеличились на 137,74 % по сравнению с 2008 годом. А потери напряжения на участках системы внешнего электроснабжения от распределительных подстанций до шин высшего напряжения тяговых подстанций в среднем увеличивается на 57 %.

Устройства поперечной компенсации реактивной мощности, устанавливаемые в тяговой сети, позволяют не только ограничить потребление реактивной энергии из системы внешнего электроснабжения тяговых подстанций, но и разгрузить тяговые трансформаторы.

1.3 Сопряжение систем внешнего и тягового электроснабжения

В [13] приведены восемь основных неудовлетворительных вариантов в сопряжении систем внешнего и тягового электроснабжения. Применительно к анализируемому участку Дальневосточной железной дороги, можно рассматривать следующие варианты: протекание токов транзита по контактной сети при повышенном транзите в системе внешнего электроснабжения, подключение смежных подстанций к линиям электропередач разных классов напряжения, большая мощность районной нагрузки и большая мощность промышленных потребителей, подключенных к системе внешнего электроснабжения, разные положения устройств РПН трансформаторов смежных тяговых подстанций.

РПН трансформаторов смежных тяговых подстанций переключены в максимальное положение для пропуска поездов повышенной массы.

Наибольшая мощность районных потребителей зафиксирована на тяговой подстанции Ин, но она не превышает 15 % от общей мощности подстанции. В рассматриваемом регионе отсутствуют мощные промышленные потребители.

На рассматриваемом участке все тяговые подстанции получают питание от линий электропередачи напряжением 220 кВ, кроме Хабаровск II, имеющей высшее напряжение 110 кВ.

Кроме того, по контактной сети происходит транзит мощности в Приморскую энергосистему. Ток транзита по расчету не превышает 200 А [14].

Уравнительный ток является дополнительной нагрузкой, характер и продолжительность которой определяется режимом работы энергосистемы. Его необходимо учитывать при определении требуемого усиления СТЭ применением КУ. Одной из возможностей наиболее точного учета уравнительного тока является использование показаний автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИСКУЭ), которая позволяет получить информацию не только о потреблении, но и о транзите электрической энергии.

1.4 Критериальный подход к оценке технической эффективности применения компенсирующих устройств в тяговой сети

1.4.1 Нагрузка тяговых трансформаторов

Основным элементом тяговой подстанции является трансформатор. Он обеспечивает электрической энергией тяговые, нетяговые, а также районные потребители электрической энергии. Мощность подстанции определяется суммарной мощностью установленных трансформаторов. Однако, режимы работы трансформаторов тяговых и распределительных подстанций отличаются. Для

распределительных подстанций характерно наличие утренних и вечерних максимумов нагрузки [15]. Нагрузка тяговых подстанций полностью зависит от графика движения поездов. На рисунке 1.3 представлены средние нагрузки тяговых подстанций участка Дальневосточной железной дороги.

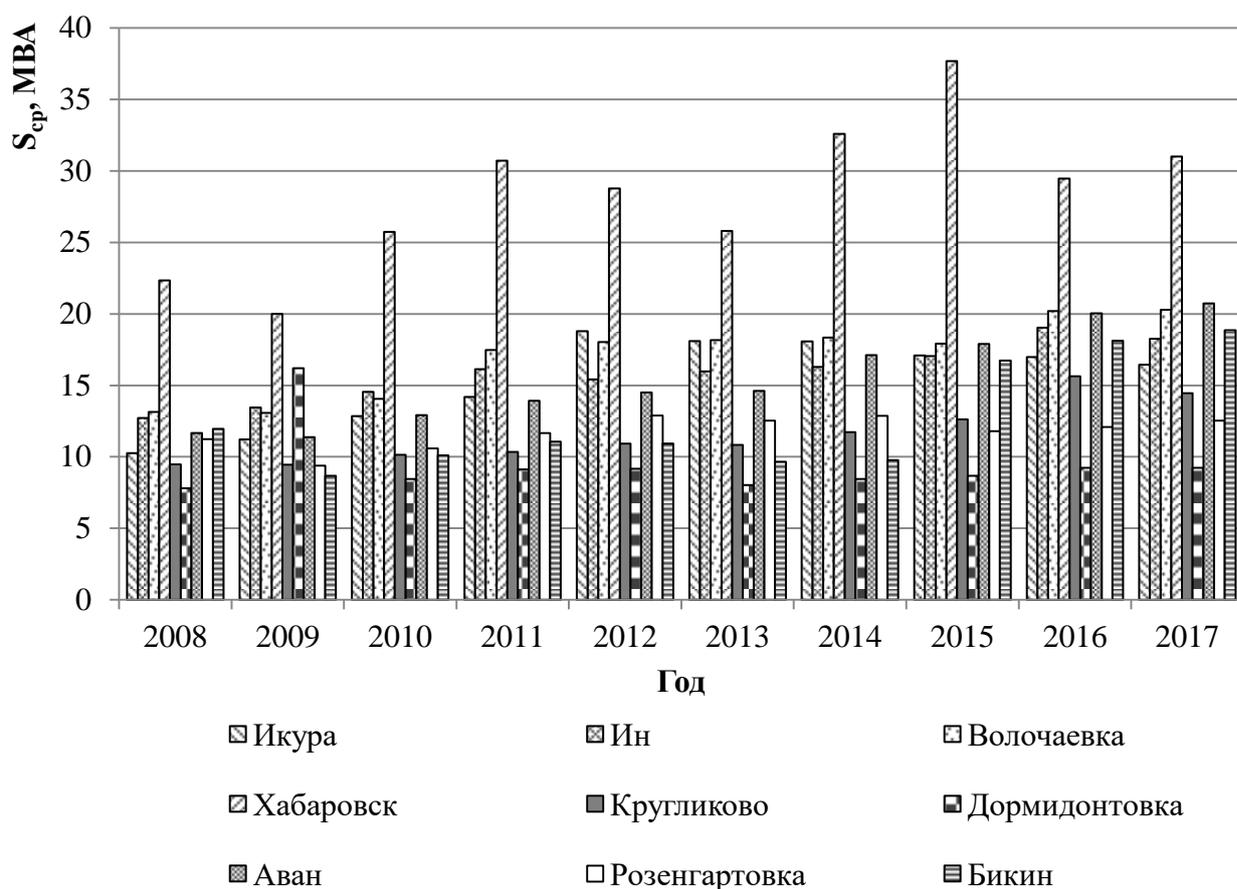


Рисунок 1.3 – Нагрузка тяговых подстанций участка Дальневосточной железной дороги

Из рисунка видно, что средняя мощность всех рассматриваемых подстанций не превышает мощности одного тягового трансформатора. Однако максимальное значение мощности превышает среднее значение приблизительно в 2,7 раза. Из этих данных можно заключить, что для ряда тяговых подстанций максимальная

мощность превышает номинальную мощность трансформатора. В результате чего может потребоваться включение трансформаторов на параллельную работу.

Рассмотрим более детально структуру электропотребления тяговых подстанций на примере 2017 года. На рисунке 1.4 приведены наибольшие значения полной, активной и реактивной мощностей, потребленных каждой тяговой подстанцией расчетного участка в 2017 году.

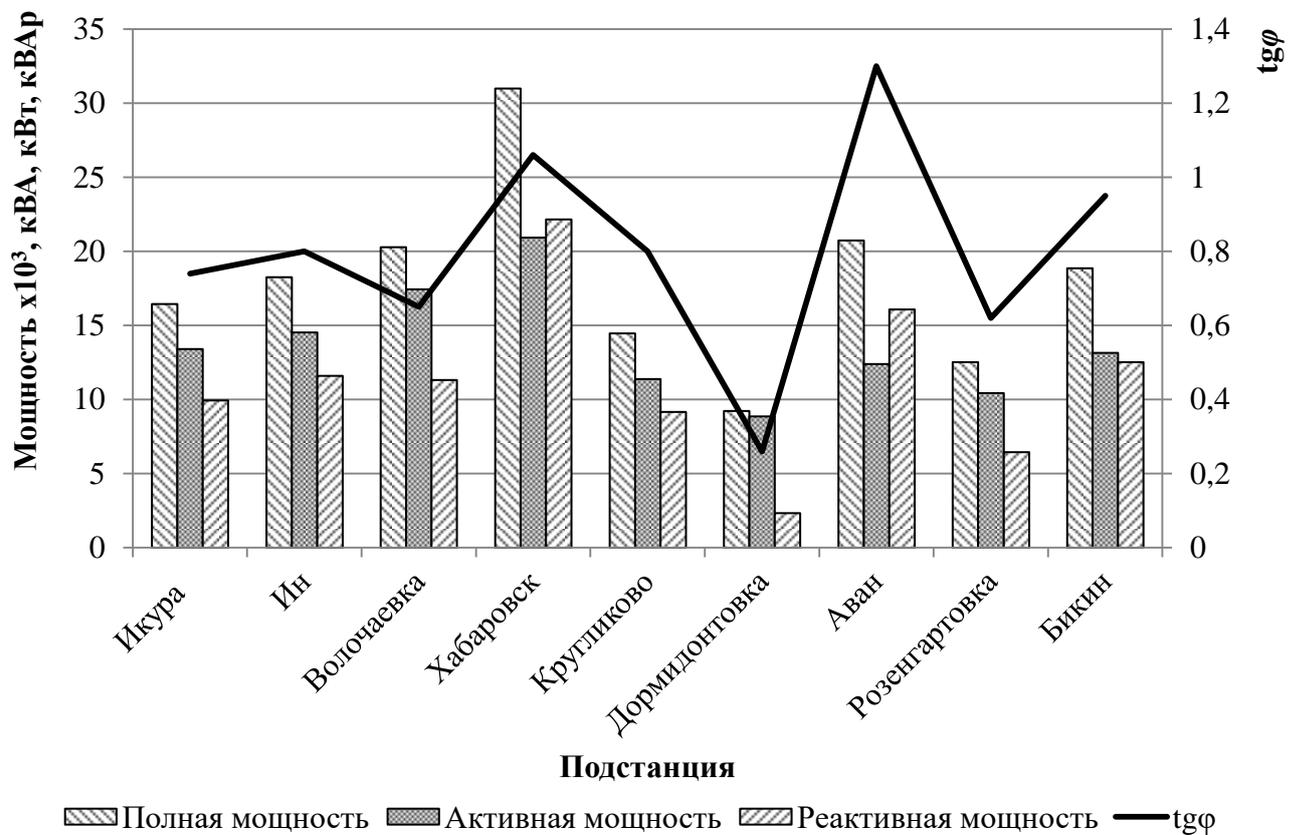


Рисунок 1.4 – Структура потребления мощности тяговыми подстанциями

Как видно из рисунка, реактивная мощность нескольких тяговых подстанций имеет большую долю в общей структуре электропотребления (исключение — тяговая подстанция Дормидонтовка). У тяговых подстанций Хабаровск и Аван реактивные мощности превышают значения активной.

Коэффициенты реактивной мощности для всех тяговых подстанций, кроме одной, превышают значение 0,6. В [17] для сетей 110 (154) кВ регламентировано значение коэффициента реактивной мощности 0,5 при отсутствии иных договоренностей с энергоснабжающей компанией. Тяговая подстанция Хабаровск II, имеющая высшее значение напряжения 110 кВ, превышает указанный лимит в 2 раза.

Можно сделать вывод, что имеется возможность снизить нагрузку тяговых подстанций, а, следовательно, тяговых трансформаторов за счет снижения потребляемой реактивной мощности.

Допустимые перегрузки трансформаторов определяются по ГОСТ 14209-85 [17]. В соответствии с ним величина допускаемой перегрузки определяется исходя из ряда факторов: тип охлаждения трансформатора; температура окружающего воздуха; величина предшествующей длительной нагрузки и продолжительность перегрузки.

В [18] показано, что фактическая нагрузка тягового трансформатора на лимитирующем участке Дальневосточной железной дороги не превышает 150 % от номинальной мощности трансформатора общей длительностью не больше 10 минут за один час.

Примем допустимую перегрузку, исходя из следующих условий: температура окружающего воздуха 20°C , в предыдущий момент времени нагрузка трансформатора составляла 50 % от номинальной, длительность перегрузки 2 часа. При заданных условиях допустимый коэффициент перегрузки трансформатора составляет 1,6. Следовательно, использование одного трансформатора для пропуска поездов возможно при пиковой нагрузке, не превышающей 64 МВА.

Железнодорожный транспорт является потребителем 1-й категории и в соответствии с [19] не допускает перерыва в электроснабжении дольше времени автоматического включения резерва. Для этого необходимо обеспечить резерв основного оборудования подстанции. При включении трансформаторов на

параллельную работу для пропуска поездов появляется необходимость в установке дополнительного трансформатора для обеспечения необходимого резерва. Снижение нагрузки подстанций после установки КУ позволит отсрочить данное мероприятие. Одним из впервые вводимых критериев для оценки эффективности применения КУ предложен запас мощности силовых трансформаторов.

1.4.2 Снижение потерь активной мощности в линиях электропередачи и трансформаторах после установки КУ

В зависимости от места установки КУ можно обеспечить снижение потерь мощности не только в трансформаторах, но и в контактной сети, данный критерий предлагается в [20–22].

При установке КУ на тяговой подстанции обеспечивается снижение потерь мощности в тяговых трансформаторах и линиях электропередачи, но данные элементы относятся к различным зонам балансовой принадлежности, поэтому рассматриваться в совокупности не могут. Определенные по данным 2017 года средние потери энергии в трансформаторах всех тяговых подстанций представлены на рисунке 1.5. При этом рассматриваются потери в случае одного трансформатора, находящегося в работе. Для определения величины снижения потерь рекомендуется использовать формулу, представленную в [22]:

$$\delta P = \frac{2}{U_n^2 \cdot 10^3} \cdot \left[2 \cdot \sum_{\substack{i=1 \\ j=1}}^{m,N} R_{ij} \cdot Q_i \cdot Q_j \cdot \cos^2 \gamma_{ij} - \sum_{\substack{i=1 \\ j=1}}^N R_{ij} \cdot \cos^2 \gamma_{ij} \cdot (Q_i - Q_{\kappa i}) \cdot (Q_j - Q_{\kappa j}) - \sum_{\substack{i=1 \\ j=1}}^{m,N} R_{ij} \cdot Q_{\kappa i} \cdot P_j \cdot \sin 2 \gamma_{ij} \right], \quad (1.1)$$

где U_n – номинальное напряжение сети, кВ;

R_{ij} – активные сопротивления узлов i и j ;

Q_i (Q_j) и P_j – реактивная и активная мощность однофазной нагрузки в узлах i и j ;

Q_{ki} и Q_{kj} – мощности КУ в узлах i и j ;

γ_{ij} – угол, который принимает 3 возможных значения (0^0 ; $+60^0$; -60^0) в зависимости взаиморасположения векторов напряжения в узлах i и j .

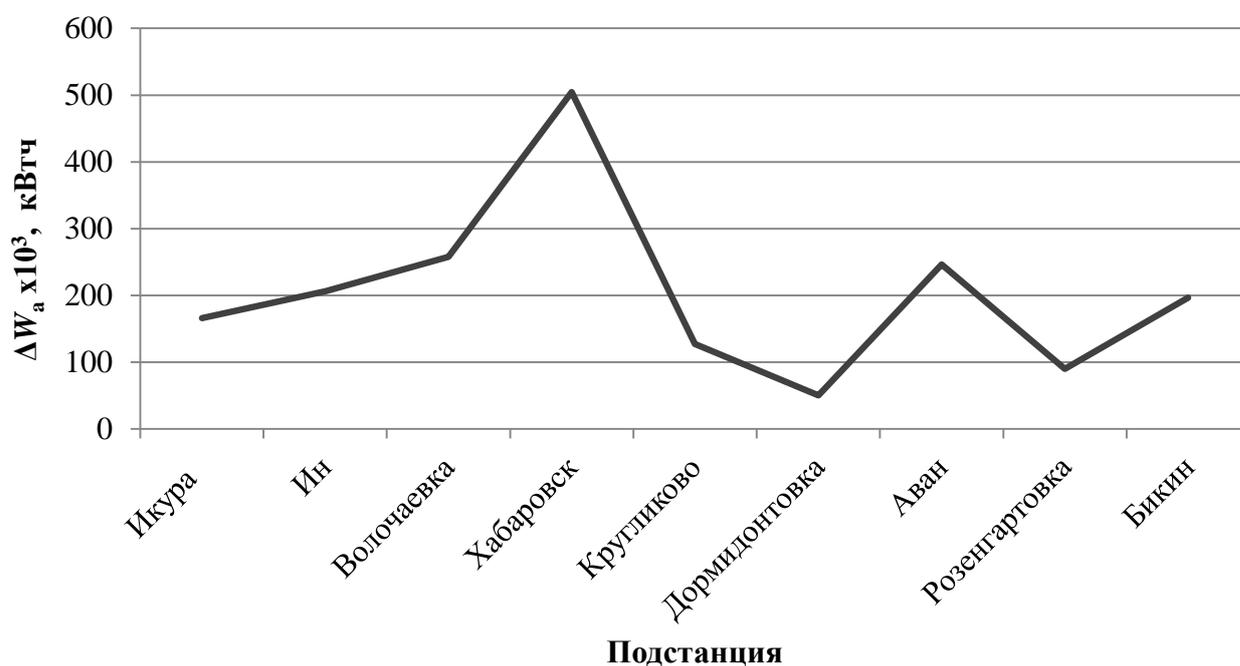


Рисунок 1.5 – Потери активной энергии в трансформаторе подстанции

Формула (1.1) рекомендуется для определения потерь активной мощности, поскольку в ней в наибольшей степени отражены потери в элементах сети с учетом специфики тягового электроснабжения. Данная формула применяется в том случае, если известно распределение мощностей по фазам, фазировка тяговых подстанций, а также, если выбрано конкретное плечо тяговой подстанции, в которое будет установлено КУ. Для приближенного учета снижения потерь активной мощности рекомендуется воспользоваться формулой (1.2) [23–25].

$$\delta P = \frac{Q_k \cdot (2Q - Q_k) \cdot R_\Sigma}{U_{ном}^2}, \quad (1.2)$$

где Q_k – мощность КУ;

Q – потребляемая реактивная мощность;

R_Σ – активное сопротивление тяговых трансформаторов;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети.

Номинальным напряжением для расчета принимается напряжение системы внешнего электроснабжения. Активное сопротивление линий электропередачи и трансформаторов является результирующим активным сопротивлением от источника питания до места установки КУ, а именно до шин 27,5 кВ.

Для расчета по формуле (1.2) следует определить эквивалентное активное сопротивление до расчетной подстанции. Расчетными подстанциями в данном случае будут те, на которых принята установка КУ.

Для расчета принимается ряд допущений: в схеме остается только один потребитель электрической энергии, а именно расчетная подстанция; источник электрической энергии имеют одинаковую величину напряжения, и можно принять, что это один источник.

Стоимость 1 МВт·ч электрической энергии в 2017 году для промышленных предприятий примем равной 386,67 руб./МВтч [26]. По результатам произведенной оценки стоимость потерь активной энергии для каждой тяговой подстанции расчетного участка лежит в диапазоне от 19,5 до 195,2 тысяч рублей в 2017 году.

Фактические потери активной мощности в одном трансформаторе тяговой подстанции не превышают 58 кВт. Поэтому как самостоятельный критерий для оценки технической эффективности величина снижения потерь активной мощности в линиях электропередачи и трансформаторах не показательна. Данный критерий предлагаем представлять в денежном эквиваленте в виде стоимости потерь.

1.4.3 Снижение потерь напряжения до места установки компенсирующих устройств

Уровень напряжения в тяговой сети является одним из лимитирующих факторов при пропуске поездов повышенного веса и длины. Уменьшение токов, протекающих по участкам электрической цепи, после установки КУ позволяет уменьшить не только потери мощности, но и потери напряжения. Вследствие снижения потерь напряжения повышается его уровень в точке подключения КУ.

Результаты произведенной оценки средних значений потерь напряжения в линиях электропередач и трансформаторах представлены на рисунке 1.6.

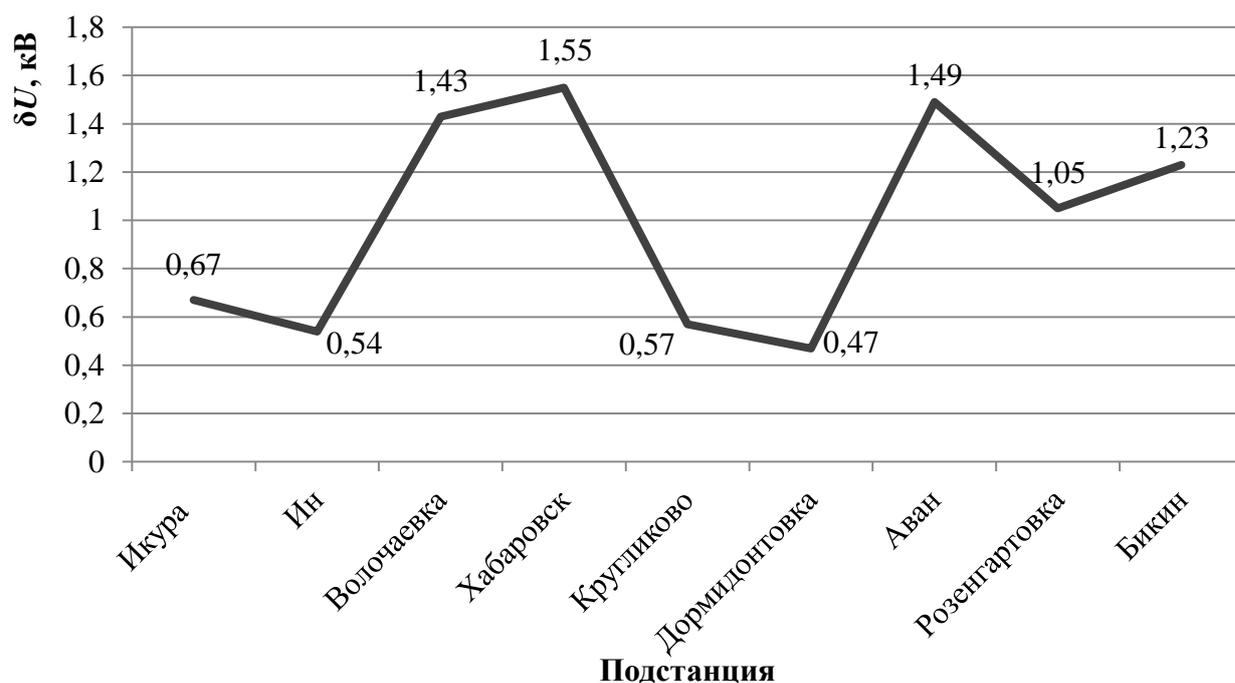


Рисунок 1.6 – Средние потери напряжения в линиях электропередачи и трансформаторах

Из рисунка видно, что средние потери напряжения в системе внешнего электроснабжения и тяговых трансформаторах достигают величины в 1,55 кВ. Потери напряжения в момент пиковой нагрузки возрастают пропорционально ей,

примерно в 2,7–3 раза. По причине этого возможно снижение уровня напряжения в контактной сети ниже допустимых значений [27].

Применение КУ в тяговой сети позволяет уменьшить потерю напряжения за счет уменьшения потребляемой реактивной мощности.

Для определения снижения потерь напряжения предлагается использовать формулу, представленную в [22]:

$$\delta U = \frac{2 \cdot X_n}{X_k - 2 \cdot X_n} \cdot \frac{U}{U_n} \cdot 100\% , \quad (1.3)$$

где X_n – реактивное сопротивление питающих линий электропередачи и трансформаторов;

X_k – реактивное сопротивление КУ;

U – напряжение в точке подключения КУ до его включения;

U_n – номинальное напряжение электроустановки в точке подключения КУ.

При отсутствии информации о фактическом уровне напряжения на шинах 27,5 кВ, расчет можно производить по упрощенной формуле (1.4) [13,25].

$$\delta U \cong \frac{Q_c \cdot X_\Sigma}{U_n} , \quad (1.4)$$

где Q_c – мощность КУ, кВАр;

X_Σ – эквивалентное реактивное сопротивление линий электропередачи и трансформаторов, Ом;

U_n – номинальное напряжение сети потребителя (железной дороги), кВ.

Для повышения наглядности результатов рекомендуется рассчитывать величину снижения потерь напряжения в процентах от номинального значения напряжения (1.5).

$$\delta U \cong \frac{Q_c \cdot X_{\Sigma}}{U_n^2} \cdot 100\% . \quad (1.5)$$

Определение эквивалентного реактивного сопротивления осуществляют с использованием схемы электроснабжения конкретной тяговой подстанции. При этом принимаются следующие допущения: удельное индуктивное сопротивление линии принимается одинаковым для всех участков схемы внешнего электроснабжения; параметры трансформатора для расчета сопротивления соответствуют паспортным значениям.

При этом повышение уровня напряжения в контактной сети при отсутствии поездов на межподстанционной зоне не допускается выше 29 кВ при электроснабжении переменным током. Поэтому следует определить граничные значения повышения уровня напряжения в зависимости от минимальной возможной величины снижения потерь напряжения и наибольшего уровня напряжения на шинах 27,5 кВ тяговой подстанции.

На рисунке 1.7 представлены результаты расчета уровня напряжения на токоприемнике электроподвижного состава с использованием программного комплекса КОРТЭС.

Из рисунка видно, что при пропуске поездов повышенной массы напряжение в тяговой сети расчетного участка может снижаться до 17,3 кВ. Данный уровень напряжения выходит за предельно допустимое минимальное напряжение на токоприемнике электроподвижного состава, равное 19 кВ [27]. Но для получения оптимальной реализации тяговой мощности электроподвижного состава уровень напряжения следует повысить до величины 21 кВ. «Величина снижения потерь напряжения» может быть рекомендована, как один из критериев для оценки применения КУ в тяговой сети.

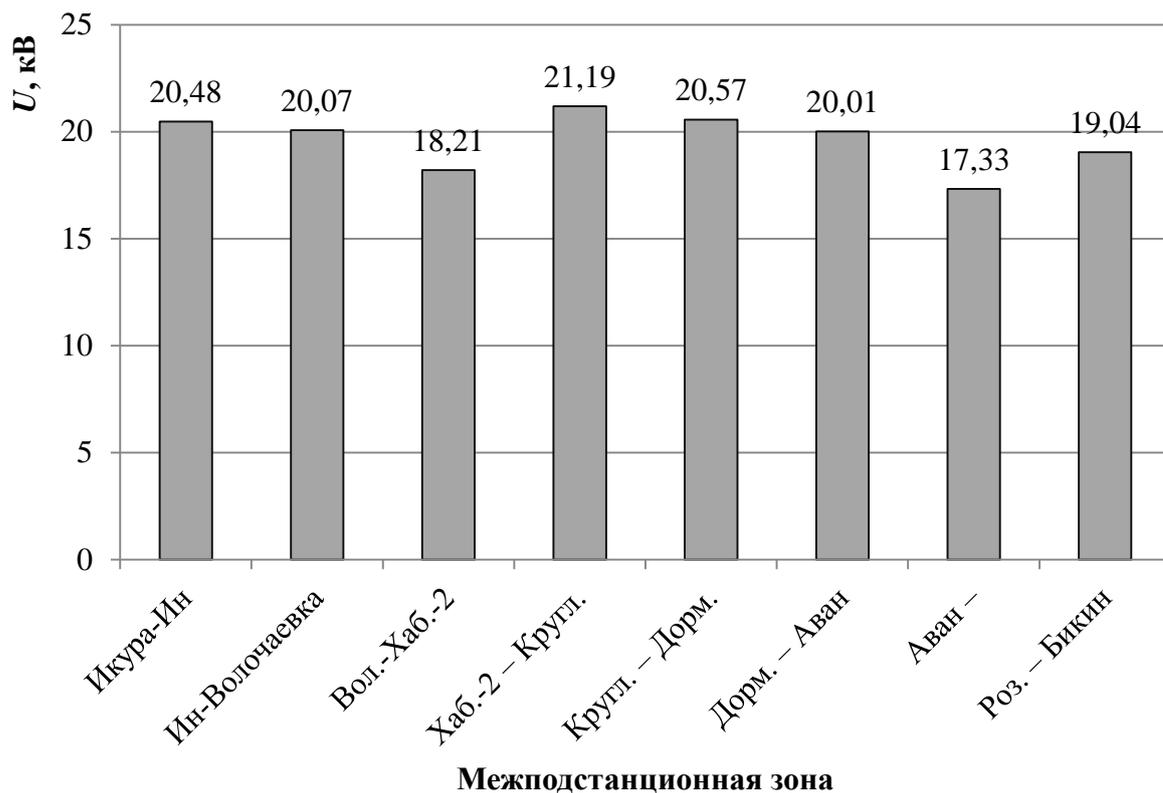


Рисунок 1.7 – Минимальный уровень напряжения на токоприемнике электроподвижного состава

Следует также иметь ввиду, что при отсутствии поездов на межподстанционной зоне напряжение на шинах тяговой подстанции повышается до номинального значения в 27,5 кВ. Максимальный допустимый уровень напряжения в тяговой сети 29 кВ. Установка КУ на шинах 27,5 кВ не должна приводить к недопустимому повышению уровня напряжения.

С учетом представленных тезисов и результатов (см. рисунки 1.6 и 1.7) можно сделать вывод, что оптимальным является снижение потерь напряжения на величину 1–3,5 кВ или на 3,5–12,5 % при наличии поездов на межподстанционной зоне и до 1 кВ при их отсутствии. Выполнению данного условия будет способствовать установка автоматически регулируемых КУ.

1.4.4 Разгрузка питающих линий электропередачи после установки компенсирующих устройств

После установки КУ происходит снижение и перераспределение передаваемых реактивных мощностей, по участкам системы внешнего электроснабжения. За счет снижения реактивных составляющих мощностей снижаются и полные мощности. Исходя из величины данного параметра, можно определить величину резерва мощности, которую дополнительно можно подключить к питающей энергосистеме, в том числе и для электрифицированной железной дороги.

Для определения величины разгрузки питающих линий электропередачи по участкам системы внешнего электроснабжения следует рассчитать величины протекающих мощностей по участкам схемы внешнего электроснабжения до и после установки КУ в тяговой сети [29,30].

Оценим загрузку линий электропередачи рассматриваемого участка по данным на 2017 год (см. рисунок 1.8). На рисунке 1.8 представлены участки схемы внешнего электроснабжения девяти тяговых подстанций участка Дальневосточной железной дороги.

Тяговые подстанции Икура, Ин, Волочаевка, Хабаровск получают питание по сталеалюминиевым проводам, сечением 300 мм^2 . А тяговые подстанции Кругликово, Дормидонтовка, Аван, Розенгартовка и Бикин – по сталеалюминиевым проводам сечением 400 мм^2 .

Из справочника [31] наибольший допустимый ток для провода АС-300 равен 710 А, а для провода АС-400 – 830 А. Пиковые величины мощностей больше средних (см. рисунок 1.7) примерно в 2,7 раза. Кроме того, необходимо иметь в виду, что представленные на рисунке участки линий электропередач, помимо тяговых подстанций, передают электрическую энергию и другим потребителям электрической энергии, которые будут увеличивать величину суммарного тока на участке.

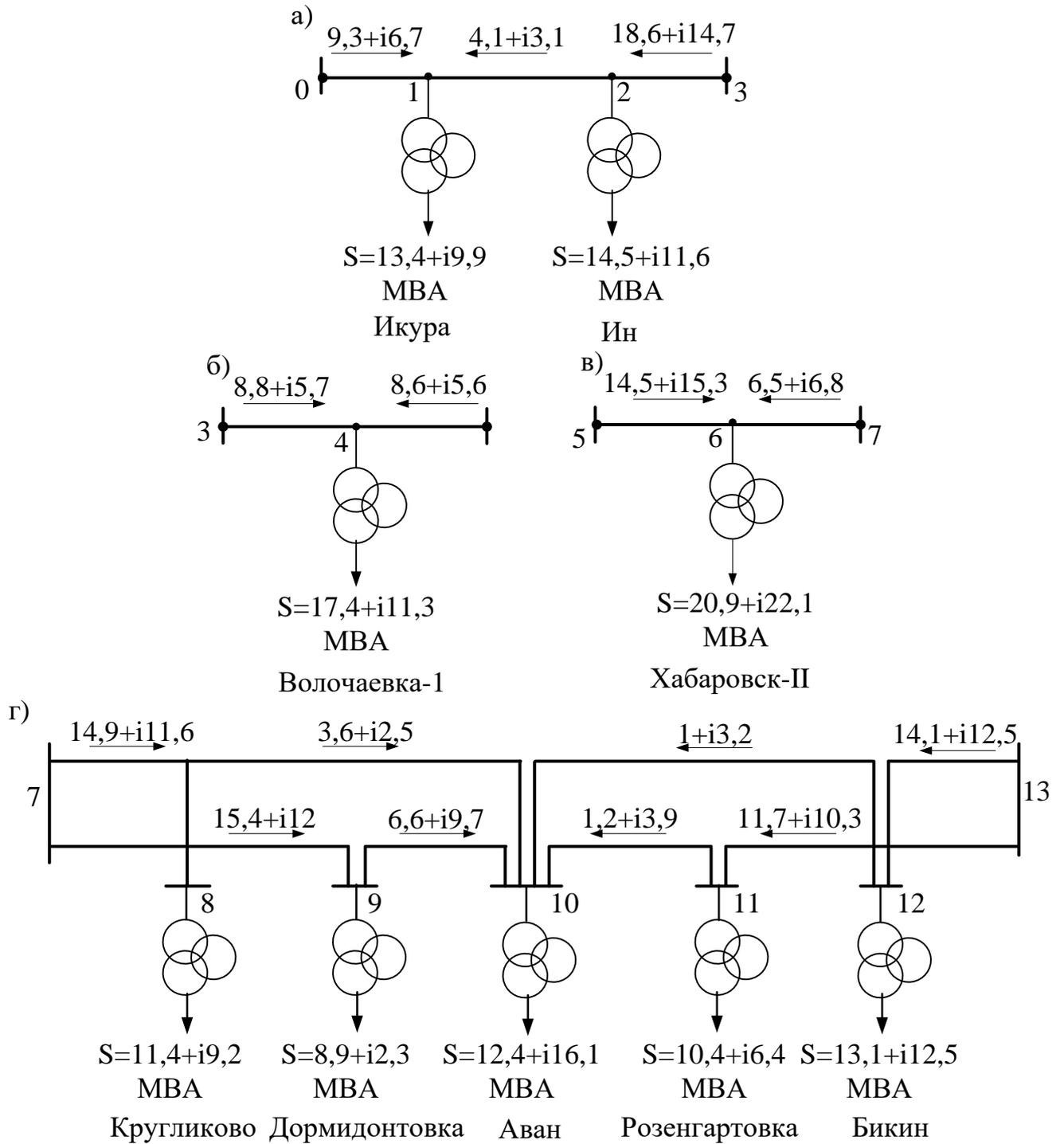


Рисунок 1.8 – Средняя нагрузка питающих линий электропередачи в наиболее загруженный месяц 2017 года

На рисунках 1.9 и 1.10 представлены максимальные токи в линиях электропередачи.



Рисунок 1.9 – Наибольшие токи в ЛЭП с проводами АС-300

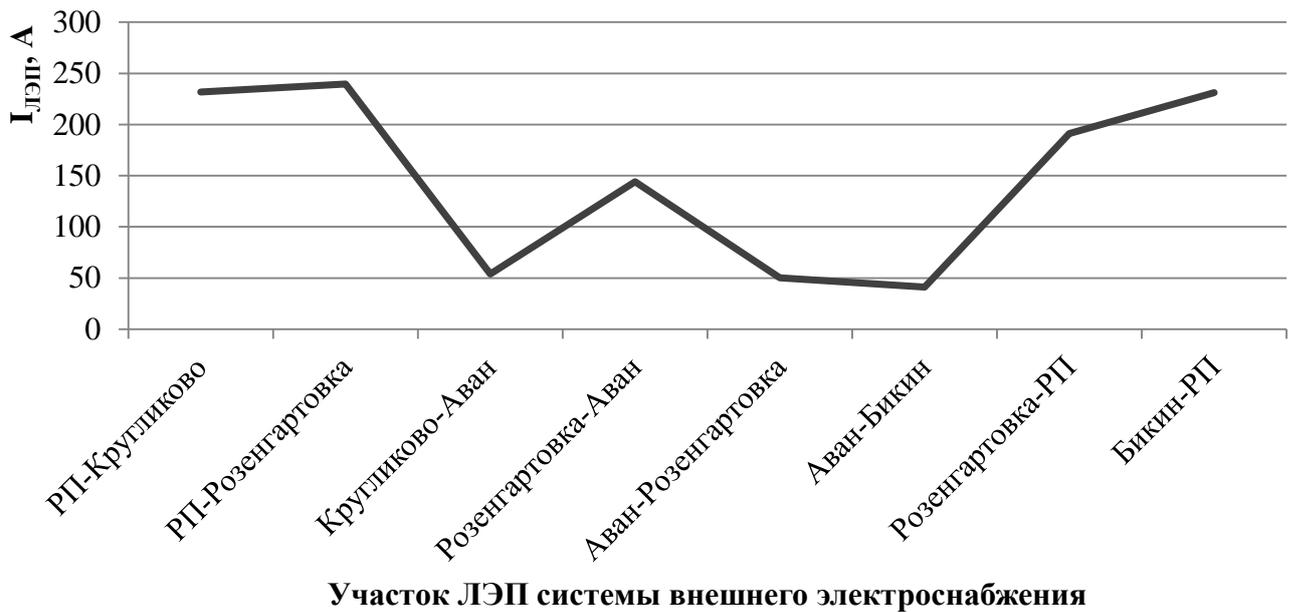


Рисунок 1.10 – Наибольшие токи в ЛЭП с проводами АС-400

Из рисунков 1.9 и 1.10 видно, что нагрузка линий электропередачи не превышает половины максимально допустимой токовой нагрузки проводов. Исключение – линии, питающие тяговую подстанцию Хабаровск II, нагрузка которых составляет 72,8 %.

Третьим, предлагаемым в работе, критерием является степень разгрузки питающих линий системы внешнего электроснабжения (СВЭ). Главным образом, резервы мощности можно оценить на головных участках линии электропередачи (линии, подключенные к источнику энергии). На данных участках наблюдается наибольшая величина протекающих токов. Проанализировав данные, представленные на рисунках 1.7 и 1.8, можно заключить, что оптимальным будет снижение полной мощности головных участков при включении КУ на 10 %, что при различной загрузке участка линии электропередачи может составлять 1–2 МВА.

1.5 Определение перспективности применения компенсирующих устройств в тяговой сети

Недостаточно просто определить место установки и мощность КУ, а затем проверить эффективность выбранного решения. Поскольку ставится задача усилить систему тягового электроснабжения в условиях дефицита электрической энергии, необходимо оценить перспективность применения КУ выбранной мощности. Дальнейший рост объемов перевозок приведет к увеличению объемов потребляемой электрической энергии. И в результате КУ выбранной мощности станут неэффективны. Ввиду того, что мощности КУ, выпускаемых промышленностью, имеют ограничения по величине, в будущем потребуется увеличение трансформаторной мощности.

Данную задачу можно решить, применяя тяговые расчеты [32]. Однако для этого нужно знать большое количество трудно прогнозируемых параметров. К ним относятся типы электропоездов, обращающихся на участке, график движения поездов, фактические значения напряжения на шинах тяговых подстанций.

Другим способом решения поставленной задачи можно считать применение прогнозирования электропотребления. Данный способ уступает тяговым расчетам

в точности определяемой величины электропотребления, но для его применения требуется меньшее количество исходных данных.

Анализ существующих методов прогнозирования электропотребления представлен в главе 2 данной работы.

Выводы по главе 1

1. Рост объемов перевозок на Дальневосточной железной дороге ведет к необходимости усиления СТЭ. За последние 9 лет потребление активной энергии на тягу поездов выросло на 32 %, а реактивной на 102 %. При этом потери активной энергии в системе внешнего электроснабжения выросли на 138 %, а потери напряжения на 53 %.

2. Средняя нагрузка тяговых трансформаторов при одиночной работе не превышает 78 %, а при параллельной работе трансформаторов лежит в диапазоне от 10 до 39 %. Ограничивающим фактором загрузки тяговых трансформаторов является пиковая нагрузка, превышающая среднюю в 2,7 раза. Средние потери напряжения в линиях электропередачи и тяговых трансформаторах достигают величины в 1,55 кВ. Это сказывается на уровне напряжения в тяговой сети. Потери активной мощности в трансформаторах лежат в диапазоне от 5 до 56 кВт. По этой причине как самостоятельный критерий снижение потерь активной мощности не показательно и рекомендуется к применению в составе экономического критерия.

3. В качестве критериев для оценки эффективности применения КУ в тяговой сети предложено : запас мощности силовых трансформаторов (МВА), величина снижения потерь напряжения (%) и степень разгрузки питающих линий электропередачи (МВА или %). Использование указанных критериев для оценки эффективности применения КУ следует осуществлять не только на момент проектирования, но и учитывая перспективные изменения объемов перевозок.

2 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

В стандарте ОАО «Российские железные дороги» по выбору мощности и места размещения компенсирующих устройств в тяговой сети [32,33] в качестве исходных данных предлагается использовать значения фактического минимального напряжения на токоприемнике электровоза, а также значения фактического потребления реактивной энергии на расчетном участке. Причем указанные значения могут быть получены как на основе замеров, так и с помощью тяговых расчетов.

С учетом сложившейся ситуации на Дальневосточной железной дороге, в которой появляется необходимость в установке третьего трансформатора, следует выбранные мощности компенсирующих устройств проверять на перспективу увеличения электропотребления. Тенденции к определению плановых значений энергопотребления были заложены давно и имеют разные подходы к их определению [34,35]. Перспективные значения электропотребления могут быть определены с помощью тяговых расчетов. Но для этого необходимо знать перспективный график движения поездов, что не всегда является удобным.

Другим возможным способом определения тенденций изменения электропотребления (ЭП) является прогнозирование.

На сегодняшний день разработан ряд методик прогнозирования ЭП. В данной главе диссертационного исследования приводится анализ, на наш взгляд, наиболее значимых из существующих методов прогнозирования ЭП и оценка их применимости к долгосрочному прогнозированию ЭП.

2.1 Анализ существующих методов прогнозирования электропотребления

Прогнозированию электропотребления на транспорте посвящено большое

количество работ. В частности, вопросами, связанными с прогнозированием электропотребления, занимались такие ученые, как Закарюкин В.П., Крюков А.В., Макоклюев Б.И., Митрофанов А.Н., Надтока И.И., Никифоров М.М., Раевский Н.В., Черемисин В.Т., Kandil M.S., Mahmoud H.M., Bazaz M.A. и другие [36–54].

Почти все проанализированные работы посвящены оперативному или краткосрочному прогнозированию. Однако краткосрочной перспективы недостаточно для определения тенденции изменения электропотребления с последующим расчетом мощности КУ. В данном случае необходимо среднесрочное и долгосрочное прогнозирование.

Например, в работах [45–47] предложено три способа прогнозирования электропотребления. Первый способ основан на применении имитационного моделирования. Он реализован в виде программного продукта – Fazonord, который разработан сотрудниками Иркутского государственного университета путей сообщения для расчета нагрузочной способности и режимов системы тягового электроснабжения в фазных координатах. Применение методики имитационного моделирования позволило осуществить прогнозирование электропотребления для конкретной тяговой подстанции с погрешностью 1,9 %.

Второй способ прогнозирования электропотребления, приведенный в [45,47], использует техноценологический подход, основанный на математическом аппарате рангового распределения. Суть способа заключается в определении аппроксимирующей кривой через параметры рангового распределения по всей длине предыстории. Данный способ позволяет получить прогнозные значения электропотребления на тяговой подстанции с погрешностью 4,5 %. Данная методика лежит в основе программного продукта «Учет и прогнозирование электропотребления».

Достоинства перечисленных методов прогнозирования: высокая точность при краткосрочном и оперативном прогнозировании электропотребления; приме-

нимость методов прогнозирования для любых временных интервалов.

Недостатки для прогнозирования: требуются специально разработанные программные комплексы, а интеграция в новый программный продукт весьма затруднительна.

Наибольшее распространение получили три метода прогнозирования: с применением метода трендов, искусственных нейронных сетей и корреляционно-регрессионного анализа. Рассмотрим указанные методы более подробно.

2.1.1 Прогнозирование электропотребления методом наименьших квадратов

Значения активного и реактивного электропотребления, определенные за различные периоды времени, являются временным рядом. Временной ряд – совокупность случайных величин, распределенных по временным интервалам [55,56]. Произведя анализ временного ряда можно осуществить его прогнозирование. Анализ временного ряда заключается в выделении детерминированной d_t и случайной компоненты ε_t . Детерминированная компонента описывает закономерные изменения временного ряда, а случайная – хаотические изменения временного ряда [57].

При этом, временной ряд с достаточной точностью может быть описан посредством следующих моделей [57]:

– аддитивная

$$X_t = d_t + \varepsilon_t; \quad (2.1)$$

– мультипликативная

$$X_t = d_t \cdot \varepsilon_t. \quad (2.2)$$

Детерминированная компонента временного ряда включает в себя тренд. Тренд – это направленность изменения временных рядов, которые определяются путем обработки экспериментальных данных и установления на этой основе тенденций роста или спада [57,58]. Существует ряд типовых моделей, позволяющих математически описать тренд: линейная, полиномиальная, логарифмическая, логистическая, модель Гомперца.

Для прогнозирования изменения электропотребления на тягу поездов применим прямолинейный тренд, так как этот вид тренда отображает тенденции примерно равномерных изменений уровней.

Главный параметр прямолинейного тренда – среднее изменение уровней ряда за единицу времени, этот параметр является константой.

Основные свойства прямолинейного тренда [57]:

- за одинаковые промежутки времени происходят равные изменения значений;
- если средний абсолютный прирост – положительная величина, то темпы прироста или относительные приросты постепенно уменьшаются;
- если средний абсолютный прирост – отрицательная величина, то темпы сокращения или относительные изменения постепенно возрастают по абсолютной величине снижения к предшествующему уровню;
- если изучаемая величина по определению положительна и есть тенденция к сокращению уровней, то среднее изменения уровня a не может быть меньше среднего уровня b ;
- разность абсолютных изменений, то есть ускорение прямолинейного тренда, равно нулю.

Прямолинейный тренд выражается уравнением [57]:

$$\bar{y}_i = a + b \cdot t_i, \quad (2.3)$$

где \bar{y}_i – выровненный уровень тренда для измерения с номером i ;

a – свободный член уравнения, равный среднему выровненному уровню для периода времени, принятого за начало отсчета;

b – средняя скорость изменения уровней ряда;

t_i – номер периода времени, к которым относятся уровни временного ряда.

Для вычисления коэффициентов a и b линейного тренда, описываемого уравнением (2.3), по методу наименьших квадратов (МНК) определяются частные производные функции (2.3) и приравниваются к нулю.

$$f(a,b) = \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y}_i)^2 = \sum_{i=1}^n (y_i - a - b \cdot t_i). \quad (2.4)$$

После произведения алгебраических преобразований, получены два уравнения МНК для прямой линии:

$$n \cdot a + b \cdot \sum_{i=1}^n t_i = \sum_{i=1}^n y_i; \quad (2.5)$$

$$a \cdot \sum_{i=1}^n t_i + b \cdot \sum_{i=1}^n t_i^2 = \sum_{i=1}^n (y_i \cdot t_i), \quad (2.6)$$

где t_i – номер временного интервала.

По соображениям рациональности начало отсчета временных интервалов следует перенести в середину временного ряда. При этом, половина номеров временных интервалов будет отрицательными числами, а половина – положительными. В этом случае система уравнений МНК для прямой линии распадается на два уравнения с одним неизвестным в каждом:

$$n \cdot a = \sum_{i=1}^n y_i; \quad (2.7)$$

$$b \cdot \sum_{i=1}^n t_i^2 = \sum_{i=1}^n (y_i \cdot t_i). \quad (2.8)$$

Откуда:

$$a = \frac{\sum_{i=1}^n y_i}{n}; \quad (2.9)$$

$$b = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i \cdot t_i)}{\sum_{i=1}^n t_i^2}, \quad (2.10)$$

где y_i – исходные данные;

t_i – период i , год.

Для проверки метода трендов произведем расчет тренда для электропотребления тяговой подстанции Хабаровск II. На рисунке 2.1 представлены указанные результаты расчетов.

Из построенных графиков видно, что линейный тренд не повторяет временного ряда, а показывает тенденцию его изменения.

Временной ряд обычно включает два основных элемента: тенденцию и колеблемость. Для временных рядов указанные составляющие находятся в неодинаковом соотношении, и в крайних случаях может остаться только один элемент. Например, при отсутствии колеблемости, ряд представляет собой тренд в чистом виде, а при отсутствии тенденции, но при наличии оставшихся колебаний уровней

ряда около постоянной средней величины получаем стационарный временной ряд. Крайние случаи весьма редки в практике. Обычно оба элемента сочетаются в исходном ряду, а методы статистического анализа призваны убрать из тенденции от колебания и измерить ее параметры [57].

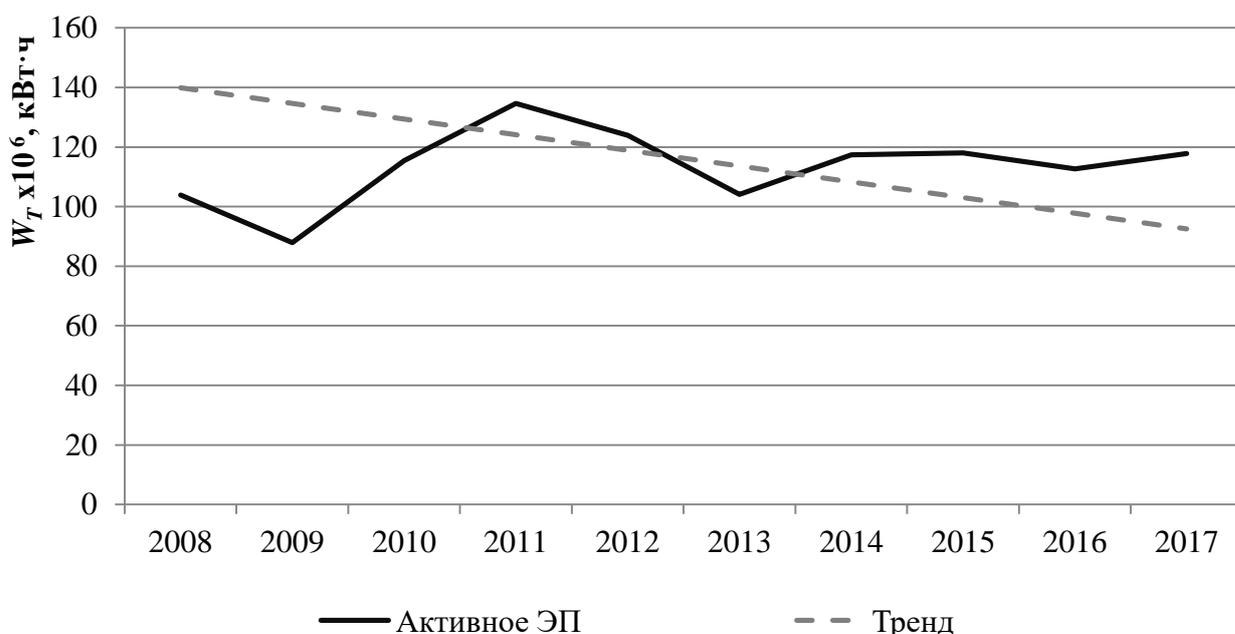


Рисунок 2.1 – Изменение активного электропотребления на тяговой подстанции Хабаровск II и его тренд

Сама колеблемость также является важным предметом статистического исследования временных рядов. Величина колеблемости может использоваться для решения различных задач:

- она позволяет определить причины колебаний временных рядов и пути влияния на них;
- на основании параметров колеблемости можно осуществлять прогноз или учитывать их как фактор ошибки прогноза, то есть уточнить прогноз или увеличить его надежность;

– с использованием параметров и прогнозов колебаний можно определить резервы, страховой запас, требуемый для преодоления вредных последствий колебания уровней.

Размах колебаний – разница между минимальным и максимальным по алгебраической величине отклонением от тренда:

$$R_i = (y_i - \bar{y}_i)_{\max} - (y_i - \bar{y}_i)_{\min}. \quad (2.11)$$

Для ряда, представленного на рисунке 2.1:

$$R_i = 3\,105\,861 - (-2\,885\,566) = 5\,991\,427 \text{ кВтч}.$$

Среднее линейное отклонение от тренда вычисляется по формуле

$$\bar{d}_i = \frac{\sum_{i=1}^n |y_i - \bar{y}_i|}{n}; \quad (2.12)$$

$$\bar{d}_i = \frac{18342655}{12} = 1528555 \text{ кВтч}.$$

Среднее квадратичное отклонение от тренда:

$$\sigma_i = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y}_i)^2}{n}}; \quad (2.13)$$

$$\sigma_i = \sqrt{\frac{3,73607 \cdot 10^{13}}{12}} = 1764479,394 \text{ кВтч}.$$

Относительными показателями колеблемости уровней ряда динамики относительно тренда являются частные от деления абсолютных показателей колеблемости на средний уровень ряда за тот же период.

Относительный размах равен отношению абсолютного размаха к среднему уровню ряда:

$$V_{R_i} = \frac{R_i}{\bar{y}_i}, \quad (2.14)$$

где \bar{y}_i – средний уровень ряда.

$$V_{R_i} = \frac{5991427}{9391127,75} = 0,637 \text{ или } 63,7 \%$$

Относительное линейное отклонение равно отношению среднего линейного отклонения уровней ряда от тренда к среднему уровню ряда:

$$V_{d_i} = \frac{\bar{d}_i}{\bar{y}_i}; \quad (2.15)$$

$$V_{d_i} = \frac{1528555}{9391127,75} = 0,163 \text{ или } 16,3 \%.$$

Коэффициент колеблемости есть отношение среднего квадратичного отклонения уровней ряда от тренда к среднему уровню ряда:

$$V_{\sigma_i} = \frac{\sigma_i}{\bar{y}_i}; \quad (2.16)$$

где \bar{y}_i – средний уровень ряда.

$$V_{\sigma_i} = \frac{1764479,4}{9391127,75} = 0,188 \text{ или } 18,8 \%.$$

Мерой устойчивости уровней динамического ряда может служить величина, равная единице (или 100 %) минус коэффициент колеблемости. Этот показатель для рассматриваемого ряда равен 81,2 %. Данная величина не достаточно близка к 100 %, что говорит о недостаточной степени устойчивости динамического ряда.

Учитывая, что относительный размах ряда превышает 50 %, а относительное линейное отклонение и коэффициент колеблемости превышают 10 %, можно заключить, что линейный тренд не подходит для описания и прогнозирования электропотребления тяговыми подстанциями.

2.1.2 Прогнозирование электропотребления методом трендов с использованием программы MS Excel

Построение линий трендов можно осуществлять с помощью программы MS Excel, с использованием которой имеется возможность построить несколько видов линий трендов [58]:

- экспоненциальный;
- линейный;
- логарифмический;
- полиномиальный;

- степенной;
- линейную фильтрацию.

Конкретный вид аппроксимирующей функции выбирается по форме кривой, построенной по фактическим данным.

Для примера приведен график изменения электропотребления на тягу поездов в 2014 году и построена для него линия тренда. График приведен на рисунке 2.2.

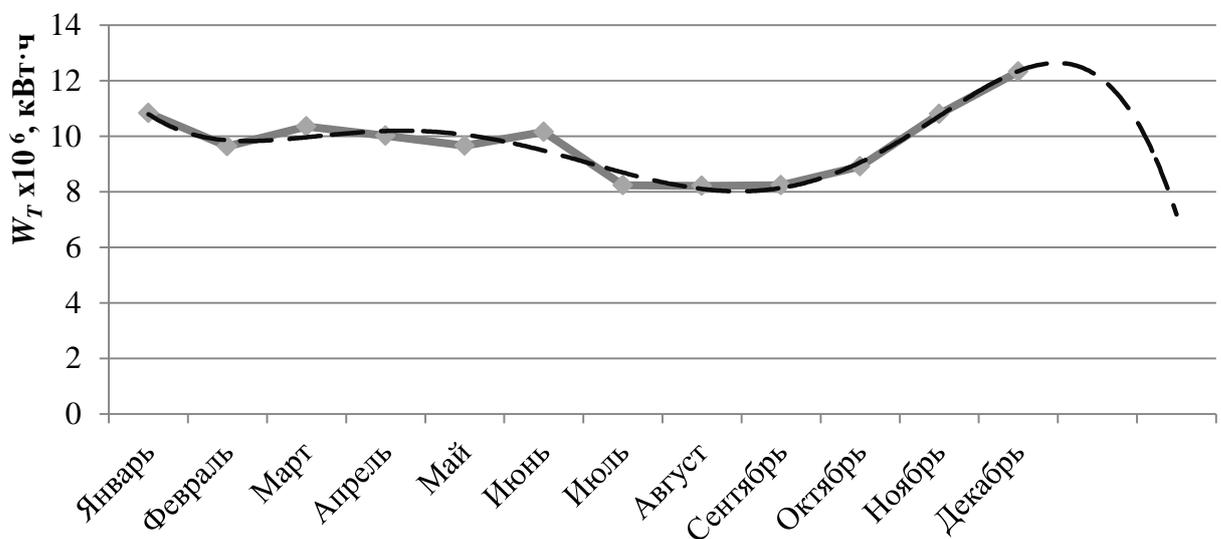


Рисунок 2.2 – Тренд с прогнозированием электропотребления на два месяца вперед

Наиболее подходящим для данной кривой является полиномиальная линия тренда 6-й степени. Программа имеет возможность прогнозирования последующих значений на несколько шагов вперед. Под шагом понимается период дискретизации временного интервала, на который имеется статистическая выборка данных, по которым необходимо выполнить прогнозирование.

При прогнозировании на один месяц вперед получаются достаточно правдоподобные значения с погрешностью в 1 % (фактическое значение 11879493, а прогнозное 12000000). Но уже при прогнозировании на два месяца вперед по-

грешность серьезно возрастает до 31 % (при фактическом значении электропотребления 10179108, прогнозное значение составляет 7000000).

Увеличение объема выборки не влечет за собой уточнения прогнозных значений. Для рассмотренного примера на рисунке 2.3 погрешность составляет 25 % при прогнозировании на 1 месяц вперед и 215 % при прогнозировании на 2 месяца вперед.

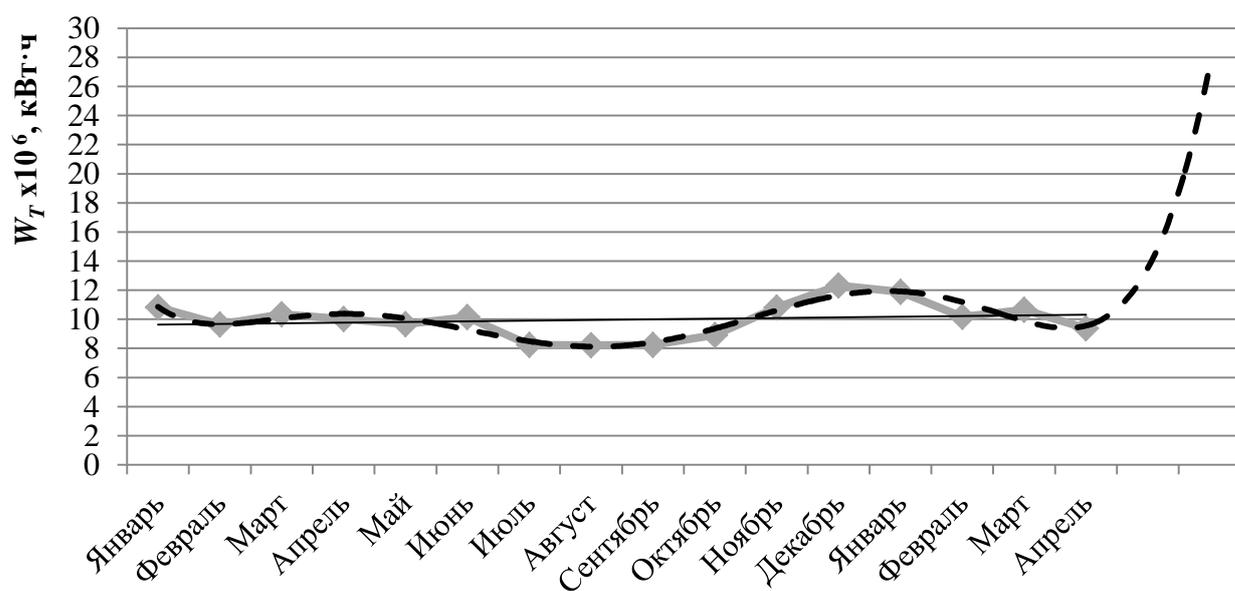


Рисунок 2.3 – Тренд с прогнозированием электропотребления на два месяца вперед по увеличенной статистической выборке

Из чего можно заключить, что применение теории трендов к прогнозированию электропотребления не желательно по причине значительных погрешностей.

2.1.3 Прогнозирование электропотребления применением искусственных нейронных сетей

Методика прогнозирования электропотребления нетяговыми железнодорожными потребителями с применением математического аппарата искусствен-

ных нейронных сетей (ИНС приведена в работах [59–61]. Для целей прогнозирования выбрана многослойная нейросетевая модель с одним скрытым слоем. Погрешность прогнозирования расходов электрической энергии районными потребителями с использованием данной методики не превышает 9 % [59–61]. В работах [62–64] предлагается использовать аппарат ИНС при планировании нагрузок энергосистем. Однако указанные работы нацелены на краткосрочное и оперативное прогнозирование бытовых потребителей, специфика электропотребления которых отличается от тяговых потребителей. Чтобы понять, как работает ИНС, необходимо рассмотреть ее более подробно.

ИНС – это математическая модель, а также её программная и (или) аппаратная реализация, сформированная в соответствии с особенностями организации и функционирования биологических нейронных сетей – нервных клеток живого организма [66]. Она представляет собой совокупность элементов, подобных нейронам головного мозга, соединенных друг с другом и с внешней средой.

Нейронные сети используются для решения сложных задач, которые требуют сложных аналитических заключений подобных тем, что делает человеческий мозг [66,67]. Основные типы задач, решаемые с помощью ИНС:

- классификация – распределение данных по параметрам;
- предсказание – возможность предсказывать следующий шаг;
- распознавание – в настоящее время самое широкое применение нейронных сетей.

ИНС для решения задачи распознавания применяет компания Google, для поиска по картинке или для определения лиц на фотографиях и многое другое.

На рисунке 2.4 представлен пример ИНС.

Выделяют три типа нейронов [66,68]:

- входные нейроны – нейроны, получающие информацию из внешней среды (исходные данные), в них, как правило, не происходит вычислений;

- выходные нейроны выводят результат преобразований;
- промежуточные нейроны составляют основу нейросетей, в них происходят основные преобразования.

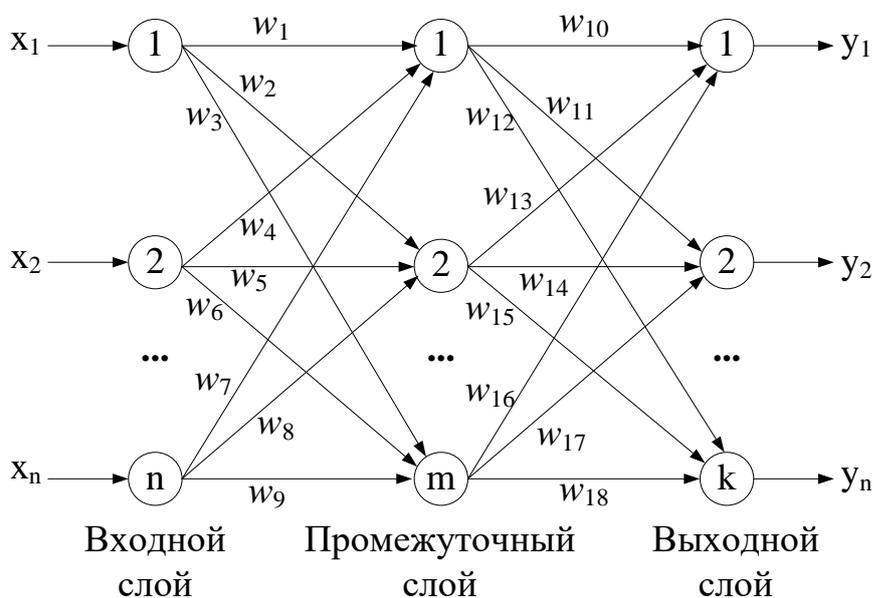


Рисунок 2.4 – Пример нейронной сети

Связь с нейронами предшествующего слоя осуществляется с помощью синапсов. Связь нейрона со следующим слоем осуществляется аксоном – выходная связь нейрона, передающая информацию на синапсы следующего слоя. Синапсы имеют всего один параметр – вес w_i . Благодаря весу входная информация изменяется при передаче между нейронами. Каждый нейрон характеризуется текущим состоянием. Текущее состояние нейрона определяется таким параметром, как взвешенная сумма – сумма входных сигналов, умноженных на соответствующие веса [68]. Блок-схема искусственного нейрона представлена на рисунке 2.5.

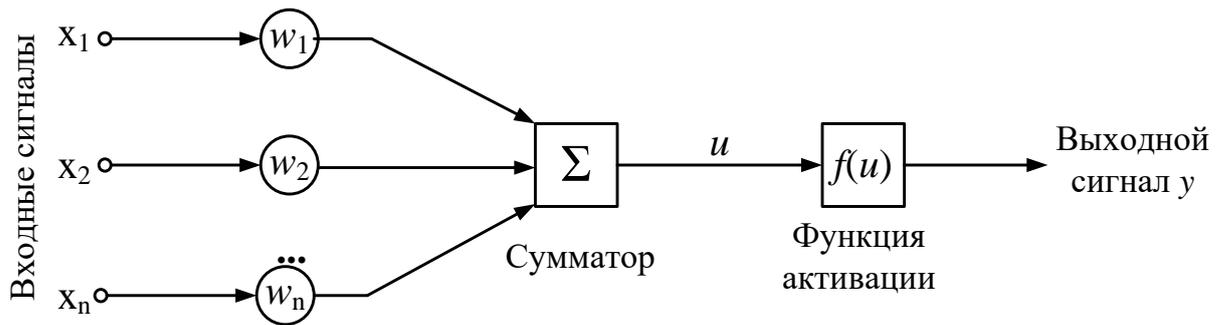


Рисунок 2.5 – Модель нейрона

Математически работу нейрона можно описать следующими уравнениями:

$$u = \sum_{j=1}^n w_j \cdot x_j ; \quad (2.17)$$

$$y = f(u), \quad (2.18)$$

где x_j – входные сигналы нейрона;

w_i – синаптические веса нейрона;

u – взвешенная сумма;

y – выходной сигнал нейрона;

$f(u)$ – функция активации.

Функция активации принимает взвешенную сумму как аргумент и формирует выходной сигнал нейрона.

Функционирование ИНС зависит от веса синаптических связей w_i . Этап формирования весов синапсов называется обучением нейронной сети. От качества обучения зависит способность сети решать поставленные задачи. В процессе своей работы нейронная сеть осуществляет формирование выходного сигнала в соответствии входным сигналам, реализуя некоторую функцию $y=g(x)$. Так как архитектура сети задана, то функция определяется значениями синаптических весов. Обуче-

ние заключается в поиске оптимальной функции $y=g(x)$. Алгоритмы глобально можно разделить на два подвида: обучение с учителем и обучение без учителя. Первый подразумевает наличие при обучении как входных, так и выходных векторов сети. Параметры сети меняются в процессе обучения, чтобы получалось совпадение входных и выходных сигналов. Также сеть может выдавать новые результаты, если подавать на вход вектор, который не входит в обучающую выборку. Обучение без учителя применяется тогда, когда известны исключительно входные векторы, и на их примере сеть учится давать наилучшие значения выходных параметров.

Для решения задач применением ИНС необходимо выполнить ряд последовательных действий [66].

1. Определить, что будет выступать в роли входных сигналов нейронной сети (исходные данные). Входные сигналы должны содержать всю необходимую информацию для получения ответа на поставленную задачу.
2. Выбрать значения выходных сигналов таким образом, чтобы они содержали полный ответ на поставленную задачу.
3. Выбрать функцию активации.
4. Выбрать количество слоев и число нейронов на каждом слое.
5. Задать диапазон изменений входных и выходных параметров, весов и пороговых уровней, учитывая все возможные значения выбранной функции активации.
6. Присвоить начальные значения следующим параметрам: весовые коэффициенты, пороговые уровни и дополнительные параметры.
7. Произвести обучение сети, то есть подобрать такие параметры сети, чтобы решение задачи было наилучшим. После окончания обучения сеть будет готова решать задачи определенного типа, в соответствии с произведенным обучением.

8. Подать на вход сети исходные данные задачи в виде вектора x . Произвести расчет выходного вектора y , который и является решением задачи в принятой форме.

На практике количество слоев и число нейронов в них определяется методом подбора, так как не существует формализованного подхода к их определению. Действия 6 и 7 последовательности осуществляются программой для ЭВМ, в которой производится обучение сети.

Например, можно использовать такие программные продукты, как Statistica или Matlab. Для примера произведем прогнозирование электропотребления для тяговой подстанции Хабаровск II с использованием программы Matlab, а именно пакета Neural Network Toolbox.

Neural Network Toolbox (NNT) – это пакет расширения MATLAB, который содержит средства для создания, моделирования, разработки и визуализации нейронных сетей. В более поздних версиях разработчики рекомендуют использовать пакет Neural Network Start (NNStart) – упрощенную версию пакета NNT [68–71].

Пакет NNStart позволяет осуществлять аппроксимацию кривой в зависимости от наборов входных и выходных данных, производить распознавание изображений, осуществлять кластеризацию объектов (распределять объекты в однородные группы) и аппроксимировать временные ряды. Применяя последнюю функцию, можно осуществлять прогнозирование временных рядов. Но в пунктах 2.1.1 и 2.1.2 было показано, что прогнозирование ЭП, не учитывающее воздействие на него влияющих факторов, имеет значительную погрешность. Поэтому прогнозирование ЭП с применением ИНС и учитывающее значения влияющих факторов рекомендуется осуществлять путем аппроксимации кривой с учетом входных и выходных данных.

Алгоритм прогнозирования электропотребления с помощью искусственных нейронных сетей представлен на рисунке 2.6.

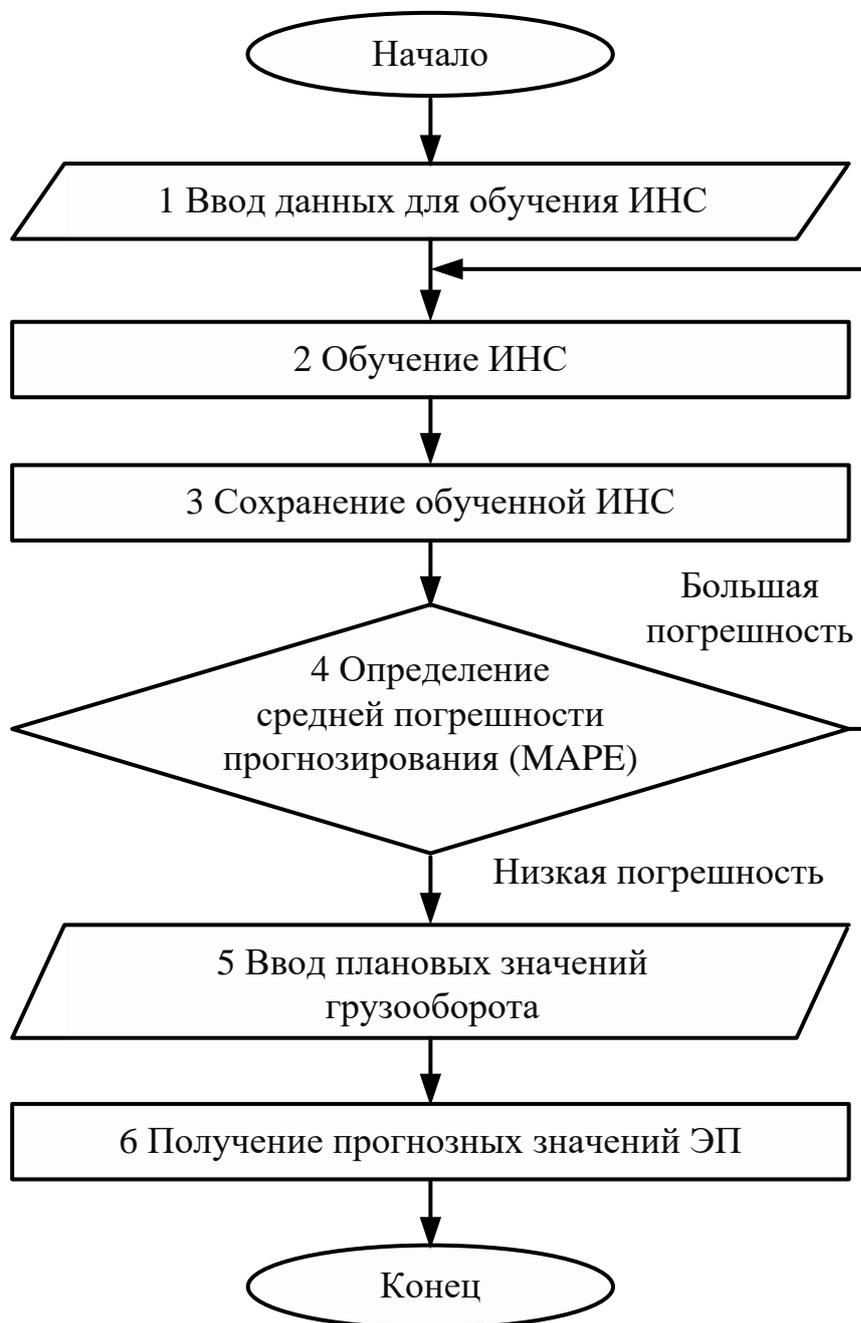


Рисунок 2.6 – Алгоритм прогнозирования потребления электрической энергии с применением искусственных нейронных сетей

Произведем обучение ИНС для аппроксимации кривой с учетом входных и выходных данных. А именно произведем обучение ИНС для прогнозирования активного электропотребления на тягу поездов в зависимости от грузооборота и количества поездов, проследовавших по участку, для тяговой подстанции Хабаровск II. Из обучающей выборки были исключены значения за 2017 и 2016 года для проверки точности прогнозирования.

При обучении ИНС для прогнозирования активной энергии приняты следующие параметры: сеть двухслойная с сигмовидной функцией активации, имеет 32 нейрона на скрытом слое, принятый обучающий алгоритм – Байесовская регуляризация. Для прогнозирования реактивной энергии параметры аналогичные, но количество нейронов на скрытом слое равно 38. Результаты представлены на рисунках 2.7 и 2.8.

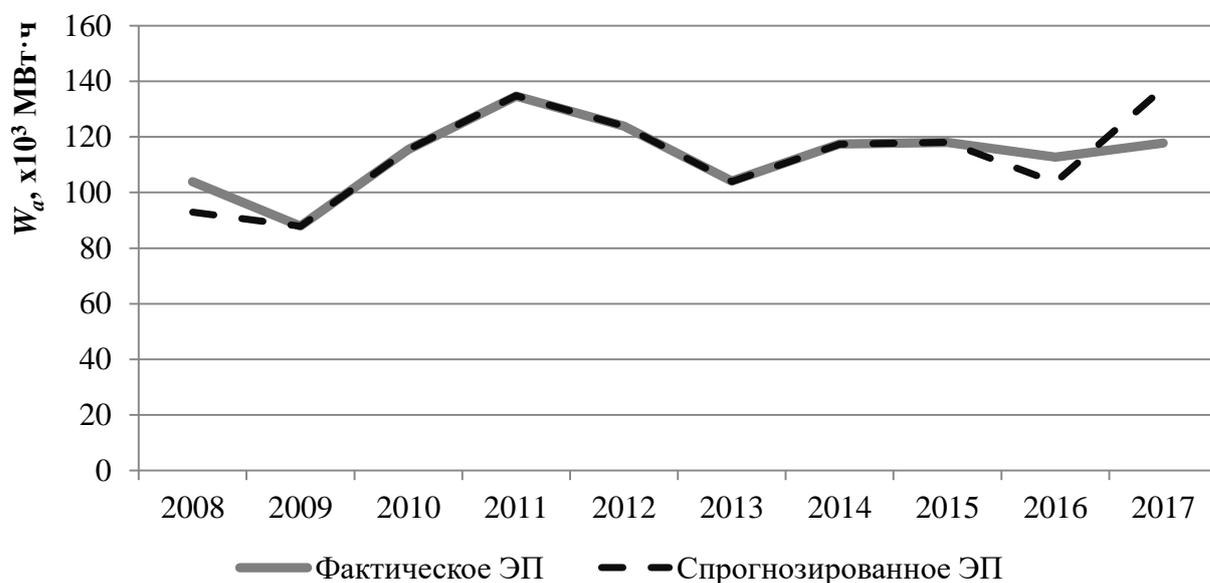


Рисунок 2.7 – Результаты прогнозирования потребления активной электрической энергии на тягу поездов тяговой подстанцией Хабаровск II

Погрешность прогнозирования активной энергии на 2016 год равна 8 %, а на 2017 – 16,7 %. Средняя погрешность аппроксимации активной энергии составляет 0,2 %.

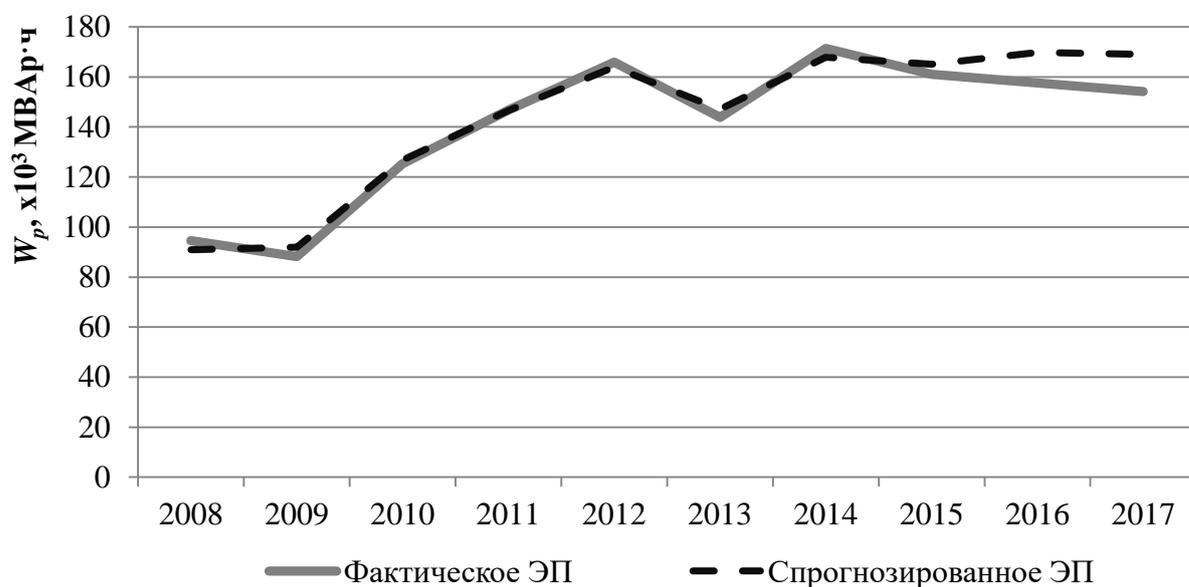


Рисунок 2.8 – Результаты прогнозирования потребления реактивной электрической энергии на тягу поездов тяговой подстанцией Хабаровск II

Величины погрешностей при прогнозировании реактивной энергии составляют 7,8% и 9,6 % соответственно, средняя погрешность аппроксимации составляет и -2 % для реактивной энергии.

Указанный способ прогнозирования электропотребления показывает достаточно высокую точность прогнозирования при большом объеме статистической выборки исходных данных. Как было получено в ходе расчетов, при малых объемах статистической выборки точность обучения снижается, ввиду небольших объемов тестовой и контрольных выборок, по которым производится проверка. Кроме того, использование ИНС для прогнозирования электропотребления на тягу поездов требует применения специализированных программных средств, что повлечет за собой удорожание проектных работ.

2.1.4 Прогнозирование электропотребления применением корреляционно-регрессионного анализа

В работах [72–75] предложен метод прогнозирования электропотребления с использованием регрессионного анализа. Основная идея данного метода прогнозирования заключается в нахождении прогностического уравнения с использованием значений фактического потребления электрической энергии и влияющих факторов.

Выявление тесноты взаимосвязи между каждым отдельным влияющим фактором и электропотреблением осуществляется с помощью ряда критериев: коэффициента парной корреляции, критерия Стьюдента, F -критерия Фишера, стандартной ошибки коэффициента парной корреляции, коэффициента детерминации.

После определения параметров движения поездов, влияющих на потребление электрической энергии электроподвижным составом, следующим этапом при анализе статистических данных рассмотрен принцип составления уравнений множественной регрессии [74].

Уравнения множественной регрессии – это зависимости электропотребления от влияющих факторов. Для этого составляются матрицы величин электропотребления и матрицы факторов, оказывающих влияние на него. Путем производства операций с составленными матрицами находятся коэффициенты прогностического уравнения.

Для проверки прогностического уравнения рассчитывают среднюю погрешность аппроксимации и средний показатель эластичности.

Достоинствами методики, изложенной в [72–75] является ее точность и сравнительная легкость интеграции в новые программные комплексы. Помимо прочего, данная методика позволяет определить диапазон прогнозных значений, в пределах которого будет находиться фактическое значение электропотребления,

это позволит уточнить дальнейшие расчеты. К недостаткам можно отнести необходимость проверки точности средне- и долгосрочного прогнозирования электропотребления на тягу поездов ввиду неопределенности долгосрочной перспективы развития ОАО «Российские железные дороги».

Нами в работе [76] было составлено прогностическое уравнение для прогнозирования активной энергии тяговой подстанцией Хабаровск II по данным за 2008–2013 годы. Произведем аналогичные рассуждения и составим прогностические уравнения для активной и реактивной энергии, используя в качестве исходных данных значения электропотребления, грузооборота и количества проследовавших поездов за 2008 – 2015 годы. Уравнения принимают следующий вид:

$$W_T = 25842675,9 + 0,157 \cdot \sum (pL) + 944,8 \cdot N, \quad (2.19)$$

$$W_T = -91818245,6 + 1,347 \cdot \sum (pL) + 1676,3 \cdot N. \quad (2.20)$$

На рисунках 2.9 и 2.10 представлены результаты прогнозирования электропотребления по уравнениям (2.19) и (2.20).

По данным рисунков 2.9 и 2.10 можно сделать вывод, что средняя погрешность прогнозирования практически не отличается от погрешности аппроксимации с использованием ИНС (0,5 % для активной и 1,9 % для реактивной энергии). Погрешности прогнозирования по данным, не включенным в статистическую выборку, составляют для прогнозирования активной энергии 2,2 % на 2016 год и 2,9 % на 2017 год. А при прогнозировании реактивной энергии 5,3 % и 10,7 % соответственно.

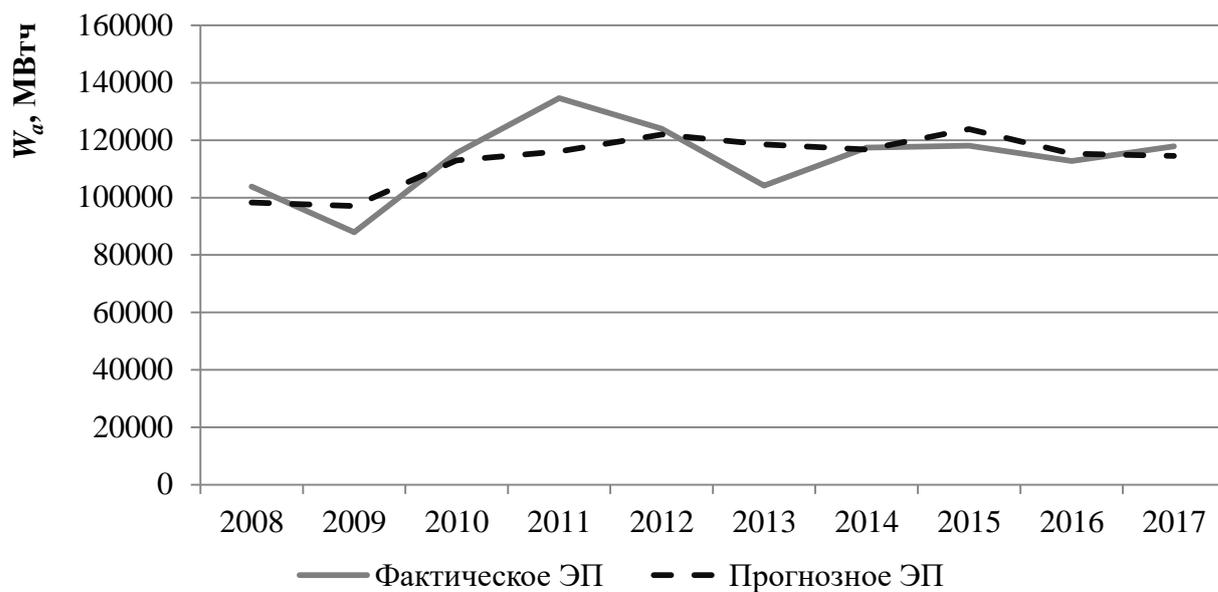


Рисунок 2.9 – Результаты прогнозирования активного электропотребления на тягу поездов тяговой подстанции Хабаровск II

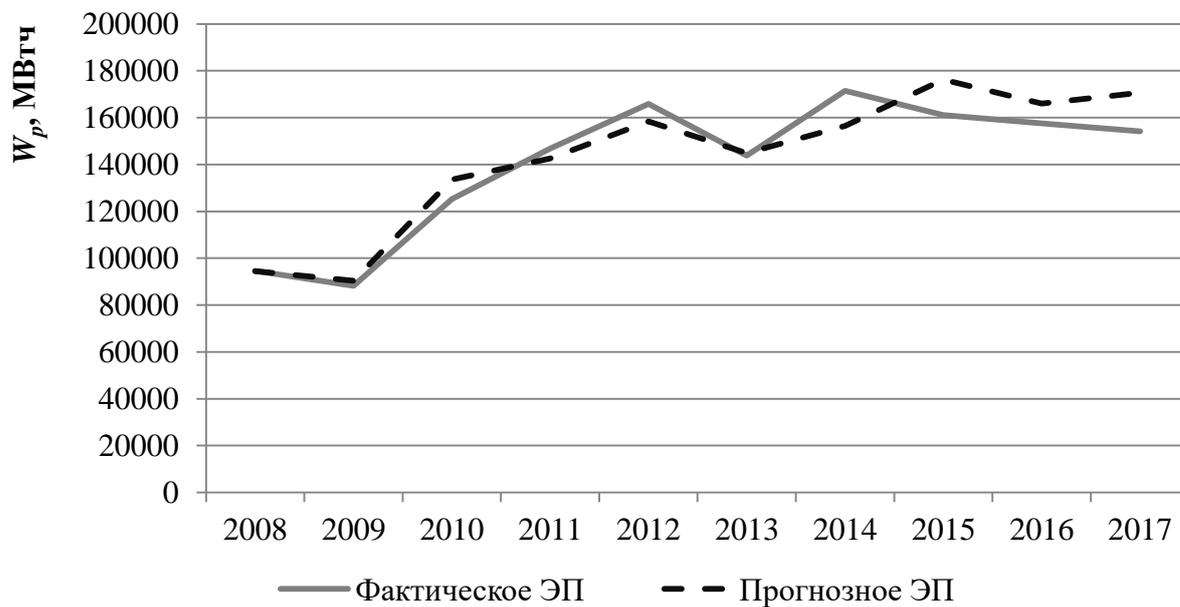


Рисунок 2.10 – Результаты прогнозирования реактивного электропотребления на тягу поездов тяговой подстанцией Хабаровск II

Погрешности прогнозирования при использовании корреляционно-регрессионного анализа и ИНС примерно одинаковые, но при этом использование

корреляционно-регрессионного анализа позволяет использовать любые программные средства для расчета.

Учитывая указанные достоинства, для дальнейшего исследования и определения прогнозных значений электропотребления принята методика с использованием корреляционно-регрессионного анализа.

2.2 Методика прогнозирования электропотребления с использованием корреляционно-регрессионного анализа

Корреляция в широком смысле означает связь между объективно существующими явлениями и процессами. При этом недостаточно только установить связь между явлениями, но также необходимо определить вид и форму этой связи. Понятие корреляции и регрессии тесно связаны. Если в корреляционном анализе определяется теснота связи, то в регрессионном определяется ее вид [77].

Различают несколько видов регрессии. По числу переменных, учитываемых в регрессии: простая регрессия (представляет собой регрессию между двумя переменными), множественная регрессия (определяет соотношения между зависимой переменной и несколькими независимыми переменными). По форме зависимости: линейная и нелинейная регрессии. По характеру регрессии: положительная и отрицательная. По типу соединения явлений: непосредственная регрессия, косвенная регрессия и нонсенс-регрессия (возникает при формальном подходе без определения того, какие причины обуславливают связь) [77].

Корреляционно-регрессионный анализ является усовершенствованным методом наименьших квадратов. И построение уравнений регрессии базируется на указанном методе [78–80].

Задача прогнозирования электропотребления на тягу электроподвижным составом с использованием корреляционно-регрессионного анализа включает ряд

подзадач. В частности: определить предикторы, или независимые переменные, вид взаимосвязи между зависимой (электропотребление) и каждой независимой переменной, определить количество независимых переменных уравнения регрессии.

2.2.1 Исходные данные для прогнозирования электропотребления

Электроэнергия, потребляемая электроподвижным составом, расходуется на движение поезда, собственные нужды, отопление вагонов (пассажирских и почтово-багажных) и на маневровое движение по станционным и деповским путям [81,82]. Большая часть электроэнергии расходуется электроподвижным составом на движение поезда.

При движении поезда электровоз совершает механическую работу по преодолению сил сопротивления движению на прямых и в кривых участках пути, а также на увеличение кинетической (разгон и равномерное движение поезда) и потенциальной энергии (движение поезда на подъем) [82].

Для оценки ЭП на тягу поездов следует выбрать факторы, влияющие на механическую работу электроподвижного состава, которые можно измерить и которые также являются характеристиками перевозочного процесса. Помимо этого, указанные характеристики должны быть функцией от времени.

Силы сопротивления движению подразделяются на основные и дополнительные. К основным силам сопротивления движению относят: силу трения в подшипниках колесных пар, силы трения-качения колес по рельсам, силы трения-скольжения колес по рельсам, силы сопротивления от ударов на неровностях пути и силы сопротивления воздушной среды. Дополнительные силы сопротивления движению появляются: на уклонах, в кривых, при трогании с места, при низких температурах окружающего воздуха, при боковом ветре. При этом все силы тре-

ния, относящиеся к основным силам сопротивления, зависят от веса поезда. На уклонах, в кривых и при трогании с места силы сопротивления возрастают с увеличением массы поезда. Потенциальная энергия также зависит от массы поезда. Таким образом, *среднюю массу поезда* можно считать фактором, влияющим на ЭП [83].

Помимо сил сопротивления движению на ЭП влияет время нахождения электроподвижного состава под током. Это время зависит от плана, профиля пути и от межпоездного интервала. Этот фактор может быть представлен *количеством проследовавших поездов* за определенный период времени [83].

Необходимо также учитывать расстояния между подстанциями. Но поскольку указанные расстояния являются величинами неизменными во времени, то они неприменимы для расчета. Расстояние между подстанциями можно учесть с помощью *грузооборота* на участке, получающем питание от конкретной тяговой подстанции [83].

Дополнительным влияющим фактором можно принять *среднюю длину поезда* (L), измеряемую в количестве вагонов. Данный фактор учитывает время нахождения поезда на рассматриваемом участке, а также силы сопротивления от ударов на неровностях пути и сила сопротивления движению при боковом ветре зависят от длины поезда, а именно от количества вагонов [84].

Также рекомендуется показатель *количество порожних поездов*, проследовавших по участку. Данный фактор обобщает несколько факторов: грузооборот, количество поездов и массу поезда. В целом указанный фактор показывает процентное соотношение легких и тяжелых поездов, проследовавших по участку [84].

Таким образом, исходными данными для расчета можно считать статистические выборки характеристик перевозочного процесса, таких как:

- количество поездов, проследовавших по участку N , поездов;
- средняя масса поездов m_{cp} , тонн;

- средняя техническая скорость движения V , км/ч;
- грузооборот участка P_x , тыс. ткм брутто;
- средняя длина поезда L , вагонов;
- количество порожних поездов, %.

Выборка исходных данных дополнительно включает значения активного и реактивного ЭП для конкретных тяговых подстанций W_T [72,74,84]. Характеристики перевозочного процесса принимаются факторами, влияющими на ЭП. Из представленных влияющих факторов выбираются два, имеющих наиболее тесную корреляционную связь с ЭП [72].

2.2.2 Определение вида взаимосвязи между зависимыми и независимыми переменными

Одним из наиболее простых способов для определения наличия и вида взаимосвязи является построение диаграмм рассеяния [79,80,84]. Диаграмма рассеяния представляет собой график зависимости одной переменной от другой, выполненный в виде точек. Построенные диаграммы рассеяния представлены в Приложении А.

В результате анализа построенных диаграмм рассеяния было выявлено, что наиболее подходящим видом взаимосвязи является линейный. На некоторых диаграммах рассеяния с четко видимой взаимосвязью можно наблюдать точки, резко выбивающиеся из общей массы. Указанные точки называются выбросами. Исключая выбросы из общего объема выборки можно повысить точность составляемых уравнений.

Однако, при небольшом объеме выборки исключать выбросы не рекомендуется.

2.2.3 Определение тесноты корреляционной связи между зависимой и независимой переменными

Определение тесноты корреляционной связи между каждым в отдельности влияющим фактором и зависимой величиной ЭП осуществляется при помощи корреляционного анализа с использованием ряда показателей [72,78–82].

1. Коэффициент парной корреляции r_{B_i, W_i} , определяет тесноту связи между каждым отдельным фактором B_i , и ЭП на тягу поездов

$$r_{x_i, w_i} = \frac{S_{x_i, w_i}}{\sqrt{S_{x_i}^2} \cdot \sqrt{S_{w_i}^2}}, \quad (2.21)$$

где S_{B_i, W_i} , $S_{x_i}^2$, $S_{w_i}^2$ – дисперсии влияющих факторов и ЭП, определяются по формулам:

$$S_{x_i, w_i} = \overline{x \cdot w_T} - \bar{x} \cdot \bar{w_T}; \quad (2.22)$$

$$S_{x_i}^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n}; \quad (2.23)$$

$$S_{w_{T_i}}^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (w_{T_i} - \bar{w_T})^2}{n}. \quad (2.24)$$

В формулах (2.23) – (2.25) x_i – величина влияющего фактора за i -й период для конкретной тяговой подстанции;

W_{Ti} – потребление электрической энергии тяговой подстанцией за i -й период;
 \bar{x} , $\overline{W_T}$, $\overline{x \cdot W_T}$ – среднее значение влияющего фактора, ЭП и их произведения за период;

n – объем статистической выборки.

Коэффициент корреляции лежит в диапазоне значений от -1 до 1. Величина коэффициента парной корреляции (по модулю) должна быть не меньше 0,6 для высокой статистической значимости влияющего фактора. Положительные значения коэффициента парной корреляции обозначают прямую связь между ЭП и влияющим фактором – при увеличении значения влияющего фактора увеличивается потребление электрической энергии. Отрицательные значения коэффициента парной корреляции обозначают обратную связь: с уменьшением влияющего фактора величина потребления электроэнергии увеличивается.

2. Стандартная ошибка коэффициента парной корреляции $\sigma_{r_{x_i W_T}}$ между объемом ЭП на тягу поездов и эксплуатационными показателями работы рассматриваемого участка:

$$\sigma_{r_{x_i W_T}} = \sqrt{\frac{1 - r_{x_i W_T}^2}{n - 2}}. \quad (2.25)$$

В первом приближении нужно, чтобы величина стандартной ошибки не превышала величины коэффициента парной корреляции.

3. Необходимо получить:

$$t_{\text{расч}} = r_{x_i W_T} \sqrt{\frac{n - 2}{1 - r_{x_i W_T}^2}} > t_{\text{табл}} \quad (2.26)$$

где $t_{\text{расч}}$ – расчетное значение t-критерия, которое необходимо сравнить с табличным значением критерия Стьюдента ($t_{\text{табл}}$), который выбирается для заданного уровня значимости $\alpha = 0,05$ и количества степеней свободы n .

При проверке необходимо, чтобы расчетный критерий Стьюдента был больше табличного.

4. Оценка F -критерия Фишера осуществляется для определения корректности выбора вида взаимосвязи между рассматриваемыми факторами и ЭП:

$$F_{\text{расч}} = \frac{r_{X_i}^2 (n - m)}{(1 - r_{X_i}^2) \cdot (m - 1)}, \quad (2.27)$$

где m – число параметров уравнения регрессии, $m=2$.

Расчетный критерий Фишера должен быть больше теоретического, определяемого по табличным данным.

5. Коэффициент детерминации $r_{X_i W_T}^2$. При помощи данного коэффициента оценивается прогностическая сила построенной регрессионной модели, а именно – степень качества подгонки составленной модели к фактически наблюдаемым значениям W_{Ti} .

$$r_{X_i W_T}^2 = 1 - \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (W_{Ti} - \widehat{W}_T)^2}{S_{W_T}^2}. \quad (2.28)$$

Данный показатель позволяет оценить добавление второй переменной в уравнение регрессии [79]. Величина коэффициента лежит в диапазоне от 0 до 1, и должен быть максимально близок к 1, но не равен ей.

6. Средняя погрешность аппроксимации:

$$A_{x_i} = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n \frac{(W_{Tk} - \widehat{W}_{Tk})}{W_{Tk}}, \quad (2.29)$$

где \widehat{W}_{Tk} – теоретическое значение ЭП, определяемое по уравнению регрессии.

7. Средний показатель эластичности $\bar{\mathcal{E}}_x$, он показывает, на какую величину в относительных единицах изменится электропотребление (W_T) при изменении параметра B_i , на 1 %

$$\bar{\mathcal{E}}_{B_i} = b \frac{\bar{X}_i}{W_T}. \quad (2.30)$$

При выполнении расчетов для выбора тех или иных влияющих факторов необходимо главным образом руководствоваться значением коэффициента парной корреляции. Однако несоответствие коэффициентов 2,3,4 указанным требованиям также является поводом исключения влияющего фактора из уравнения. Параметры 5,6,7 оценивают уже построенную модель.

2.3 Алгоритм прогнозирования электропотребления с использованием корреляционно-регрессионного анализа

Прогнозирование ЭП осуществляется по скорректированному алгоритму из [72], представленному в виде блок-схемы на рисунке 2.11.

Получаемое в результате прогностическое уравнение ЭП имеет вид [74]:

$$W_T = K_w + K_1 \cdot X_1 + K_2 \cdot X_2 + \varepsilon, \quad (2.31)$$

где X_1, X_2 – значения влияющих факторов, выбранных по результатам корреляционного анализа;

K_w, K_1, K_2 – коэффициенты прогностического уравнения;

ε – постоянная, которая учитывает непредвиденные ошибки, принимается в размере 3% от значения ЭП [77,84].



Рисунок 2.11 – Блок-схема алгоритма прогнозирования ЭП

Для расчета используются статистические выборки исходных данных, определенные в пункте 2.2.1. Используя показатели, определенные в пункте 2.2.2, выбирают два фактора, имеющие наибольшую корреляционную связь с ЭП [77,79]. Указанные факторы используются в дальнейшем определении коэффициентов прогностического уравнения.

Коэффициенты прогностического уравнения определяются расчетом, в котором на первом этапе составляются две расчетные матрицы: столбцовая матрица ЭП (W_T) и прямоугольная матрица влияющих факторов (X).

$$W_T = \begin{bmatrix} W_{T1} \\ W_{T2} \\ \dots \\ W_{Tn} \end{bmatrix}, B = \begin{bmatrix} 1 & B_{11} & B_{21} \\ 1 & B_{12} & B_{22} \\ \dots & \dots & \dots \\ 1 & B_{1n} & B_{2n} \end{bmatrix}. \quad (2.32)$$

Непосредственно коэффициенты для уравнения линейной регрессии определяются по выражению (2.33) [75,77,78].

$$K = (B' \cdot B)^{-1} \cdot B' \cdot W_T = \begin{bmatrix} K_W \\ K_{B_1} \\ K_{B_2} \end{bmatrix}. \quad (2.33)$$

где B' – это транспонированная матрица,

$(B' \cdot B)^{-1}$ – обозначает операцию отыскания обратной матрицы от произведения.

После составления прогностического уравнения производится оценка его точности: определяется средняя погрешность аппроксимации, эластичность влияющих факторов и коэффициент детерминации.

Выводы по главе 2

1. Рассмотрены три метода прогнозирования активного и реактивного ЭП, позволяющих на ближне-, средне- и долгосрочную перспективу определять величину электропотребления тяговыми подстанциями. Наименее точным из представленных является способ прогнозирования, основанный на методе наименьших квадратов. Два других рассмотренных метода позволяют определять прогнозные значения в зависимости от влияющих факторов – характеристик перевозочного процесса.

2. Применение ИНС к прогнозированию электропотребления в условиях ограниченного объема статистической выборки приводит к значительным погрешностям и требует дополнительных программных комплексов, приобретение которых повлечет повышение стоимости проектных работ. Ввиду этого применение ИНС для прогнозирования электропотребления рекомендуется при необходимости повышенной точности прогнозных значений. Для применения в проектной практике и в эксплуатации при определении потребности в усилении инфраструктуры железных дорог рекомендуется использование методики прогнозирования электропотребления, основанной на корреляционно-регрессионном анализе.

3. Предложено использовать в методике прогнозирования потребления электрической энергии дополнительно к основным характеристикам перевозочного процесса (грузооборот, количество поездов, средняя техническая скорость, средняя масса поезда) такие показатели, как средняя длина поезда, измеряемая количеством вагонов, и количество порожних поездов, измеряемое в процентах.

3 УСОВЕРШЕНСТВОВАННАЯ МЕТОДИКА ВЫБОРА МОЩНОСТИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Система тягового электроснабжения нуждается в усилении для обеспечения непрерывности перевозочного процесса в условиях роста его объемов. Одним из наиболее распространенных методов усиления тягового электроснабжения является применение УПК и КУ. И если УПК, главным образом, снижает реактивную составляющую сопротивления тяговой сети, за счет чего повышается уровень напряжения, то КУ может воздействовать на несколько параметров режима работы тягового электроснабжения.

3.1 Обзор методик выбора мест установки и мощности компенсирующих устройств

Вопросами улучшения качества электрической энергии посредством применения устройств компенсации реактивной мощности занимались такие ученые, как Бадёр М.П., Бардушко В.Д., Бородулин Б.М., Герман Л.А., Ермоленко Д.В., Кулинич Ю.М., Мамошин Р.Р., Марквардт К.Г., Марквардт Г.Г., Марикин А.Н., Савина Н.В., Савоськин А.Н., Серебряков А.С., Igbinovia F.O., Saradva P.M., Li Q., Wei G. и другие [6, 20–22, 85–105].

Вопрос выбора мест установки и мощности компенсирующих устройств рассматривался под разнообразными ракурсами для достижения различных целей.

Одна из существующих методик выбора мощности КУ в тяговой сети в качестве критерия принимает минимальный уровень напряжения в тяговой сети. Главной целью утвержденной методики [6, 22] является обеспечение уровня напряжения на токоприемнике с минимизацией капитальных затрат.

Например, согласно методике определения мест установки и мощности КУ, описанной в [6,22], необходимо, чтобы обеспечивался наибольший экономический эффект при соблюдении всех технических характеристик. В качестве критерия экономичности принимаются приведенные затраты, включающие в себя в обобщенном виде стоимость производства и передачи реактивной мощности потребителю и затраты на КУ. При расчете учитывают только сети одного класса напряжения (27,5 кВ для железных дорог переменного тока), а энергосистема заменяется эквивалентным источником реактивной мощности [22].

Расчет с использованием данного метода начинается с определения экономического значения коэффициента реактивной мощности для каждой подстанции, входящей в группу.

Далее, с использованием найденных коэффициентов, определяют суммарное для группы подстанций экономическое значение реактивной энергии для каждого квартала.

Суммарная мощность устройств поперечной емкостной компенсации определяется разностью между фактически потребляемой реактивной энергией и экономическим потреблением, деленной на число часов в месяце.

Для дальнейших расчетов рассчитывают требуемую величину мощности КУ за год для группы тяговых подстанций. Опираясь на полученное значение требуемой мощности КУ за год, выбирают мощности конкретных КУ и их размещение в системе тягового электроснабжения.

После определяется плечо расположения КУ для конкретной тяговой подстанции, количество конденсаторов, количество и тип реакторов, входящих в устройство компенсации. Также производят экономическую оценку от внедрения КУ.

Из достоинств описанной методики расчета КУ можно отметить, что учитываются экономический и технический эффект для тягового электроснабжения,

расчет достаточно прост, так как питающая энергосистема не учитывается или учитывается упрощенно.

К недостаткам можно отнести использование сиюминутных значений электрической энергии без учета тенденций их изменения и неучёт воздействия на первичную энергосистему.

В методиках, предложенных в [102–104], основной упор делается на определении места установки КУ: тяговая подстанция (ТП), пост секционирования (ПС), пункт параллельного соединения (ППС) или электровоз (ЭПС).

В работе [102] в качестве критерия выбора мощности и места размещения КУ выбран минимум потерь активной мощности. В качестве исходных данных рассматриваются мгновенные схемы, по которым определяются токи и коэффициент мощности. В работе произведен анализ, по результатам которого выявлено, что наибольший эффект для снижения потерь активной мощности в тяговой сети дает установка КУ на посту секционирования.

В [102] описан выбор мощности и места размещения устройств поперечной компенсации реактивной мощности в зависимости от схемы питания и секционирования контактной сети, а также от системы тягового электроснабжения (25 кВ или 2х25 кВ).

Расчет мощности КУ для снижения несинусоидальности и несимметрии напряжений описан в работе [104]. Авторы предлагают для снижения несинусоидальности настраивать КУ в тяговой сети на частоту 150 Гц, а для снижения несимметрии предлагается распределять располагаемую мощность конденсаторных батарей между отстающей и опережающей фазами ТП. В качестве критерия авторы предлагают минимум тока обратной последовательности в нагрузке при включенном КУ.

Недостатки в работах [102–104] такие же, как и в [6, 22]: не учитывается влияние установки КУ на систему внешнего электроснабжения, и расчеты произ-

водятся для мгновенных значений, без учета тенденции изменения электропотребления.

Утвержденная в ОАО «Российские железные дороги» методика для определения мест установки и мощности компенсирующих устройств в тяговой сети [32,33] главным образом ориентирована на выбор мощности КУ для поста секционирования в зависимости от минимального уровня напряжения в тяговой сети. Согласно утвержденной методике выбранную мощность КУ необходимо проверить по условию потребления реактивной мощности смежными тяговыми подстанциями. Кроме того, в методике оговорена возможность установки КУ на тяговой подстанции. Однако исходными данными для предлагаемой методики являются результаты опытных замеров или тяговых расчетов, что повышает трудоемкость расчетов.

С точки зрения снижения потребления реактивной мощности можно использовать методику, представленную в [98–101,105], предназначенную для решения вопросов уменьшения перетоков реактивной мощности в трехфазных распределительных сетях 35 – 110 кВ путем установки КУ в сетях более низкого класса напряжения в условиях неполноты и неопределенности исходной информации.

Для расчета по рассматриваемой методике в качестве исходных данных принимают схему внешнего электроснабжения для группы подстанций и потребление реактивной мощности каждой из них.

Далее определяют тип информационного потока и, в соответствии с типом, находят эквивалентную мощность. Например, эквивалентная мощность при стационарном эргодическом информационном потоке определяется через среднее значение мощности, рассчитанное по одной из реализаций случайного процесса и коэффициент вариации, определенный по одной реализации.

Согласно методике, описание схемы внешнего электроснабжения осуществляется с помощью теории графов. В основе уравнений для определения мест установки и мощности КУ лежит математический аппарат линейной алгебры.

После выбора мест установки и мощности КУ производятся расчет распределения реактивной мощности в распределительной сети и оценка экономического эффекта после установки КУ.

В отличие от распределительных сетей в тяговых сетях нагрузка является однофазной, и имеется резкое различие в распределении ее по фазам. К тому же, в тяговых сетях велико потребление реактивной мощности по сравнению с распределительными сетями.

На основе вышеперечисленного можно выделить достоинства описанной методики: позволяет определить мощности КУ с точки зрения потребностей питающей сети; показывает хорошие результаты при расчете симметричных трехфазных систем.

В качестве недостатков можно отметить то, что данная методика не учитывает тенденции изменения электропотребления во времени и ориентирована на симметричные системы.

Помимо прочего, существует ряд работ, в которых акцент сделан не на выборе мест установки и (или) мощности КУ, а на эффекте от применения таких устройств.

Например, в работе [110] рассмотрено увеличение предела передаваемой мощности в сети при подключении устройств компенсации реактивной мощности. В частности, автор произвел сравнение величин предельной передаваемой активной мощности без компенсации реактивной мощности, при установке синхронных компенсаторов и батарей статических конденсаторов. Расчеты производились для условной сети 35/10/6 кВ. В результате произведенных в [110] расче-

тов было получено, что наибольший предел передаваемой активной мощности будет при установке батарей конденсаторов, а наименьший при отсутствии компенсации реактивной мощности.

В [111] сделан акцент на снижении потерь мощности в линиях электропередачи и трансформаторах при установке КУ. В данной работе оценка эффективности производилась при помощи срока окупаемости КУ.

Работа [111] посвящена исследованию влияния компенсации реактивной мощности в сетях 6 (10) кВ на потери в линиях электропередачи. В ней получены функциональные зависимости снижения потерь активной мощности от отклонения уровня напряжения, подведенного к батареям конденсаторов от номинального значения.

Кроме того, есть несколько работ, посвященных повышению качества электрической энергии, в числе прочих с использованием фильтркомпенсирующих устройств и устройств поперечной компенсации реактивной мощности, например, [5, 85, 86, 93–95, 113–120]

При рассмотрении вопроса эффективности КУ необходимо не только знать требуемую величину мощности, но и подобрать оптимальное место его установки.

В тяговой сети, помимо вопроса о требуемой величине КУ, появляется вопрос о месте установки устройства.

3.2 Определение места установки компенсирующего устройства

В распределительной сети применяют исключительно трехфазные устройства компенсации реактивной мощности, а местом установки является преобразовательная подстанция, в то время как в тяговых сетях применяют однофазные КУ, что связано с характером нагрузки в тяговой сети.

Компенсирующие устройства могут располагаться как на тяговых подстанциях, так и на электровозах или в любой точке тяговой сети (например, на постах секционирования контактной сети). Установка КУ на электровозах позволяет компенсировать реактивную мощность непосредственно у потребителя и не загружать ею электрические сети. Но в этом случае установленная мощность используется плохо, поскольку электровозы не находятся в работе постоянно. При расположении КУ на подстанциях достигается более полное использование установленной мощности.

Место установки компенсирующего устройства на тяговой подстанции выбирается в зависимости от его назначения. При необходимости компенсации реактивной мощности прямой последовательности неважно, в какую фазу включать КУ. А для компенсации токов обратной последовательности и симметрирования напряжений и токов КУ следует устанавливать в определенные фазы в зависимости от отношения средних токов плеч питания [113].

Наибольший эффект в симметрировании дают однофазные КУ при одинаковых нагрузках левого и правого плеч питания (рисунок 3.1, *а*). При большой разнице средних токов плеч питания на тяговой подстанции целесообразно устанавливать КУ в две фазы. Если нагрузка опережающей фазы превосходит нагрузку отстающей, КУ рекомендуется устанавливать в отстающую и опережающую фазы (рисунок 3.1, *б*). В обратном случае (если большей является нагрузка отстающей фазы) КУ следует включать в свободную и отстающую фазы (рисунок 3.1, *в*).

В случае большой реактивной нагрузки районного потребителя, можно включать КУ на районной обмотке тягового трансформатора. Также, в случае необходимости, возможно включение устройств компенсации реактивной мощности как на тяговой, так и на районной обмотках трансформатора [113].

Выбор мест установки компенсирующих устройств в условиях проектирования осуществляется по ряду критериев [109].

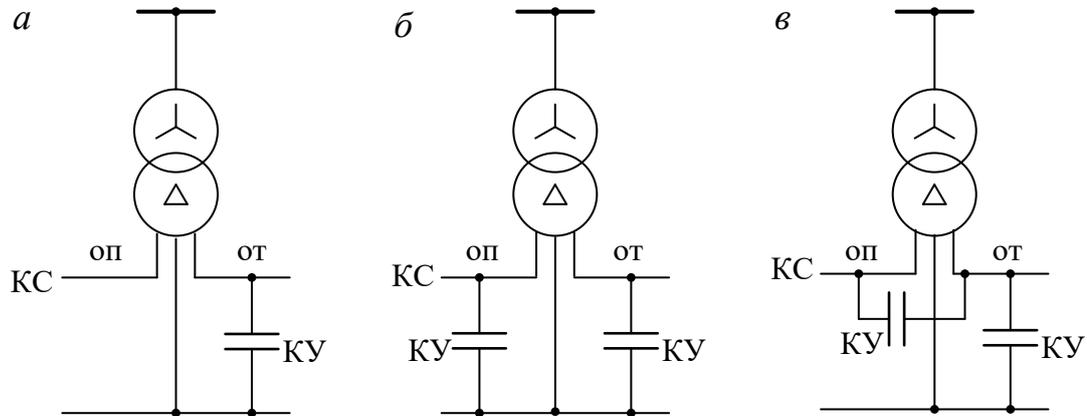


Рисунок 3.1 – Схемы включения КУ на тяговых подстанциях

Если в результате расчетов величина требуемой мощности КУ для i -й тяговой подстанции меньше половины значения минимальной мощности типового КУ (3.1), то на данной подстанции компенсацию реактивной мощности не устанавливают:

$$Q_{\text{КУ},i} < \frac{1}{2} \cdot Q_{\text{КУ min}} \quad (3.1)$$

В том случае, если отношение нагрузки отстающего плеча к нагрузке опережающего плеча (3.2) не превышает 1,3 – 1,5, то КУ устанавливают только в отстающую фазу (плечо).

$$n = \frac{I_{\text{от}}}{I_{\text{оп}}} \quad (3.2)$$

Если отношение (3.2) $n < 0,67$, то компенсацию реактивной мощности ставят

в отстающее и опережающее плечо (рисунок 3.1 б). Если $n > 1,5$, то КУ необходимо устанавливать в отстающую и свободную фазы (рисунок 3.1 в).

Помимо установки компенсации реактивной мощности на тяговых подстанциях, возможна установка данных устройств в любом месте тяговой сети. Наиболее оптимальным местом тяговой сети для размещения КУ является пост секционирования. Во-первых, пост секционирования расположен примерно в середине межподстанционной зоны, в той части контактной сети, где происходит максимальное снижение уровня напряжения. Поперечная компенсация позволяет несколько поднять уровень напряжения. Во-вторых, компенсация реактивной мощности будет наиболее эффективной при наибольшем приближении к потребителю (электровозу). К тому же, исследования показывают, что наибольший эффект от установки КУ достигается при применении их на посту секционирования.

В работе [86] авторами произведены расчеты, по результатам которых были выбраны мощности компенсирующих устройств для различных мест установки в тяговой сети двухпутного участка. Также в работе произведена оценка снижения потерь при различном размещении устройств компенсации реактивной мощности по длине межподстанционной зоны. Наибольший эффект наблюдался при установке КУ на посту секционирования.

Авторами работы [102] предлагается методика выбора компенсирующих устройств для установки на посту секционирования. В качестве критериев выбора мощности КУ авторы предлагают уровень напряжения в контактной сети. Он должен поддерживаться выше минимально допустимого (21 кВ) и не превышать максимально допустимого (29 кВ). В исключительных случаях в работе предлагается совместная установка КУ на тяговой подстанции и на посту секционирования. При этом, сперва выбирается мощность КУ, устанавливаемая на посту секционирования, затем определяют мощность КУ, для тяговой подстанции с

учетом ранее предварительно выбранной мощности КУ для поста секционирования.

С учетом материала, изложенного выше, сформированы рекомендации по выбору мест установки КУ в тяговой сети.

1. Распределять мощность КУ между опережающей и отстающей фазами тяговой подстанции. Выполнение этой рекомендации позволит уменьшить несимметрию напряжений в тяговой сети.

2. При большой величине требуемой мощности КУ показана распределенная установка компенсирующего устройства: часть требуемой мощности устанавливается на тяговой подстанции, а часть на посту секционирования. Причем установку КУ на посту и подстанции рекомендуется осуществлять на разные плечи тяговой подстанции. КУ большей мощности следует выносить на пост секционирования.

3.3 Методика определения потребной мощности компенсирующих устройств

Используя информацию, представленную в [29, 30, 72–84, 98–101, 120–122], была составлена методика выбора оптимального варианта компенсации реактивной мощности в условиях роста грузооборота. Алгоритм методики представлен на рисунке 3.2 [123–129].

Первые четыре пункта указанного алгоритма реализованы в виде программы для ЭВМ «Расчет критериев для оценки эффективности применения компенсирующих устройств в системе электроснабжения железных дорог переменного тока с учетом перспективы изменения объемов перевозок» [127].

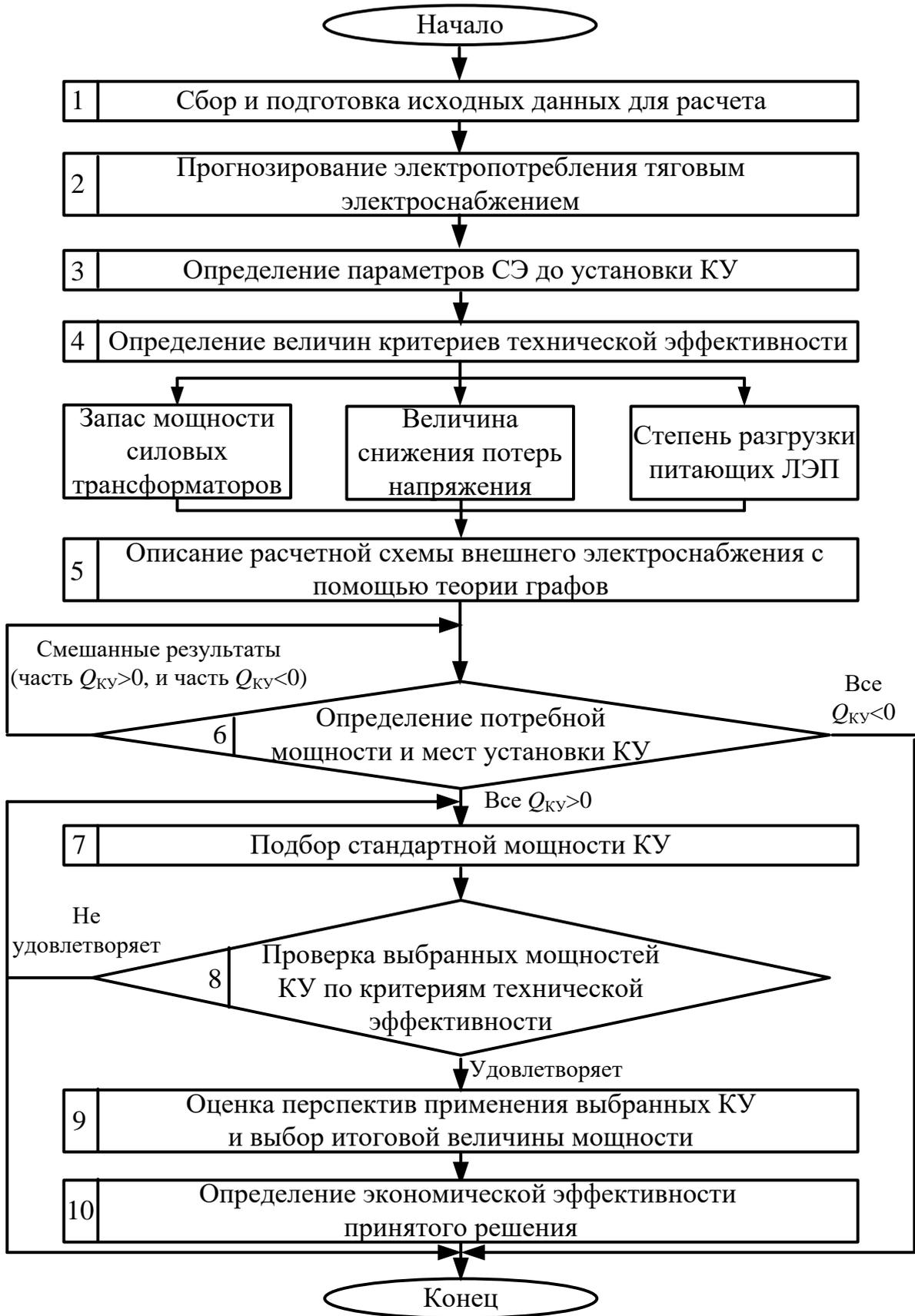


Рисунок 3.2 – Блок-схема алгоритма методики определения потребной мощности КУ в условиях роста грузооборота

На *первом этапе* алгоритма производится сбор и систематизация исходных данных для расчета. Анализируется присутствие неудовлетворительных вариантов сопряжения систем внешнего и тягового электроснабжения.

Подготавливается информация о схемах внешнего электроснабжения тяговых подстанций; статистические выборки значений потребленной активной и реактивной энергии тяговыми подстанциями, а также характеристик перевозочного процесса для рассматриваемых участков железной дороги.

В статистические выборки характеристик перевозочного процесса входят следующие показатели: грузооборот; количество проследовавших грузовых поездов; средние технические скорости, массы и длины поездов; процент порожних вагонов. Рекомендуемый временной шаг статистических данных – полгода или год. Минимальный объем статистической информации – не менее 10 интервалов.

Второй шаг алгоритма – прогнозирование электропотребления тяговым электроснабжением. В данной работе прогнозирование электропотребления рекомендуется осуществлять с помощью корреляционно-регрессионного анализа. Методика прогнозирования представлена в главе 2 диссертационной работы.

Непосредственно прогнозные значения определяются по формуле

$$W_{0i} = (B' \cdot B)^{-1} \cdot B' \cdot W_T \cdot B_0, \quad (3.3)$$

где B – матрица влияющих факторов;

B' – транспонированная матрица;

$(B' \cdot B)^{-1}$ – обратная матрица;

W_T – матрица электропотребления;

B_0 – матрица влияющих факторов.

Матрицы электропотребления и влияющих факторов принимают следующий вид:

$$W_T = \begin{bmatrix} W_{T1} \\ W_{T2} \\ \dots \\ W_{Tn} \end{bmatrix}, B = \begin{bmatrix} 1 & B_{11} & B_{21} \\ 1 & B_{12} & B_{22} \\ \dots & \dots & \dots \\ 1 & B_{1n} & B_{2n} \end{bmatrix}. \quad (3.4)$$

Третий этап алгоритма заключается в расчете режима до установки КУ. Расчет режима до установки КУ заключается в следующем. По схемам системы внешнего электроснабжения тяговых подстанций составляются расчетные схемы, рассчитываются величины активных и реактивных мощностей, распределенные по ветвям составленной схемы. С использованием данных о фактическом и прогнозируемом электропотреблении тяговой подстанцией рассчитываются фактические и перспективные величины средних потерь напряжения в линиях электропередачи и трансформаторах, средние загрузки каждого тягового трансформатора и питающих линий СВЭ.

На основе полученных данных на *четвертом этапе* алгоритма производится расчет критериев для оценки технической эффективности применения КУ.

Критерий «запас мощности силовых трансформаторов» (МВА) показывает величины резервов мощностей, которые необходимо получить в трансформаторах каждой рассматриваемой подстанции при подключении КУ для того, чтобы отложить установку дополнительного понижающего трансформатора или постановку существующих трансформаторов на параллельную работу. Данный критерий определяется по формуле

$$\delta S = \sqrt{P_{ТП}^2 + Q_{ТП}^2} - k_{пер} \cdot S_T, \quad (3.5)$$

где $P_{ТП}$ и $Q_{ТП}$ – активная и реактивная мощности, потребляемые тяговой подстанцией;

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент перегрузки силового трансформатора при движении поезда повышенной массы по межподстанционной зоне, принимается равным 1,6 в соответствии с ГОСТ 14209-85;

S_T – мощность понижающего трансформатора.

Расчет критерия «величина снижения потерь напряжения» (%) можно осуществлять по упрощенной формуле (3.6) [29, 30]. Для повышения наглядности критерия величину снижения потерь напряжения рекомендуется определять в процентном отношении к номинальному напряжению:

$$\delta U \cong \frac{P_{\text{ТП}} \cdot R_{\Sigma} + Q_{\text{ТП}} \cdot X_{\Sigma}}{U_{\text{н}}^2} \cdot 100\% , \quad (3.6)$$

где R_{Σ} , X_{Σ} – эквивалентное реактивное сопротивление линий электропередачи и трансформаторов, Ом;

$U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение системы внешнего электроснабжения, кВ.

Критерий «степень разгрузки питающих линий СВЭ» (МВА или %) показывает, какую мощность имеется возможность зарезервировать в системе внешнего электроснабжения для группы тяговых подстанций. Величина данного критерия определяется по формуле

$$\delta S_{\text{ЛЭП},i} = \frac{\sqrt{P_{\text{ЛЭП},i}^2 + Q_{\text{ЛЭП},i}^2} - I_{\text{доп}} \cdot U_{\text{н}}}{I_{\text{доп}} \cdot U_{\text{н}}} \cdot 100\% , \quad (3.7)$$

где $P_{\text{ЛЭП},i}$ и $Q_{\text{ЛЭП},i}$ – активная и реактивная мощность i -го участка ЛЭП, которые определяются из расчета режима до установки КУ;

$I_{\text{доп}}$ – допустимый ток ЛЭП.

В случае если ток в ЛЭП не превышает допустимый, то данный коэффициент для головных участков ЛЭП принимается равным 10 %.

На *пятом этапе* алгоритма производится описание СВЭ. Для этого предлагается применять теорию графов.

Теория графов применяется в математике и информатике для описания сложных структур. Граф – это совокупность объектов соединенных между собой. Эти объекты называют вершинами графа, а связи между ними – ребрами. Графы могут быть направленными, ненаправленными и смешанными. У направленного графа все ребра ориентированные, то есть имеют четкое направление, и переход из одной вершины графа допускается только по направлению ребра. У ненаправленного графа ребра исключительно неориентированные. Смешанные графы включают оба вида ребер [121].

Для описания системы внешнего электроснабжения тяговых подстанций принимаем, что узлы схемы электроснабжения, к которым подключены источники или потребители электроэнергии, соответствуют узлам графа. Линии электропередачи между ними соответствуют ветвям графа [129–130].

Расчетные графы получают путем разложения электрической сети на составные части. Расчетный граф может состоять как из одной, так и нескольких тяговых подстанций. Количество подстанций, включаемых в граф, определяется схемой СВЭ: объединение осуществляется при получении питания тяговыми подстанциями от одной пары распределительных подстанций.

В дальнейшем расчете сформированные графы учитываются с помощью весовых коэффициентов, которые численно равны коэффициентам токораспределения по ветвям СВЭ, и сопротивлениям линий электропередачи, которые имитируются ветвями графов. Коэффициенты токораспределения для схем с двусторонним питанием определяются по формуле

$$C_{ij} = \frac{R_{ij}}{R_{\Sigma}}, \quad (3.8)$$

где R_{ij} – активное сопротивление участка $i-j$ системы внешнего электроснабжения;
 R_{Σ} – активное сопротивление всего расчетного участка системы внешнего электроснабжения.

Шестым шагом алгоритма выступает определение величин мощности и мест установки КУ в тяговой сети. Определение осуществляется решением системы уравнений, которая имеет вид [109, 125]:

$$[R_{\Sigma}] \cdot [Q_{KV}] = [X], \quad (3.9)$$

где $[R_{\Sigma}]$ – матрица, состоящая из активных сопротивлений и зависящая только от конфигурации электрической сети;

$[Q_{KV}]$ – матрица искомым мощностей КУ;

$[X]$ – матрица, включающая известные технико-экономические коэффициенты A и величины реактивной мощности участков сети, которые определяются при расчете режима до установки КУ.

Коэффициенты A_n включают экономические и технические характеристики проектируемых КУ. Расчет осуществляется по следующей формуле [41]:

$$A_n = \frac{[(E+a) \cdot K_0 + \Delta P_{y\delta} \cdot c_0 \cdot T] \cdot U^2}{2 \cdot c_0 \cdot T}, \quad (3.10)$$

где K_0 – расходы на генерацию 1 кВАр реактивной мощности;

E – ставка дисконтирования;

$a = \alpha_{\text{экс}} + 1/T_{\text{сл}}$ – коэффициент, величина которого определяется амортизационными отчислениями на эксплуатационные расходы, $\alpha_{\text{экс}}$, и сроком эксплуатации КУ, $T_{\text{сл}}$;

$\Delta P_{y\delta}$ – удельные диэлектрические потери в конденсаторных установках,

c_0 – стоимость единицы электрической энергии, руб/кВт·ч;

T – продолжительность работы КУ в год, ч/год;

U – величина напряжения в питающей энергосистеме.

При расчетах по уравнению (3.9) могут быть получены три разновидности результатов. Первый вариант – полученные величины мощностей КУ только положительные. В этом случае компенсация необходима на каждой рассматриваемой подстанции, включенной в расчетный граф. Второй вариант – рассчитанные величины мощностей КУ отрицательные. В данном случае установка компенсации реактивной мощности на подстанциях не требуется. Третий вариант – смешанные результаты: часть определенных мощностей КУ положительная, и часть отрицательная. В данном случае следует произвести повторный расчет по формуле (3.9), убрав из матриц, входящих в расчетное соотношение, строки, которые относятся к тяговым подстанциям, для которых были получены отрицательные значения величин требуемой мощности КУ.

Седьмым шагом алгоритма является подбор типовых мощностей КУ, выпускаемых серийно. Устройства могут устанавливаться, как в одну, так и в две фазы тяговой подстанции в зависимости от требуемой мощности и мощности типовых устройств. Распределение мощности КУ по трем фазам не целесообразно по причине необходимости больших капитальных вложений и, получаемом в результате, минимальном техническом эффекте.

Распределенная установка КУ в две фазы тяговой подстанции рекомендуется в случае, когда расчетная величина мощности превышает максимальную мощность выпускаемых промышленностью, типовых КУ. При этом распределение мощностей по фазам рекомендуется определять по условию (3.2).

Восьмой этап алгоритма включает оценку технической эффективности устанавливаемых КУ. Для оценки используют критерии, определенные в четвертом блоке алгоритма.

Если выбранные типовые мощности КУ не отвечают требованиям заявленных критериев технической эффективности, необходимо повторить оценку технической эффективности, предварительно изменив выбранную мощность КУ. При отсутствии удовлетворительных вариантов установка КУ не производится на конкретной тяговой подстанции.

В *девятом блоке* алгоритма подобранные типовые устройства компенсации реактивной мощности, удовлетворяющие заданным критериям технической эффективности, проверяются прогнозным значениям потребляемой мощности тяговых подстанций в будущий период и делается заключение о необходимости применения КУ выбранной мощности.

Десятый блок алгоритма посвящен оценке экономической эффективности принятого решения. Указанная оценка осуществляется посредством расчета чистого дисконтированного дохода и срока окупаемости КУ.

3.3.1 Определение экономической эффективности установки компенсирующих устройств в тяговой сети по величине чистого дисконтированного дохода

Оценку экономической эффективности предлагается осуществлять, применяя такой экономический показатель, как чистый дисконтированный доход (ЧДД).

ЧДД определяется по формуле (3.11). Причем установка компенсирующего устройства будет считаться эффективной, если величина ЧДД, определяемая по формуле (4.6), будет положительной [131–133].

$$\text{ЧДД}(Q_{ki}) = \sum_{i=1}^T \frac{D_{ii} - I_{ii} - K_{ii}}{(1 + E)^i}, \quad (3.11)$$

где D_{ii} – доход от установки компенсирующего устройства;

I_{ii} – издержки на содержание компенсирующего устройства,

K_{ii} – капитальные вложения на установку компенсирующих устройств, осуществляемые по годам;

T – срок службы КУ

E – норма дисконтирования.

Доход от установки КУ на тяговой подстанции может определяться несколькими факторами.

– Увеличение скорости и (или) количества поездов на участке. Данный доход определяется увеличением нормы выработки и требует производства дополнительных тяговых расчетов. Кроме того, затруднение для определения данного дохода вызывает отсутствие достоверной информации о стоимости контрактов на перевозку грузов.

– Снижение потерь активной энергии в трансформаторах i -й тяговой подстанции. Доход от снижения потерь в трансформаторах подстанций рекомендуется определять по следующей формуле:

$$D_{ii} = \frac{\sqrt{P_T^2 + Q_T^2} - \sqrt{P_T^2 + (Q_T - Q_k)^2}}{U^2} \cdot R_T \cdot \tau \cdot \beta, \quad (3.12)$$

где P_T и Q_T – потребляемые тяговой подстанцией активная и реактивная мощность, кВАр;

Q_k – компенсируемая мощность, кВАр;

τ – время работы КУ, ч/год;

U – высшее напряжение тягового трансформатора, кВ;

R_T – активное сопротивление трансформаторов, приведенное к стороне высшего напряжения;

β – тариф на электрическую энергию, руб.

- Доход от снижения потерь в линиях электропередачи. Данный вид дохода актуален не для компании ОАО «Российские железные дороги», а для энерго-снабжающей организации. Данный вид дохода обусловлен снижением технологических потерь. Для расчета можно воспользоваться формулой (3.12), заменив сопротивление трансформаторов на сопротивление линий электропередачи.

Годовые издержки на содержание устройств емкостной компенсации включают [132]:

$$I_t = I_{\text{обс}} + I_a + I_{\Delta W}, \quad (3.13)$$

где $I_{\text{обс}}$ – расходы на обслуживание КУ,

I_a – амортизационные отчисления,

$I_{\Delta W}$ – затраты на оплату потерь активной энергии.

При расчете расходов на содержание и обслуживание новой техники возможно использовать укрупненный расчет, в котором учитываются затраты на материалы и на оплату труда обслуживающего персонала. В данном случае расходы можно определить по нормативу ($H_{\text{обсл}}=1 - 3 \%$) от величины капитальных затрат на вновь вводимое в эксплуатацию оборудование K по формуле [132]:

$$I_{\text{обс}} = \frac{K \cdot H_{\text{обсл}}}{100}. \quad (3.14)$$

При определении линейных амортизационных отчислений индивидуальных объектов электроэнергетики расчет ведется по формуле [132]:

$$I_a = \frac{K}{t_{cl}}, \quad (3.15)$$

где K – сметная стоимость объекта (без учета затрат на его монтаж или установку),

t_{cl} – нормативный срок службы объекта.

Затраты на оплату потерь электроэнергии в КУ определяются исходя из величины потерь энергии в КУ – ΔW_{nom} (кВт·ч) и величины тарифа за потребление активной электроэнергии – β (р /кВт·ч) [132]:

$$I_{nom} = \Delta W \cdot \beta. \quad (3.16)$$

Капитальные вложения на внедрение КУ можно рассчитать по формуле [132]:

$$K_{ку} = C_q \cdot Q_{ку}, \quad (3.17)$$

где C_q – стоимость одного кВАр реактивной мощности, р/кВАр;

$Q_{ку}$ – мощность устанавливаемого компенсирующего устройства, кВАр.

Дополнительным экономическим критерием может выступать срок окупаемости.

3.3.2 Определение экономической эффективности применения компенсирующих устройств по величине срока окупаемости

Предпочтительность экономического обоснования по критерию «срок окупаемости» в том, что в случае определения годового экономического эффекта в расчетной формуле через параметр нормы дисконтирования – E уже заложена

окупаемость капитальных вложений в пределах в 4 – 7 лет [133]. Реальный же срок окупаемости может отличаться как в большую, так и в меньшую сторону от принятого значения E .

В качестве дополнительного экономического критерия оценки эффективности внедрения КУ может использоваться срок окупаемости ($T_{ку}$). При этом необходимо учитывать, что наиболее оптимальным критерием для оценки экономической эффективности является срок окупаемости, определяемый по формуле [133]:

$$T_{ку} = \frac{K_{ку}}{C_{ду} - C_{ку}}, \quad (3.18)$$

где $K_{ку}$ – размер капитальных вложений, необходимых для установки компенсирующих устройств;

$C_{ку}$ – величина расходов, включающая расходы на содержание и обслуживание КУ и расходы на оплату потерь электрической энергии в трансформаторах;

$C_{ду}$ – величина расходов на оплату потерь электрической энергии в трансформаторах до установки компенсации.

Величина капитальных вложений для установки КУ рассчитывается на основе действующих рыночных цен по каталогам продавца или рассчитываются по формуле [133]:

$$K_{ку} = C_q \cdot Q_{ку}, \quad (3.19)$$

где C_q – стоимость кВАр реактивной мощности, р/кВАр;

$Q_{ку}$ – величина мощности компенсирующего устройства, устанавливаемого на подстанции, кВАр.

В случае, если для модернизации тяговой подстанции требуется установка нескольких КУ, то размер инвестиционных затрат рассчитывается по формуле [133]:

$$K_{\text{КУ}} = C_q \cdot \sum Q_{\text{КУ}_i} \cdot k_{pi}, \quad (3.20)$$

где k_{pi} – коэффициент, учитывающий наличие дополнительного реактора в i – компенсирующих устройствах;

i – количество устанавливаемых КУ, $i = 1 \dots m$.

Ежегодные текущие расходы на эксплуатацию устройств поперечной емкостной компенсации состоят из [134]:

$$C_{\text{КУ}} = C_{\text{обс}} + C_a + C_{\text{пот}}, \quad (3.21)$$

где $C_{\text{обс}}$ – затраты на обслуживание КУ;

C_a – отчисления на амортизацию;

$C_{\text{пот}}$ – расходы на оплату потерь электрической энергии.

При расчете текущих затрат на содержание и обслуживание вводимой в эксплуатацию техники возможно использовать укрупненный расчет, в котором учитываются затраты на материалы и величины заработной платы обслуживающего персонала. В этом случае расходы определяются по нормативу $N_{\text{обсл}}$ от капитальных вложений на вновь вводимое в эксплуатацию оборудование $K_{\text{нт}}$ по формуле [133]:

$$C_{\text{обс}} = \frac{K_{\text{нт}} \cdot N_{\text{обсл}}}{100}. \quad (3.22)$$

Исследования показали, что уровень этого норматива для новой техники составляет 1–3 % . При учете расходов на выполнение средних и капитальных ремонтов он увеличивается до 5 %. Прочие материальные затраты принимаются в расчетах в размере 10 % от расходов на материалы [134].

Отчисления на амортизацию являются накоплениями, которые предназначены для замены оборудования после окончания его срока службы (20 лет в случае КУ). Они определяются по нормативу от величины капитальных вложений в объекты основных средств и включаются в общие затраты предприятия.

В экономической деятельности предприятий существуют несколько различных методов начисления амортизации: линейный; ускоренный; замедленный. Более распространенным является линейный метод расчета [131]:

$$C_a = \frac{K \cdot a_0}{100}, \quad (3.23)$$

где K – стоимость основных средств по проектируемым объектам или внедряемой новой техники, тыс. руб.,

a_0 – норма амортизационных отчислений по видам объектов основных средств, %.

При определении линейных амортизационных отчислений индивидуальных объектов электроэнергетики расчет ведется по формуле [133]:

$$C_a = \frac{K_{об}}{t_{ск.н}}, \quad (3.24)$$

где $K_{об}$ – рыночная или сметная стоимость объекта (без учета затрат на его монтаж или установку);

$t_{ск.н}$ – нормативный срок службы объекта (по данным технического паспорта).

При определении прочих текущих расходов целесообразно использовать укрупненный расчет – в процентах от фонда оплаты труда работников предприятия. Анализ показывает, что для предприятий электроснабжения железнодорожного транспорта они составляют 5–7 %; для предприятий общесетевого электроснабжения – 20–25 %. Для генерирующих предприятий электроэнергетики – до 40 % от фонда оплаты труда производственного персонала [133].

Затраты на оплату потерь электрической энергии рассчитываются в зависимости от величины потерь энергии в КУ – $\Delta W_{\text{пот}}$, кВт·ч и величины тарифа на активную электрическую энергию – $T_{\text{э}}$, р /кВт·ч, по формуле [133]:

$$C_{\text{пот}} = \Delta W_{\text{пот}} \cdot T_{\text{э}} \quad (3.25)$$

После определения экономических показателей по формулам (3.19) – (3.25) определяется величина срока окупаемости по формуле (3.18).

На основе результатов расчета технической и экономической эффективности делается заключение о целесообразности применения КУ выбранной мощности в тяговой сети.

Выводы по главе 3

1. Разработана методика выбора мощности КУ в тяговой сети в условиях роста объемов перевозок. Предлагаемая методика позволяет определить необходимые параметры КУ с оценкой перспективности выбранного технического решения с учетом перспективы роста объемов перевозок.

2. Результаты определения мощности КУ оцениваются с помощью трех технических критериев, позволяющих определить воздействие устанавливаемой компенсации на параметры режима не только системы тягового, но и внешнего электроснабжения.

4 ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ УСОВЕРШЕНСТВОВАННОЙ МЕТОДИКИ ВЫБОРА МОЩНОСТИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

4.1 Сбор и систематизация исходных данных

Произведем расчет для участка Дальневосточной железной дороги, включающего девять тяговых подстанций. Схема внешнего электроснабжения тяговых подстанций представлена на рисунке 4.1

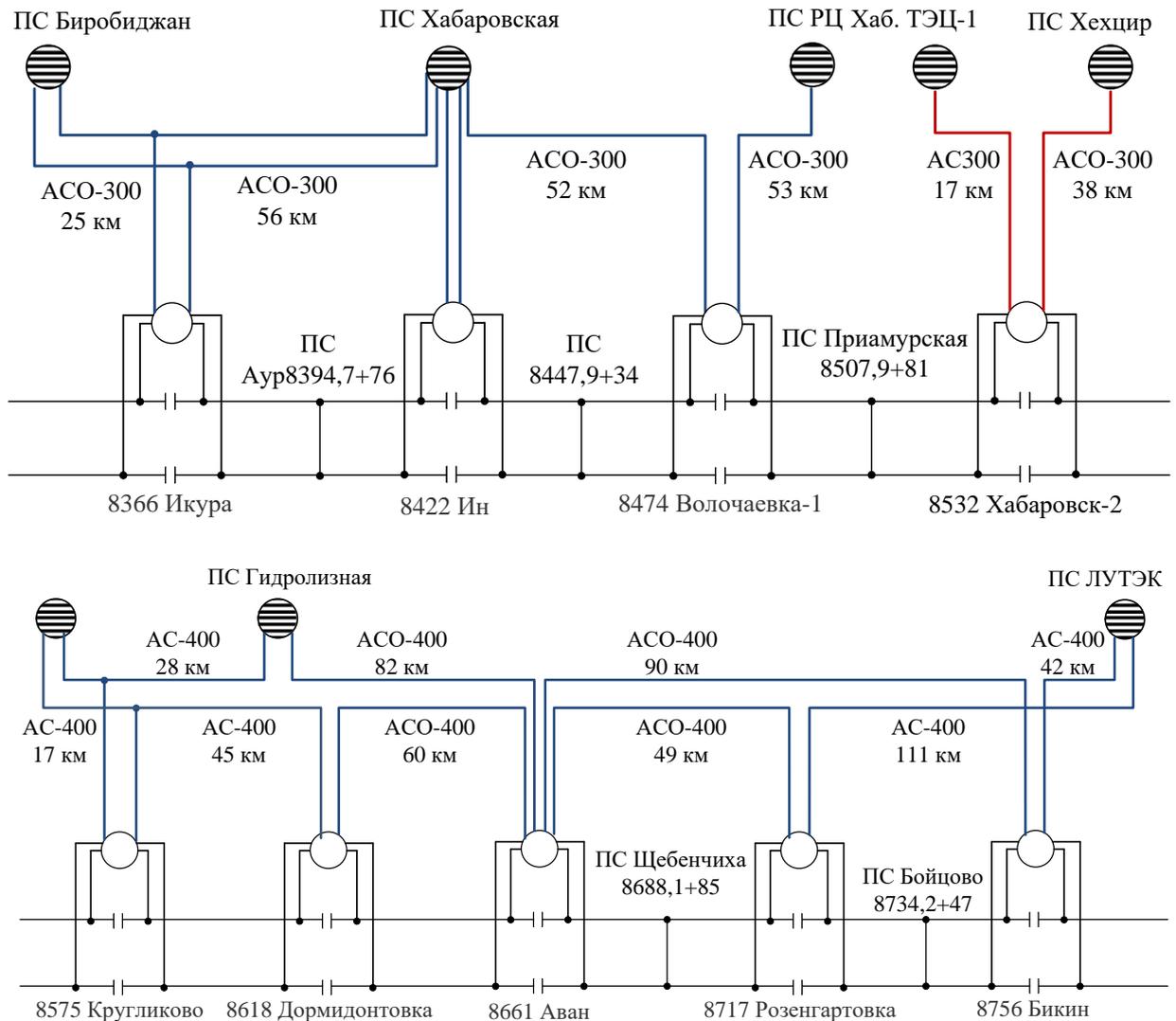


Рисунок 4.1 – Схема внешнего электроснабжения тяговых подстанций

Для расчета собирается информация, указанная в параграфе 3.3. Информация представляется в виде таблиц. Для удобства дальнейших расчетов важно представлять информацию в столбцах таблицы. Собранные информация для рассматриваемого участка Дальневосточной железной дороги приведена в Приложении Б.

4.2 Прогнозирование потребления электрической энергии системой тягового электроснабжения

Используя данные, представленные в приложении А и коэффициенты, указанные в пункте 2.2.3, определяют факторы, имеющие тесную корреляционную связь с ЭП. В таблицах 4.1 и 4.2 приведены основные влияющие факторы, которые применяются в дальнейших расчетах коэффициентов прогностических уравнений активной и реактивной энергии соответственно.

Таблица 4.1 – Факторы, влияющие на потребление активной энергии

Подстанция	Влияющие факторы	Коэф. парной корреляции	Стандартная ошибка коэф. парной корреляции	Критерий Стьюдента $t_{табл}=2,306$	Критерий Фишера $F_{табл}=4,46$
Икура	P_x (чет.)	0,914	0,131	5,032	25,318
	N (нечет.)	0,842	0,178	3,485	12,142
Ин	P_x (общ.)	0,918	0,128	5,168	26,710
	N (чет.)	0,899	0,142	4,582	20,999
Волочаевка	P_x (чет.)	0,826	0,186	3,275	10,728
	L (нечет.)	0,679	0,254	2,366	4,269
Хабаровск II	P_x (чет.)	0,579	0,290	1,589	2,525
	N (чет.)	0,715	0,239	2,287	5,230

Окончание таблицы 4.1

Подстанция	Влияющие факторы	Коэф. парной корреляции	Стандартная ошибка коэф. парной корреляции	Критерий Стьюдента $t_{табл}=2,306$	Критерий Фишера $F_{табл}=4,46$
Кругликово	V_{cp} (чет.)	-0,753	0,592	-2,558	6,542
	E_c (чет.)	-0,739	0,59	-2,451	6,007
Дормидонтовка	N (чет.)	0,773	0,213	2,728	7,444
	V_{cp} (чет.)	-0,671	0,578	-2,324	4,498
Аван	P_x (общ.)	0,862	0,131	4,812	23,154
	E_c (чет.)	-0,88	0,613	-4,134	17,088
Розенгартровка	N (чет.)	0,889	0,149	4,340	18,835
	V_{cp} (чет.)	-0,773	0,596	2,726	7,430
Бикин	P_x (общ.)	0,883	0,153	4,216	17,771
	N (общ.)	0,883	0,153	4,198	17,621

Таблица 4.2 – Факторы, влияющие на потребление реактивной энергии

Подстанция	Влияющие факторы	Коэф. парной корреляции	Стандартная ошибка коэф. парной корреляции	Критерий Стьюдента $t_{табл}=2,306$	Критерий Фишера $F_{табл}=4,46$
Икура	N (нечет.)	0,804	0,198	3,018	9,109
	L (нечет.)	-0,832	0,605	3,355	11,257
Ин	P_x (общ.)	0,934	0,091	7,374	54,376
	V_{cp} (чет.)	-0,959	0,626	7,566	57,252
Волочаевка	P_x (чет.)	0,826	0,187	3,275	10,728
	V_{cp} (нечет.)	0,733	0,231	2,408	5,797
Хабаровск II	P_x (чет.)	0,6	0,29	2,589	4,525
	N (чет.)	0,715	0,239	2,387	5,23

Окончание таблицы 4.2

Подстанция	Влияющие факторы	Коэф. парной корреляции	Стандартная ошибка коэф. парной корреляции	Критерий Стьюдента $t_{табл}=2,306$	Критерий Фишера $F_{табл}=4,46$
Кругликово	P_x (чет.)	0,722	0,236	2,307	5,438
	V_{cp} (нечет.)	0,698	0,246	2,377	4,741
Дормидонтовка	N (чет.)	0,773	0,213	2,728	7,444
	N (общ.)	0,616	0,277	2,749	4,507
Аван	P_x (общ.)	0,925	0,122	5,445	29,645
	E_c (чет.)	-0,88	0,613	4,134	17,088
Розенгартовка	N (чет.)	0,889	0,149	4,34	18,835
	V_{cp} (общ.)	-0,645	0,453	-2,386	5,693
Бикин	P_x (общ.)	0,883	0,153	4,216	17,771
	N (нечет.)	0,897	0,144	4,532	20,542

Как видно из таблиц 4.1 и 4.2, на потребление активной и реактивной энергии каждой конкретной подстанцией влияют свои факторы. Составленные по полученным данным уравнения приведены в таблицах 4.3 и 4.4.

Таблица 4.3 – Прогностические уравнения для активной энергии

Подстанция	Прогностическое уравнение
Икура	$W = -31250419,35 + 7,30 \cdot P_{x,чет} - 2487,25 \cdot N_{неч}$
Ин	$W = 18113880,79 + 1,19 \cdot P_x + 1052,51 \cdot N_{чет}$
Волочаевка	$W = -945222,70 + 1,97 \cdot P_{x,чет} + 794319,69 \cdot L_{неч}$
Хабаровск II	$W = 19392740,15 + 0,37 \cdot P_{x,чет} + 1794,21 \cdot N_{чет}$
Кругликово	$W = 139901880,77 - 1239204,68 \cdot V_{cp,чет} - 1775492,67 \cdot E_{c,чет}$
Дормидонтовка	$W = 29214704,60 + 2401,82 \cdot N_{чет} - 227083,75 \cdot V_{cp,чет}$

Окончание таблицы 4.3

Подстанция	Прогностическое уравнение
Аван	$W = 58129802,15 + 0,74 \cdot P_x - 2819360,23 \cdot E_{с.чет}$
Розенгартовка	$W = 35825203,93 - 390722,20 \cdot V_{ср.чет} + 3372,37 \cdot N_{чет}$
Бикин	$W = 45628187,97 + 0,95 \cdot P_x + 10,88 \cdot N$

Таблица 4.4 – Прогностические уравнения для реактивной энергии

Подстанция	Прогностическое уравнение
Икура	$W = 222319390,98 + 2520,40 \cdot N_{неч} - 2805840,81 \cdot L_{неч}$
Ин	$W = 153825416,7 + 0,295 \cdot P_x - 1799660,2 \cdot V_{ср.чет}$
Волочаевка	$W = -60362762,9 + 2,1 \cdot P_{x.чет} + 2327093,1 \cdot V_{ср.неч}$
Хабаровск II	$W = -75237979,3 + 1,7 \cdot P_{x.неч} + 4631,5 \cdot N_{неч}$
Кругликово	$W = -2316148,9 + 2,6 \cdot P_{x.чет} - 625831,8 \cdot V_{ср.неч}$
Дормидонтовка	$W = 97209592,3 - 846,7 \cdot N_{чет} - 1780,8 \cdot N$
Аван	$W = 64658672,4 + 1,5 \cdot P_x - 8156473,6 \cdot E_{с.чет}$
Розенгартовка	$W = 148403637,4 + 1340,1 \cdot N_{чет} - 2547942,8 \cdot V_{ср}$
Бикин	$W = -40200864,2 + 3,3 \cdot P_x - 1954,4 \cdot N_{неч}$

Полученные уравнения проверяются на прогностическую силу и точность прогнозирования. Результаты расчетов сведены в таблицы 4.5 и 4.6.

Таблица 4.5 – Результаты оценки составленных прогностических уравнений активной мощности

Подстанция	Коэффициент детерминации	Эластичность, %		Ср. погрешность аппроксимации, %
Икура	0,860	182,1	-49,5	-0,25
Ин	0,859	49,7	28,0	-0,23

Окончание таблицы 4.5

Подстанция	Коэффициент детерминации	Эластичность, %		Ср. погрешность аппроксимации, %
Волочаевка	0,804	51,1	49,8	-0,18
Хабаровск II	0,558	16,94	65,99	-0,51
Кругликово	0,663	-77,24	-7,5	-0,22
Дормидонтовка	0,602	70,1	-17,3	-0,33
Аван	0,880	35,4	-11,3	-0,36
Розенгартовка	0,798	-23,6	77,8	-0,17
Бикин	0,780	43,14	0,24	-0,42

Таблица 4.6 – Оценка составленных прогностических уравнений реактивной мощности

Подстанция	Коэффициент детерминации	Эластичность, %		Ср. погрешность аппроксимации, %
Икура	0,732	69,8	-292,2	-2,89
Ин	0,921	13,9	-125,6	-0,18
Волочаевка	0,821	76,1	108,2	-0,59
Хабаровск II	0,846	26,3	127,1	-0,72
Кругликово	0,770	190,6	-84,1	-14,9
Дормидонтовка	0,686	-85,2	-345,6	-6,3
Аван	0,787	58,4	-28,2	-2,58
Розенгартовка	0,855	53,8	-284,1	-7,0
Бикин	0,940	262,3	-74,6	-4,3

По данным, приведенным в таблицах 4.1, 4.2, 4.5, 4.6 видно, что составленные уравнения имеют достаточно высокую точность. Исключение составляет тяговая подстанция Кругликово, у которой средняя погрешность аппроксимации составляет 14,9 %. Повысить значения коэффициента детерминации можно,

например, путем добавления дополнительных влияющих факторов в прогностическое уравнение. Для целей данного расчета полученные результаты являются удовлетворительными.

Далее необходимо получить прогнозные значения активного и реактивного электропотребления на будущий период времени. Определим перспективные значения электропотребления на 2020 и 2030 годы, используя данные о прогнозируемых объемах перевозок [2]. Результаты расчетов приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Прогнозные значения активного и реактивного электропотребления на 2020 и 2030 годы

Подстанция	2020 год		2030 год	
	W_a , кВтч	W_p , кВАрч	W_a , кВтч	W_p , кВАрч
Икура	101075836	84617027	102313030	104892644
Ин	99284812	89841014	101361164	110503121
Волочаевка	120618164	93972168	131238049	131966374
Хабаровск II	147675336	164093233	193847312	165405597
Кругликово	84663037	68587823	96411443	82184628
Дормидонтовка	80598825	22586884	86975546	59463936
Аван	87202595	147804238	160196467	161085548
Розенгартовка	106306074	63927347	78946845	117621319
Бикин	87257782	114650107	124260779	93011464

4.3 Определение параметров системы электроснабжения до установки компенсирующих устройств и величин критериев технической эффективности

Для удобства, при производстве расчетов, объединим третий и четвертый

этапы алгоритма. В целях наиболее объективной оценки выбираемых мощностей КУ следует определять параметры системы электроснабжения не только на расчетный год, но и по прогнозным значениям электропотребления. Далее по рассчитанным параметрам системы тягового электроснабжения рассчитывают критерии технической эффективности, перечень которых определен в первой главе диссертационного исследования.

4.3.1 Критерий «запас мощности силовых трансформаторов»

Величины средней нагрузки каждого тягового трансформатора представлены на рисунке 4.2. Указаны значения мощностей, необходимых только на тягу поездов. Как было сказано в параграфе 1.3 определяющей является именно пиковая мощность, значение которой превышает среднюю нагрузку в 2,7 раза. Исходя из этих данных, была определена пиковая нагрузка тяговых трансформаторов, результаты представлены на рисунке 4.3.

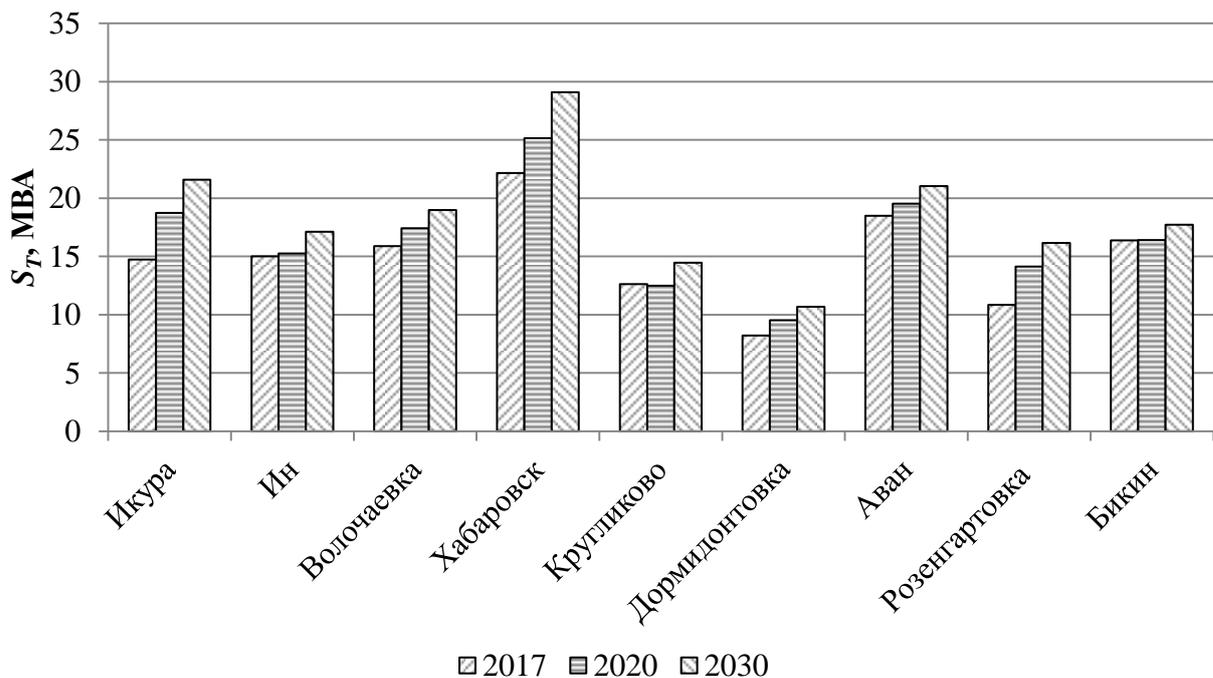


Рисунок 4.2 – Средние нагрузки тяговых трансформаторов

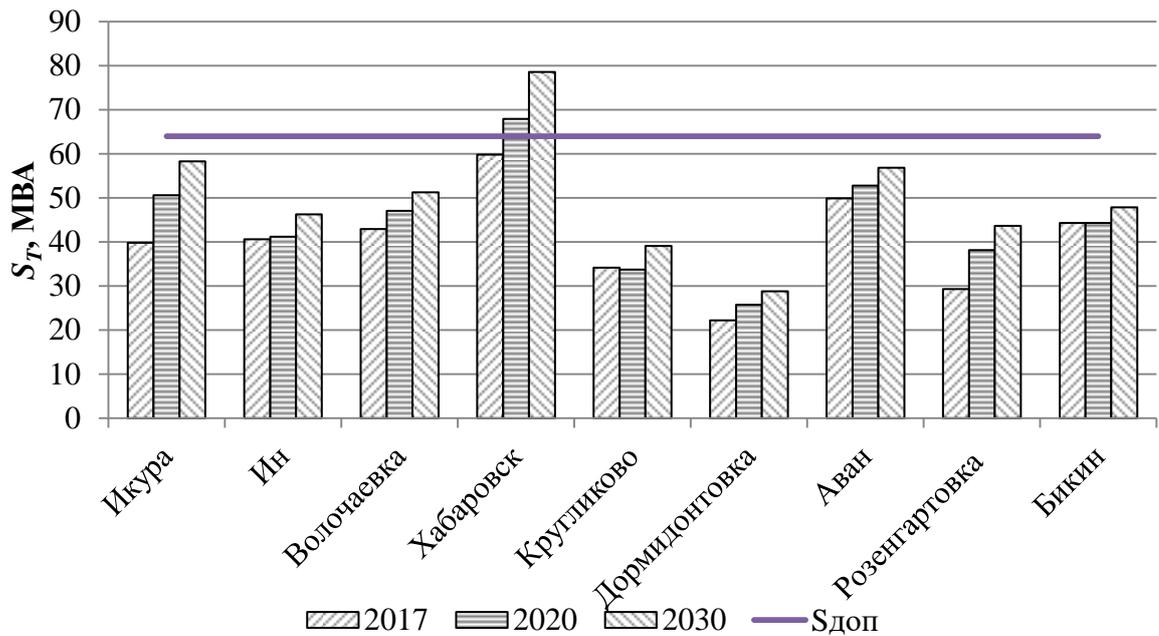


Рисунок 4.3 – Пиковые нагрузки тяговых трансформаторов

Поскольку пиковые мощности всех тяговых подстанции, кроме Хабаровск II, не превышают допустимой мощности перегрузки, то технический критерий «запас мощности силовых трансформаторов» принимается только для подстанции Хабаровск II равным $Q_T=11000$ кВАр. Именно на столько нужно снизить реактивную мощность, чтобы в 2030 году трансформатор работал в принятой допустимой перегрузке.

4.3.2 Критерий «величина снижения потерь напряжения»

Потери напряжения без учета неравномерности загрузки фаз линий электропередач и трансформаторов можно определить по формуле, представленной в первой главе диссертации [25].

$$\Delta U = \frac{(P \cdot R + Q \cdot X)}{U_{ном}}, \quad (4.1)$$

где P и Q – значение активной и реактивной мощности;

R и X – значения активного и реактивного сопротивлений;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети.

Величины средних потерь напряжения, определенные по формуле (4.1) для всех расчетных подстанций представлены на рисунке 4.4

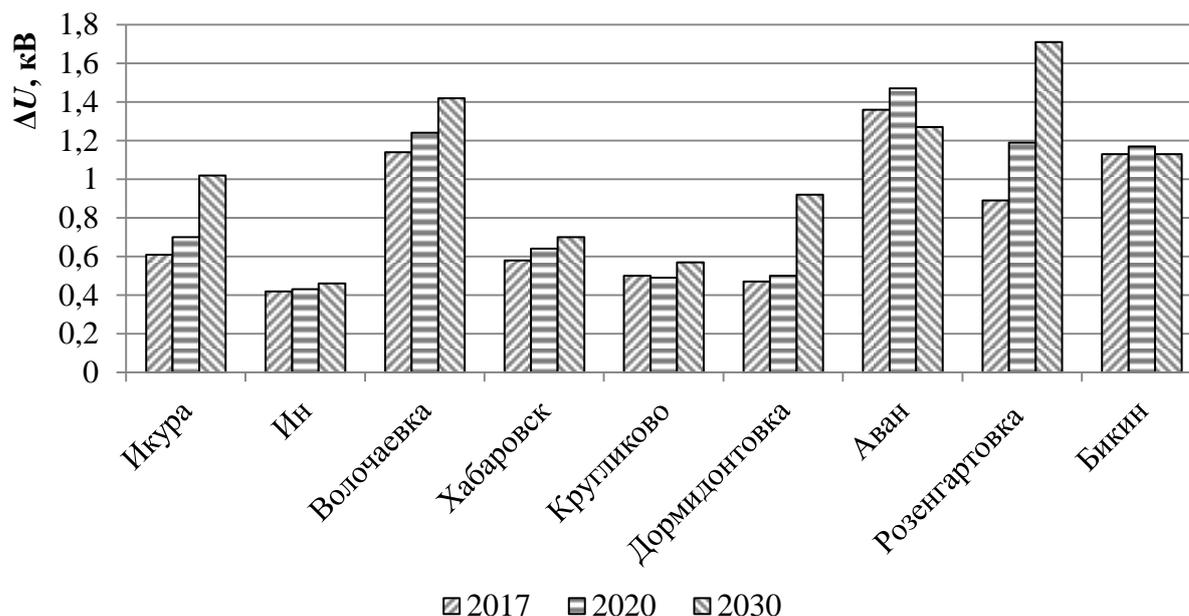


Рисунок 4.4 – Средние потери напряжения

Определенные по рисунку 4.3 величины критерия технической эффективности «величина снижения потерь напряжения» представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Величины критерия «величина снижения потерь напряжения»

Икура	Ин	Волочаевка	Хабаровск П	Кругликово	Дормидонтовка	Аван	Розенгартовка	Бикин
1,02 кВ	0,46 кВ	1,42 кВ	0,7 кВ	0,57 кВ	0,92 кВ	1,47 кВ	1,71 кВ	1,17 кВ

4.3.3 Критерий «степень разгрузки питающих линий СВЭ»

Для определения величины «степень разгрузки питающих линий СВЭ» по участкам системы внешнего электроснабжения следует рассчитать величины протекающих мощностей по участкам схемы внешнего электроснабжения до и после установки КУ в тяговой сети. Результаты расчетов представлены на рисунке 4.5 сверху вниз для 2017, 2020 и 2030 годов соответственно.

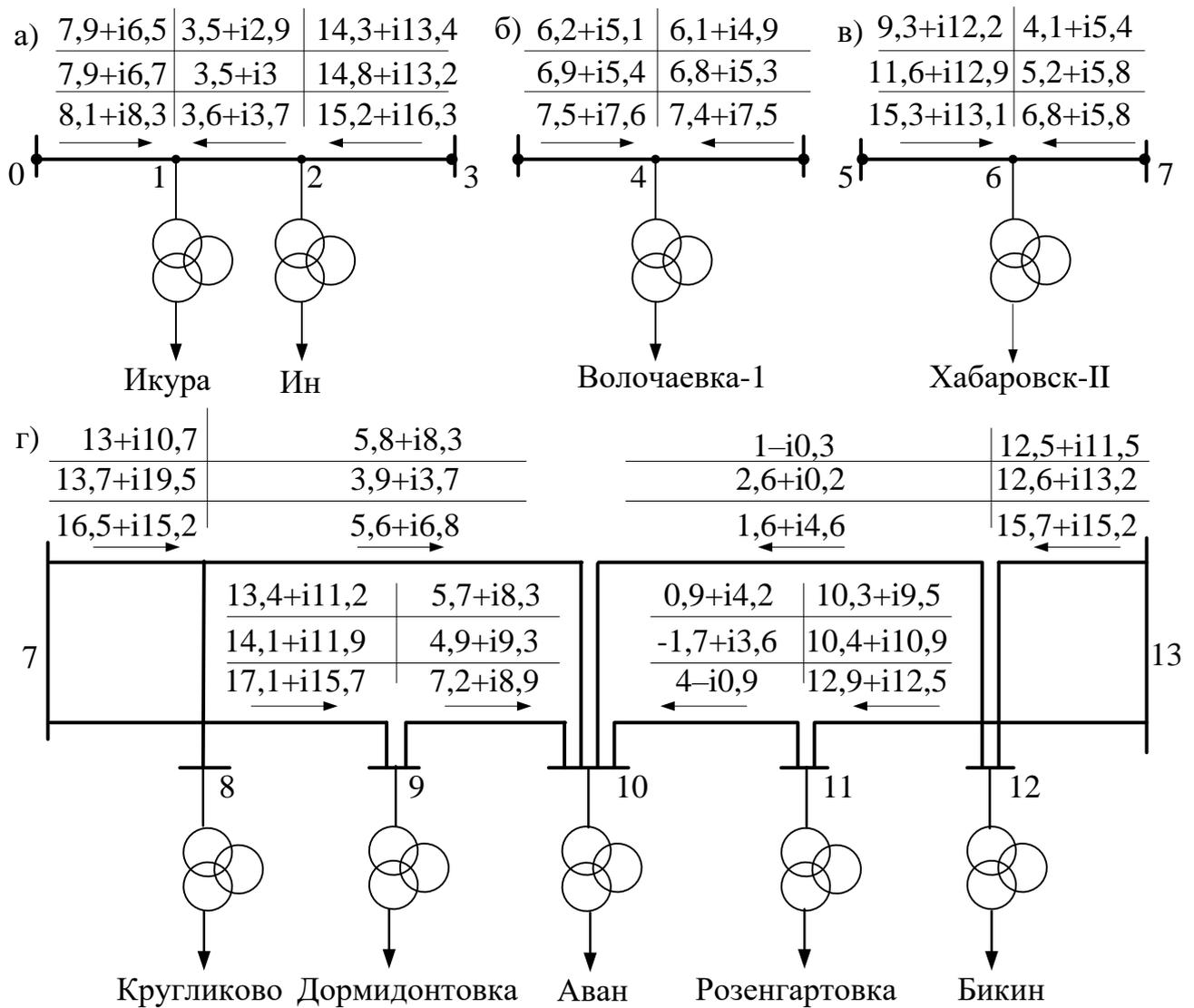


Рисунок 4.5 – Загрузка питающих линий СВЭ

Результаты расчета нагрузки питающих линий СВЭ представлены на рисунке 4.6 для всех расчетных годов.

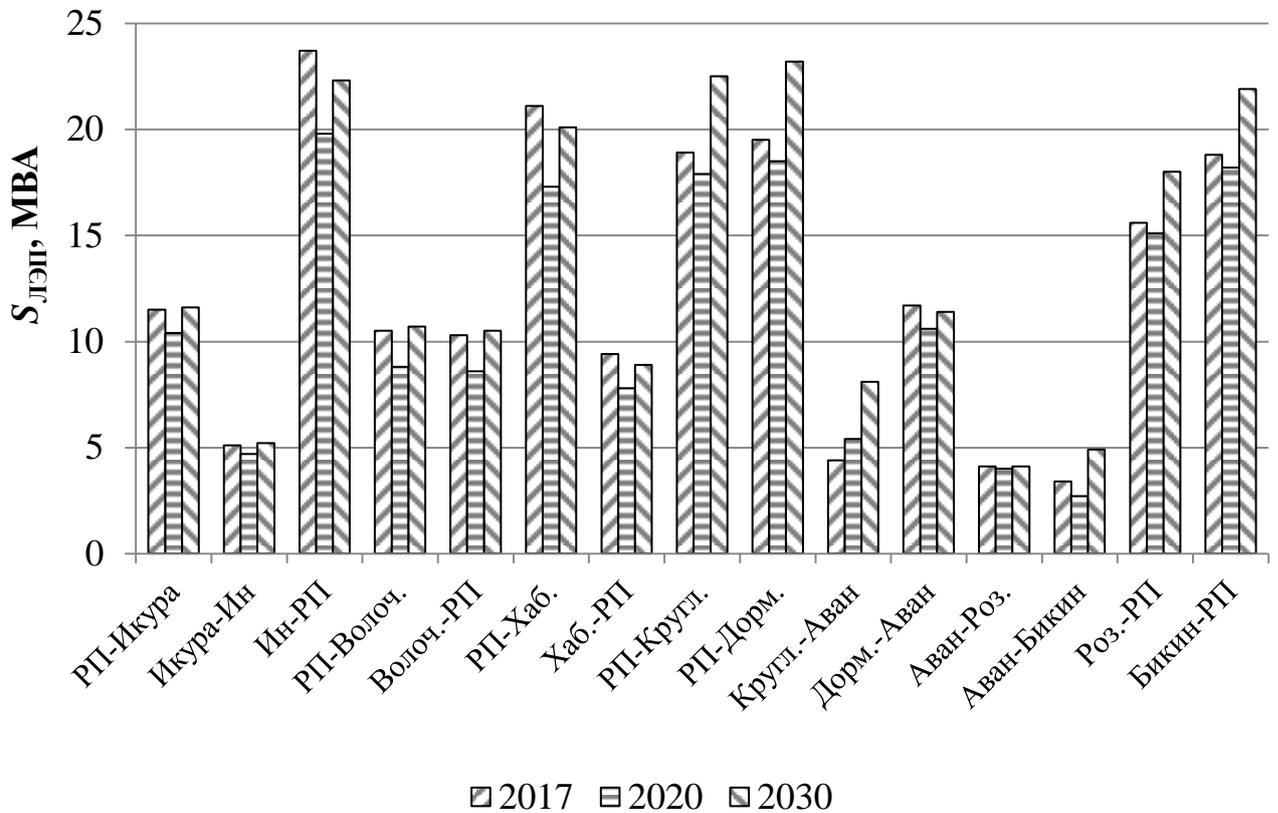


Рисунок 4.6 – Загрузка питающих линий СВЭ

В параграфе 1.6 данной работы рекомендуется производить оценку снижения мощности на головных участках линий электропередачи. На основе проведенных расчетов были определены допустимые диапазоны значений разгрузки линий электропередачи. Для сложнзамкнутой схемы внешнего электроснабжения (например, для участка Кругликово – Бикин) рекомендуется разгрузка головных участков на 7–15 %, а для простых схем – 30–40 % [28]. Величины разгрузки питающих линий СВЭ для рассматриваемого участка представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Рекомендуемая величина разгрузки линий СВЭ

Участок	РП-Икура	Ин-РП	РП-Волоч.	Волоч.-РП	РП-Хаб. II
$\Delta S, \text{MBA}$	0,7-1,5	1,4-2,9	2,4-3,2	2,4-3,2	4,6-6,1

Окончание табл. 4.9

Участок	Хаб. II-РП	РП-Кругл.	РП-Дорм.	Роз.-РП	Бикин-РП
$\Delta S, \text{MBA}$	2-2,7	1,2-2,5	1,2-2,6	1-2,1	1,2-2,6

*Примечание: РП – распределительная подстанция.

После определения критериев технической эффективности переходят к подготовке исходных данных для определения мощности КУ.

4.4 Описание расчетной схемы внешнего электроснабжения с помощью теории графов

Расчетные графы представлены на рисунке 4.6. Для участка Кругликово – Бикин составлены два графа с использованием метода наложения [134]. На рисунке также представлены результаты расчета передаваемых мощностей по участкам графов, определенные на расчетный 2017 год.

В дальнейшем расчете полученные графы учитываются коэффициентами токораспределения. Расчетные значения коэффициентов токораспределения лежат в диапазоне 0,24 – 1. Как пример, приведен расчет коэффициентов токораспределения для графа, представленного на рисунке 4.7, а. Индексы коэффициентов соответствуют нумерации участков графа.

$$C_{01} = \frac{l_{12} + l_{23}}{l_{01} + l_{12} + l_{23}} = 0,69; \quad (4.2)$$

$$C_{13} = \frac{l_{01}}{l_{01} + l_{12} + l_{23}} = 0,31; \tag{4.3}$$

$$C_{02} = \frac{l_{23}}{l_{01} + l_{12} + l_{23}} = 0; \tag{4.4}$$

$$C_{23} = \frac{l_{01} + l_{12}}{l_{01} + l_{12} + l_{23}} = 1; \tag{4.5}$$

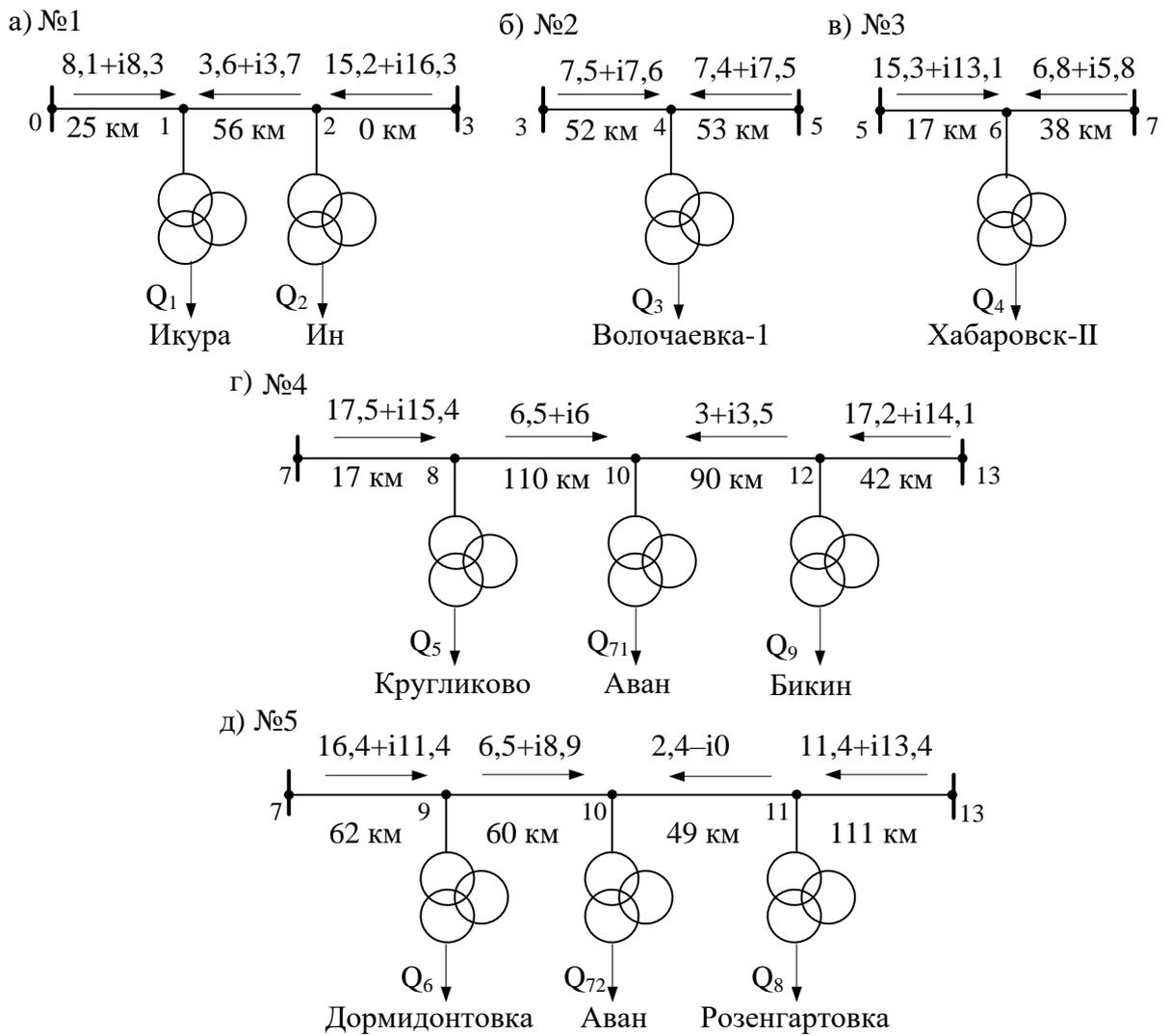


Рисунок 4.7 – Расчетные графы

На данном этапе расчетов определяется сопротивление тяговых трансформаторов подстанций. Принимаем в расчете, что в работе находится один трансформатор на каждой подстанции. На расчетном участке находятся в эксплуатации трансформаторы следующих марок: ТДТНЖ-40000/220 и ТДТНЖ-40000/110. Параметры трансформатора возьмем в [135]. Формула для расчета активного сопротивления представлена в [15]. Таким образом, активное сопротивление трансформатора ТДТНЖ-40000/220 равно 7,26 Ом, ТДТНЖ-40000/110 – 1,5 Ом.

4.5 Определение потребной мощности и мест установки компенсирующих устройств

После составления расчетных графов переходим к определению непосредственно мест установки и мощности компенсирующих устройств. Для этого составляются матрицы, входящие в формулу (3.4).

Матрица активных сопротивлений для графа номер 1 принимает следующий вид:

$$R_{\Sigma} = \begin{pmatrix} C_{02} \cdot R_{23} + C_{23} \cdot R_{12} + C_{23} \cdot R_{01} + R_{T2} & C_{02} \cdot R_{23} + C_{23} \cdot R_{12} + C_{23} \cdot R_{01} \\ C_{01} \cdot R_{23} + C_{01} \cdot R_{12} + C_{13} \cdot R_{01} & C_{01} \cdot R_{23} + C_{01} \cdot R_{12} + C_{13} \cdot R_{01} + R_{T1} \end{pmatrix} \quad (4.6)$$

Матрица, включающая технико-экономические коэффициенты А и известные величины реактивной мощности в элементах СВЭ, которые были определены в результате расчетов исходного электрического режима принимает следующий вид:

$$X = \begin{pmatrix} -A + Q_{2-3} \cdot R_{2-3} + Q_{1-2} \cdot R_{1-2} + Q_{0-1} \cdot R_{0-1} + Q_2 \cdot R_{T2} \\ -A + Q_{2-3} \cdot R_{2-3} + Q_{1-2} \cdot R_{1-2} + Q_{0-1} \cdot R_{0-1} + Q_1 \cdot R_{T1} \end{pmatrix}. \quad (4.7)$$

В формуле (4.7) Q_{ij} – реактивная мощность по участкам схемы, Q_k – реактивная мощность, потребляемая k -й тяговой подстанцией, R_{ij} – величины активных сопротивлений участков СВЭ, R_{Tk} – величина активного сопротивления трансформаторов k -й тяговой подстанции. Коэффициенты A определяются по формуле (3.5). Для подстанций, входящих в графы № 1,2,4,5 коэффициент A равен 195,5, а для подстанции Хабаровск II он составляет 48,9. Искомые мощности КУ определяются из следующего соотношения:

$$[Q_{KY}] = [R_{\Sigma}]^{-1} \cdot [X] = \begin{bmatrix} 16,8 & 9,6 \\ 5,5 & 12,7 \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} -55,1 \\ -59,7 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,8 \\ -4,3 \end{bmatrix} \text{кВАр}. \quad (4.8)$$

Так как получились отрицательные результаты, установки КУ на тяговых подстанциях Икура и Ин не требуется, и следует перейти к следующему графу. В таблице 4.10 представлены значения требуемых мощностей КУ для всех рассматриваемых подстанций.

Таблица 4.10 – Результаты расчетов мест установки и мощности КУ

Подстанция	Мощность КУ по ЭП на 2017 год, кВАр
1 Икура	Не требуется
2 Ин	Не требуется
3 Волочаевка	Не требуется
4 Хабаровск	13342
5 Кругликово	4152
6 Дормидонтовка	Не требуется
7 Аван	1979

Окончание таблицы 4.10

Подстанция	Мощность КУ по ЭП на 2017 год, кВАр
8 Розенгартовка	429
9 Бикин	3095

Как видно из таблицы, для тяговой подстанции Хабаровск II требуемая мощность компенсирующих устройств достигает критического значения. Во избежание перекомпенсации на тяговых подстанциях по причине завышенных величин мощности КУ рекомендуется установка регулируемых устройств.

4.6 Подбор стандартных мощностей компенсирующих устройств

Для подбора мощностей оборудования, воспользуемся каталогом, расположенным на сайте ООО «НИИЭФА-ЭНЕРГО» [136]. Результаты представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Мощность оборудования КУ

Подстанция	Хабаровск	Кругликово	Аван	Розенгартовка	Бикин
Мощность КУ, МВАр	2х6,9	4,6	–	–	3,7

Ввиду малых величин требуемых мощностей установка КУ на тяговых подстанциях Аван и Розенгартовка не рекомендуется. На тяговой подстанции Хабаровск II рекомендуется осуществлять установку КУ в две фазы.

4.7 Проверка выбранных мощностей компенсирующих устройств по критериям технической эффективности

Для проверки по критериям эффективности необходимо произвести расчет режима после установки КУ.

4.7.1 Проверка по критерию «запас мощности силовых трансформаторов»

Нагрузка тяговых трансформаторов после установки КУ представлена на рисунке 4.8.

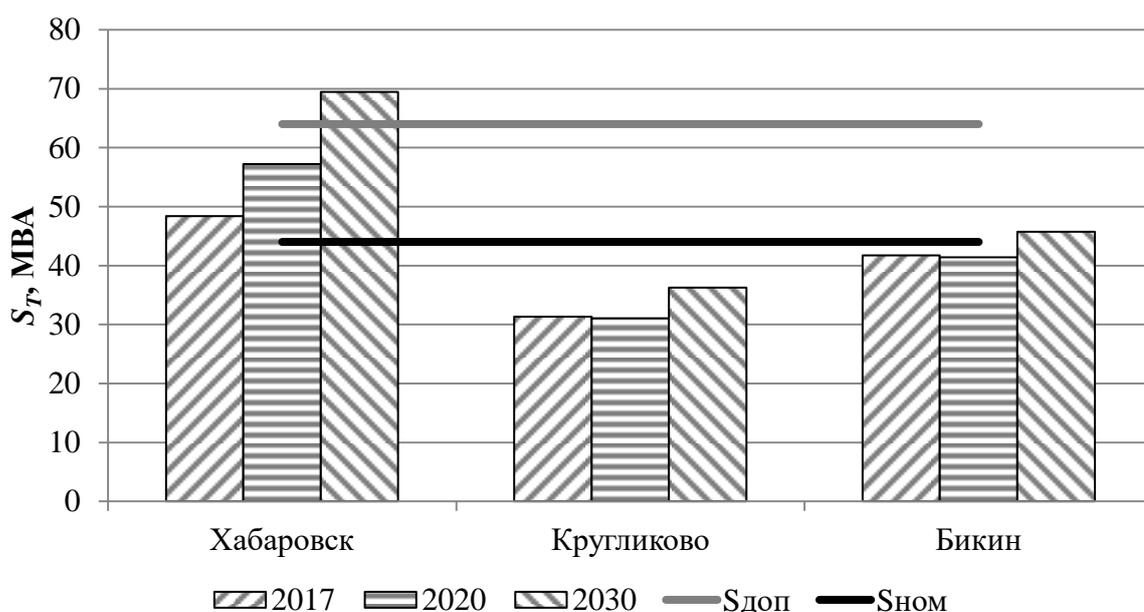


Рисунок 4.8 – Нагрузка тяговых трансформаторов после установки КУ

Из рисунка 4.8 видно, что при установке КУ выбранной мощности на тяговых подстанциях Кругликово и Бикин трансформаторы будут работать в номинальном режиме вплоть до 2030 года. Нагрузка трансформатора тяговой подстанции Хабаровск II в 2030 году превысит допустимую перегрузку. Увеличение мощности КУ не повлияет в требуемом объеме на загрузку трансформатора. По-

этому после 2020 года рекомендуется контролировать нагрузку трансформатора и включать его на параллельную работу при необходимости.

4.7.2 Проверка по критерию «величина снижения потерь напряжения»

Результаты расчетов критерия «величина снижения потерь напряжения» при установке компенсирующих устройств на шинах 27,5 кВ, мощности которых определены с учетом перспектив электропотребления, приведены на рисунке 4.9.

Установка КУ на подстанциях позволяет снизить потери напряжения до шин 27,5 кВ на 4,7 – 12,3 % от номинального значения.

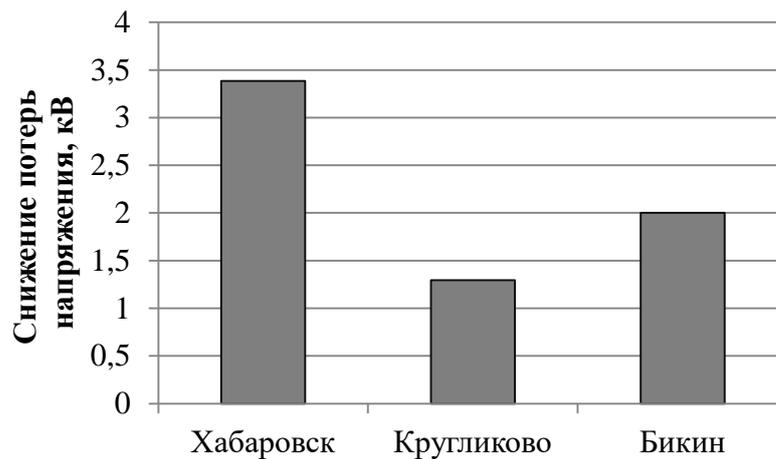


Рисунок 4.9 – Результаты расчета критерия «величина снижения потерь напряжения» при установке КУ

4.7.3 Проверка по критерию «степень разгрузки питающих линий системы внешнего электроснабжения»

Величины нагрузок линий электропередачи при установке КУ представлены на рисунке 4.10

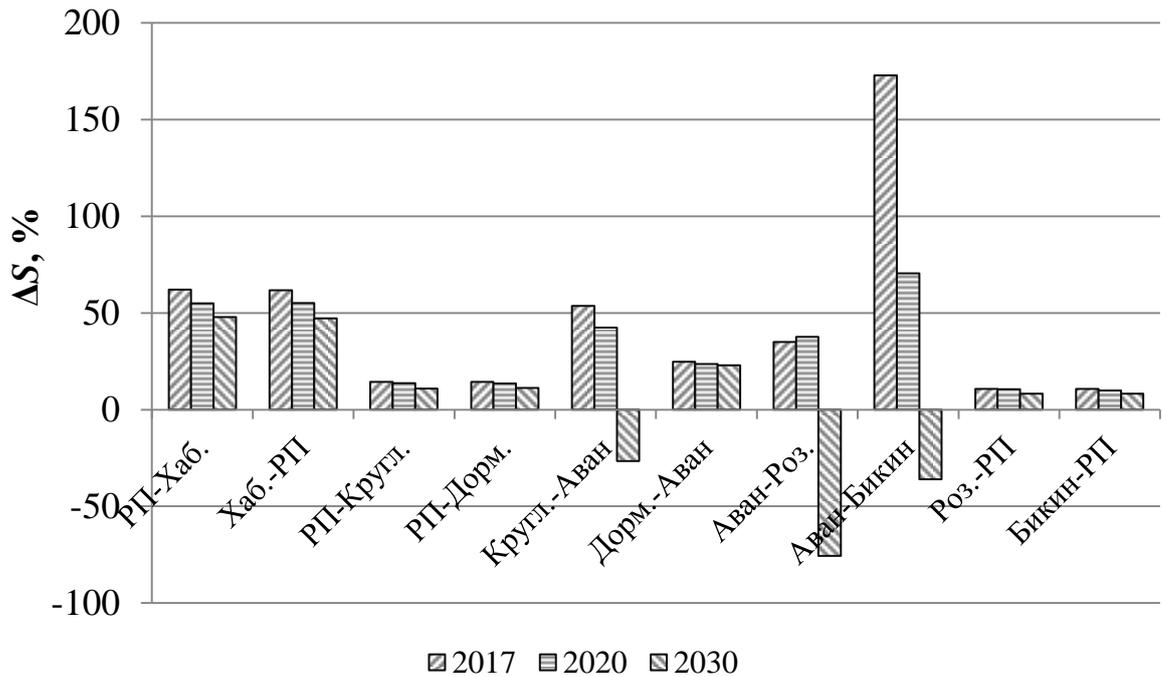


Рисунок 4.10 – Нагрузки питающих линий СВЭ при установке КУ

Примечание: РП – условное обозначение распределительной подстанции, являющейся источником питания для группы тяговых подстанций.

Для участков линий электропередачи, питающих тяговую подстанцию Хабаровск II, получена наибольшая величина разгрузки питающих линий СВЭ на величину до 172 %.

4.8 Определение экономической эффективности применения компенсирующих устройств в тяговой сети

4.8.1 Определение величины чистого дисконтированного дохода

Методика определения экономической эффективности приведена в третьей главе диссертации. Доходы определяются снижением потерь активной мощности в трансформаторах подстанций и определяются по формуле (3.7). Для примера

определим доходы для подстанции Бикин. Принимаем продолжительность работы КУ в год $\tau = 8700$ ч/год, а тариф на электрическую энергию $\beta = 4,27$ руб/кВтч.

$$D_t = \frac{16389 + 13991}{110^2} \cdot 3,63 \cdot 8700 \cdot 4,27 = 737046,31 \text{ руб.} \quad (4.9)$$

Капитальные вложения на установку КУ определяются стоимостью генерации 1 кВАр реактивной энергии и мощностью компенсирующих устройств. Например, для подстанции Бикин, капитальные затраты равны (принимаем, что стоимость генерации 1 кВАр реактивной мощности $Cq = 156$ руб. [21]):

$$K_{ку} = 156 \cdot 3,7 \cdot 10^3 = 577200 \text{ руб} \quad (4.10)$$

Годовые издержки складываются из затрат на обслуживание, амортизационных отчислений и затрат на оплату потерь мощности.

Затраты на обслуживание можно определить укрупненно по нормативу, который составляет 1 – 3 % от капитальных вложений:

$$I_{обс} = \frac{577200 \cdot 3}{100} = 17316 \text{ руб.} \quad (4.11)$$

Амортизационные отчисления определяются капитальными вложениями и нормативным сроком службы КУ. Примем нормативный срок службы КУ равным 20 лет. Тогда для подстанции Хабаровск II

$$I_a = \frac{577200 \cdot 5}{100} = 28860 \text{ руб.} \quad (4.12)$$

Затраты на оплату потерь энергии в КУ определяются величиной потерь и тарифом на электрическую энергию. Для подстанции Хабаровск II:

$$I_{nom} = 261 \cdot 4,27 = 47290,47 \text{ руб} \quad (4.13)$$

Общие издержки на содержание КУ составят:

$$I_t = 17316 + 28860 + 47290,47 = 47290,47 \text{ руб.} \quad (4.14)$$

Норму дисконтирования примем $E = 0,092$ [96]. Капитальные вложения в установку КУ осуществляются в первый год, а доход от снижения потерь активной мощности в трансформаторах и издержки на содержание КУ не изменяются. Тогда чистый дисконтированный доход для подстанции Хабаровск II при установке КУ составит:

$$\begin{aligned} \text{ЧДД}(Q_{ki}) &= \frac{737046,31 - 47290,47 - 577200}{(1 + 0,092)^1} + \\ &+ \sum_{t=2}^{20} \frac{737046,31 - 47290,47}{(1 + 0,092)^t} = 5679175,34 \text{ руб.} \end{aligned} \quad (4.19)$$

Расчет для остальных подстанций аналогичен. Результаты расчетов приведены в таблице 4.7.

Так как для всех подстанций величина чистого дисконтированного дохода положительная, то установка КУ является экономически оправданной.

Таблица 4.12 – Результаты расчета экономической эффективности КУ

Подстанция	Капитальные вложения, тыс. руб.	Издержки на содержание КУ, тыс. руб.	Доход от установки КУ, тыс. руб.	ЧДД за 20 лет, тыс. руб.
Хабаровск-II	2152,8	173,339	523,728	1182,229
Кругликово	717,6	58,522	549,722	3763,616
Бикин	577,2	47,29	737,046	5679,175
Всего	3447,6	279,151	1810,496	10625,02

4.8.2 Определение срока окупаемости предлагаемых компенсирующих устройств

Капитальные вложения, издержки на содержание определены в пункте 4.8.1 (см. табл. 4.12).

Затраты до установки компенсирующих устройств в тяговой сети определяются величиной потерь электрической энергии в трансформаторе. До установки КУ затраты можно определить как:

$$C_{\text{ду}} = \frac{\sqrt{P_T^2 + Q_T^2}}{U^2} \cdot R_T \cdot \tau \cdot \beta, \quad (4.20)$$

где P_T и Q_T – потребляемая активная и реактивная мощность, кВАр;

τ – количество часов в году, ч/год;

U – высшее напряжение тягового трансформатора, кВ;

R_T – активное сопротивление трансформаторов, приведенное к стороне высшего напряжения;

β – тариф на электрическую энергию, руб.

Для тяговой подстанции Бикин получим:

$$C_{\text{дл}} = \frac{16389,34}{220^2} \cdot 3,63 \cdot 8760 \cdot 4,27 = 753557,62 \text{ руб.}$$

После установки компенсирующих устройств снижаются потери активной мощности в тяговых трансформаторах. Величина потерь электрической энергии после установки КУ определяется по формуле:

$$\Delta W_{\text{ку}} = \left(\frac{\sqrt{P_T^2 + (Q_T - Q_K)^2}}{U^2} \cdot \tau_{\text{ку}} + \frac{\sqrt{P_T^2 + Q_T^2}}{U^2} \cdot (\tau - \tau_{\text{ку}}) \right) \cdot R_T, \quad (4.20)$$

где Q_K – мощность компенсирующего устройства, кВАр;

$\tau_{\text{ку}}$ – время работы КУ, ч/год;

Для тяговой подстанции Бикин:

$$\Delta W_{\text{ку}} = \left(\frac{1399,55}{220^2} \cdot 8700 + \frac{16389,35}{220^2} \cdot (8760 - 8700) \right) \cdot 3,63 \cdot 10^{-3} = 128926,125 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

После установки КУ появляются дополнительные потери электрической энергии в компенсирующих устройствах. Дополнительно появляются издержки на содержание КУ и амортизационные отчисления (4.11) – (4.13). Итоговые затраты после установки КУ для подстанции Бикин составят:

$$C_{\text{ку}} = 17316 + 28860 + 47290,47 + 128926,125 \cdot 4,24 = 597136,35 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости компенсирующих устройств, устанавливаемых на тяговой подстанции Бикин, составит:

$$T_{\text{ку}} = \frac{156 \cdot 3700}{753557,62 - 597136,35} = 3,69 \text{ года.}$$

Для всех подстанций рассматриваемого участка сроки окупаемости представлены в таблице 4.13

Таблица 4.13 – Сроки окупаемости

Подстанция	Капитальные вложения, тыс. руб.	Затраты до установки КУ, тыс. руб.	Затраты после установки КУ, тыс. руб.	Срок окупаемости, лет.
Хабаровск-II	2152,8	1152,98	628,61	4,11
Кругликово	717,6	447,979	356,418	7,84
Бикин	577,2	753,558	597,96	3,69
По всем подстанциям	3447,6	2354,516	1582,165	4,46

Допустимым для компании ОАО «Российские железные дороги» является срок окупаемости, не превышающий 8 лет. Для рассматриваемых тяговых подстанций расчетный срок окупаемости не превышает допустимого.

4.9 Итоговый вариант установки компенсирующих устройств

Величины типовых мощностей КУ, определенных по предлагаемой в диссертации методике представлены в таблице 4.11. КУ расчетной мощности прошли проверку по критериям технической и экономической эффективности. Выбранные мощности КУ могут быть приняты к установке на тяговых подстанциях.

Итоговый вариант усиления представлен на рисунке 4.11.

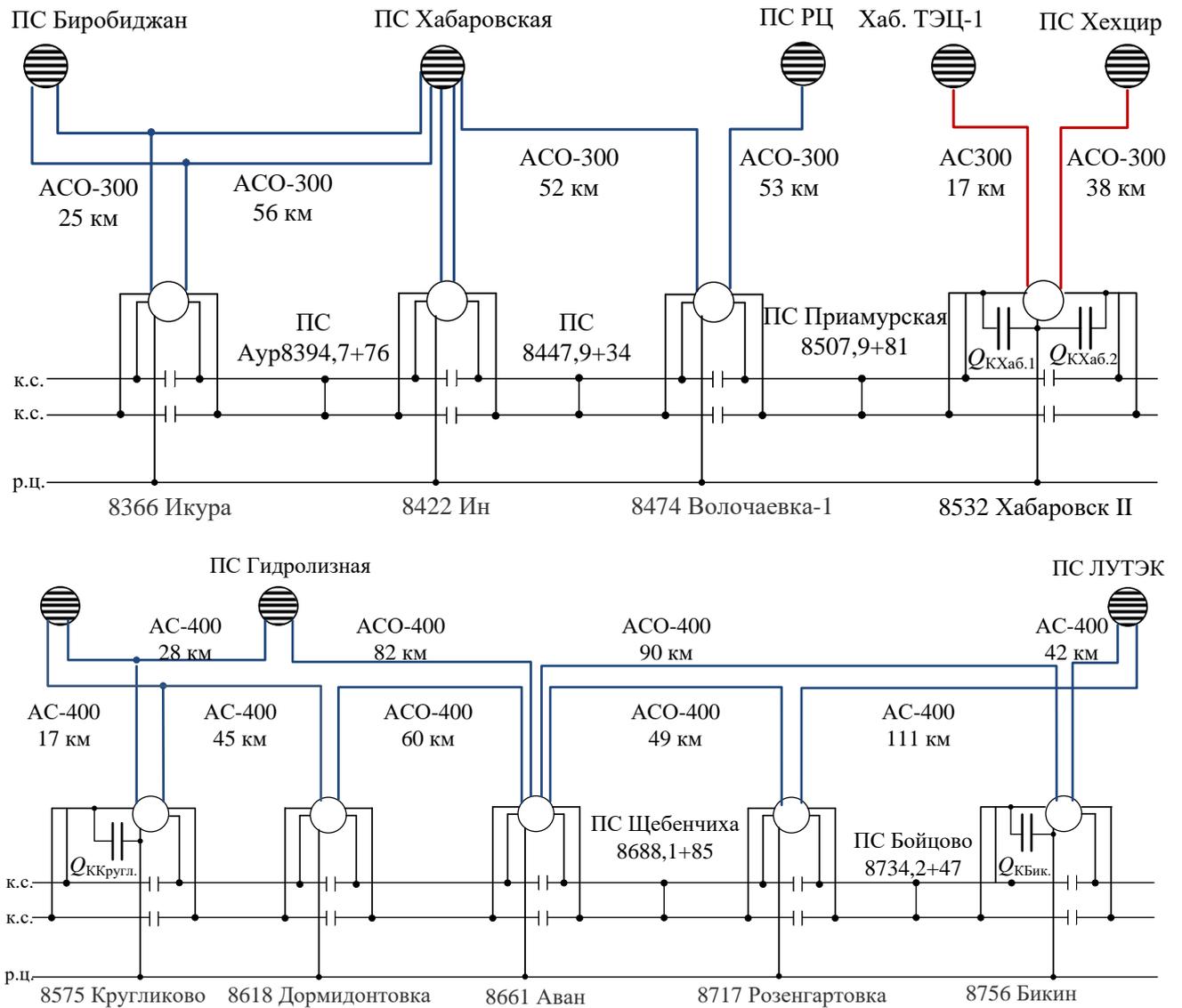


Рисунок 4.11 – Итоговый вариант усиления СТЭ участка
Дальневосточной железной дороги.

Потребная мощность КУ для тяговой подстанции Хабаровск II превышает максимальную величину мощности типового КУ. По этой причине рекомендуется установка устройств в две фазы. Согласно расчету, произведенного в программе КОРТЭС, соотношение величин токов отстающей и опережающей фазы составляет 0,57. По условию (3.2) в данном случае необходима установка КУ в отстающую и опережающую фазы. Для тяговых подстанций Кругликово и Бикин рекомендована установка КУ в отстающую фазу.

Выводы по главе 4

1. Для каждой подстанции были определены критерии технической эффективности. Для соблюдения полученных критериев следует установить КУ в размере 13800 кВАр для тяговой подстанции Хабаровск II, 4600 кВАр для Кругликово и 3700 кВАр для Бикина.

2. При заданном критерии «запас мощности силовых трансформаторов» для тяговой подстанции Хабаровск II величиной 14 – 18 % применение КУ выбранной мощности позволит снизить среднегодовую загрузку тяговых трансформаторов на величину 10 – 17 %.

3. Снижаются потери напряжения на величину 1,3 – 3,4 кВ при заданной величине критерия «величина снижения потерь напряжения» в 0,7 – 1,7 кВ.

4. Головные участки линий электропередачи разгружаются на величину 4,2 – 9,5 МВА для тяговой подстанции Хабаровск II, и на величину 1,5 – 2,5 МВА для участка Кругликово – Бикин, при величинах критерия «степень разгрузки питающих линий СВЭ» равных 2 – 6,1 МВА и 1 – 2,6 МВА соответственно.

5. Срок окупаемости предлагаемых КУ не превышает 8 лет. Чистый дисконтированный доход от применения КУ составит 10,6 млн. рублей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполненного в работе комплекса теоретических и экспериментальных исследований решена научно-техническая задача обеспечения эффективного функционирования системы тягового электроснабжения путем регулирования потоков реактивной мощности в условиях роста грузооборота за счет выбора рациональных параметров компенсирующих устройств. В соответствии с поставленными целью и задачами исследования получены следующие научные и практические результаты.

1. Предложено в качестве дополнительных критериев для оценки эффективности применения КУ в тяговой сети использовать такие, как «запас мощности силовых трансформаторов», «величина снижения потерь напряжения» и «степень разгрузки питающих линий СВЭ». Применение указанных критериев следует осуществлять не только на текущий момент, но и с учетом перспективных изменений объемов перевозок.

2. Усовершенствован метод прогнозирования электропотребления с использованием корреляционно-регрессионного анализа введением в него дополнительных характеристик перевозочного процесса, что позволяет уменьшить погрешность прогнозных значений на величину до 15 % в условиях ограниченного объема исходных данных.

3. Разработана методика определения необходимых для усиления системы тягового электроснабжения мощностей КУ, позволяющая рассчитывать величину мощности КУ при условии установки устройств на тяговой подстанции, с определением эффективности их применения при помощи трех, предложенных в диссертации, технических критериев, с учетом перспективного роста объемов перевозок.

4. Расчеты по предложенной методике показали, что подобранные типовые мощности КУ для усиления системы тягового электроснабжения удовлетворяют

заданным критериям технической эффективности и перспективному увеличению потребляемой мощности тяговыми подстанциями.

5. Предложены варианты усиления системы тягового электроснабжения участка Дальневосточной железной дороги применением КУ, которые позволят снизить среднегодовую нагрузку силовых трансформаторов на величину 22,6 – 62,3 %, потери напряжения на величину 1,3 – 3,4 кВ, зарезервировать мощности в питающей энергосистеме в размере 4,2 – 9,5 МВА для тяговой подстанции Хабаровск II, и 1,5 – 2,5 МВА для участка Кругликово – Бикин. Чистый дисконтированный доход от установки КУ для всех тяговых подстанций рассматриваемого участка за весь срок эксплуатации составит 10,6 млн. рублей, срок окупаемости не превышает 8 лет.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Стратегия развития железнодорожного транспорта в Российской Федерации до 2030 года: [сайт]. URL: http://doc.rzd.ru/doc/public/ru?STRUCTURE_ID=704&layer_id=5104&id=3997 (дата обращения 4.04.2018)
2. Стратегия развития холдинга «РЖД» на период до 2030 года [сайт]. URL: http://doc.rzd.ru/doc/public/ru?STRUCTURE_ID=704&layer_id=5104&id=6396#4702902 (дата обращения 4.04.2018).
3. Энергетическая стратегия холдинга ОАО «Российские железные дороги» на период до 2015 года и на перспективу до 2030 года : утв. распоряжением ОАО «РЖД» от 15 декабря 2011 г. № 2718р.
4. Патент № 2688194 Российская Федерация МПК В60М 3/00 (2006.01), В60L 15/06 (2006.01). Система тягового электроснабжения железных дорог переменного тока : № 2018122747 : заявл. 21.06.2018 : опубл. 21.05.2019 / Аржанников Б. А. ; заявитель Аржанников Б. А. – 9 с.: ил. – Текст : непосредственный
5. Кузьмин, С. В. Алгоритм управления статическим компенсатором тяговых подстанций переменного тока в целях симметрирования нагрузки питающей линии и компенсации реактивной мощности / С.В. Кузьмин // Известия Петербургского университета путей сообщения. – 2012. – №4 (33). – С. 105 – 111.
6. Бородулин, Б. М. Конденсаторные установки электрифицированных железных дорог / Б. М. Бородулин, Л. А. Герман, Г. А. Николаев. – Москва: Транспорт, 1983. – 183 с.
7. Васильева, Е. А. Темпы роста промышленности на Дальнем Востоке превышают среднероссийские / Е. А. Васильева [сайт]. – URL: <https://minvr.ru/press-center/news/7747/> (дата обращения 22.02.2018).
8. Ли, В. Н. Методические подходы к определению оптимального потребления электрической энергии из питающей энергосистемы / В. Н. Ли, Н. К.

Шурова // Электротехника. – 2016. - № 2. – С. 42–44.

9. Шурова, Н. К. Рациональное потребление электрической энергии системой тягового электроснабжения из питающей энергосистемы в условиях роста грузооборота // Молодые ученые – Хабаровскому краю : материалы XIX краевого конкурса молодых ученых и аспирантов, Хабаровск, 13–20 января 2017 года. – Хабаровск : Изд-во Тихоокеан. гос. ун-та, 2017. – С. 202 – 206.

10. Ли, В. Н. Влияние тяговой сети переменного тока на энергетические параметры питающих линий системы внешнего электроснабжения / В. Н. Ли, Н. К. Шурова // Тезисы докладов IX международного симпозиума «Электрификация, развитие электроэнергетической инфраструктуры и электрического подвижного состава скоростного и высокоскоростного железнодорожного транспорта» (Элтранс-2017). – Санкт-Петербург, 2017. – С. 48.

11. Шурова, Н. К. Повышение энергоэффективности распределительных электрических сетей регулированием потребления реактивной энергии в тяговой сети / Н. К. Шурова, В. Н. Ли // Интеллектуальная энергетика на транспорте и в промышленности, Омск, 4–5 октября 2018. Материалы всероссийской молодежной научно-практической конференции с международным участием. Омск : Изд-во ОмГУПС, 2018. – С. 9–15.

12. На Дальневосточную железную дорогу до конца текущего года запланирована поставка 7 новых локомотивов [сайт]. – URL: http://dvzd.rzd.ru/news/public/ru?STRUCTURE_ID=60&layer_id=4069&refererLayerId=3307&id=113739 (дата обращения 1.04.2018).

13. Энергосбережение на железнодорожном транспорте : учебник для вузов / В. А. Гапанович, В. Д. Авилов, Б. А. Аржанников [и др.] ; под ред. В. А. Гапановича. – Москва: Изд. Дом МИСиС, 2012. – 620 с.

14. Константинова, Ю. А. Способы и устройства для снижения уравнительного тока на электрифицированных железных дорогах переменного тока / Ю.

А. Константинова, В. Н. Ли // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2017. – №5 (60). – С. 80 – 85.

15. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.

16. Приказ от 23 июня 2015 г. № 380 О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии [сайт]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/902031275> (дата обращения 20.12.2018)

17. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые перегрузки : введ. 01.08.1985. – Москва: Стандартинформ, 2009. – 35 с.

18. Дынькин, Б. Е. Оценка эффективности использования трансформаторной мощности тяговых подстанций при увеличении объемов перевозок / Б. Е. Дынькин, Е. Ю. Тряпкин // Транспорт: наука, образование, производство: тр. междунар. науч.-практ. конф. – Ростов-н/Д. – 2016. – С. 251–254.

19. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – Москва: ЭНАС, 2006. – 552 с.

20. Бардушко, В. Д. Пути повышения эффективности компенсирующего устройства / В. Д. Бардушко // Транспортная инфраструктура сибирского региона. – 2012. – №2. – С. 10 – 12.

21. Кулинич, Ю. М. Новая структура устройства компенсации реактивной мощности / Ю. М. Кулинич, Ю. С. Кабалык, В. К. Духовников // Ученые записки Комсомольского-на-Амуре гос. техн. ун-та. – 2015. – №2 (22). – С. 25 – 36.

22. Герман, Л. А. Регулируемые установки емкостной компенсации в системе тягового электроснабжения железных дорог : учеб. пособие. – Москва: ФГБОУ: «Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном

транспорте», 2015. – 316 с.

23. Справочник по проектированию электрических систем / В. В. Ершевич, [и др.] ; под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. –3-е изд. перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

24. Лыкин, А. В. Электрические системы и сети – А. В. Лыкин. – Москва: Университетская книга; Логос. – 2008. – 254 с.

25. Грунин, О. М. Электрические сети и системы в примерах и задачах / О. М. Грунин, С. А. Филипов. – Чита: ЗаБИЖТ, 2010. – 251 с.

26. Об установлении цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую гарантирующим поставщиком – публичным акционерным обществом "Дальневосточная энергетическая компания" (филиал "Хабаровск-энергосбыт") покупателям на территории Хабаровского края, за исключением электрической энергии (мощности), поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей, на 2017 год. Постановление Комитета по ценам и тарифам Правительства Хабаровского края от 28. 12. 2016 № 50/10: – Хабаровск, 2016. – 71 с.

27. Руководство пользователя программного комплекса «Кортэс». – М.: ВНИИЖТ, 2009. – 45 с.

28. ГОСТ 6962-75. Транспорт электрифицированный с питанием от контактной сети. Ряд напряжений (с Изм. N 1): дата введ. 01.01.1977. – 8 с.

29. Ли, В. Н. Усовершенствованная методика выбора компенсирующих устройств в тяговой сети / В. Н. Ли, Н. К. Шурова // Тезисы докладов VIII международного симпозиума «Электрификация, развитие электроэнергетической инфраструктуры и электрического подвижного состава скоростного и высокоскоростного железнодорожного транспорта» (Элтранс-2015). – Санкт-Петербург, 2015. – С. 48.

30. Шурова Н. К. Регулирование токораспределения в питающей сети

применением компенсирующих устройств в системе тягового электроснабжения / Н. К. Шурова, В. Н. Ли // Научно-техническое и экономическое сотрудничество стран АТР в XXI веке : тр. Всерос. науч.-практ. конф. творч. молод. с междунар. участием. В 2 томах. Том 1 / под ред. С.А. Кудрявцева. – Хабаровск: Изд-во ДВГУПС, 2017. – С.119 – 123.

31. Москаленко, В. В. Справочник электромонтера : справочник / В. В. Москаленко. – 2-е изд., стер. – Москва: Изд. центр «Академия», 2005. – 288 с.

32. СТО РЖД 07.022.1. Система тягового электроснабжения железной дороги переменного тока. Методика расчета показателей для выбора типа и мощности средств компенсации реактивной мощности. – Москва. – 2015. – 77 с.

33. СТО РЖД 07.022.2. Система тягового электроснабжения железной дороги переменного тока. Методика выбора мест размещения мощности средств продольной и поперечной компенсации реактивной мощности – Москва, 2015. – 51 с.

34. Основные положения Энергетической программы СССР на длительную перспективу. – Москва: Политиздат, 1984. – 32 с.

35. Калашников, В. Д. Проблемы стратегического планирования энергетики региона : монография / В. Д. Калашников. – Владивосток: Изд-во Дальнаука, 2001. – 148 с.

36. Закарюкин В.П. Прогнозирование электропотребления на тяговых подстанциях с помощью имитационного моделирования / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков // Наука и техника транспорта. – Москва. – 2005. - № 4. – С. 88 – 96.

37. Моделирование и прогнозирование процессов электропотребления на железнодорожном транспорте / В. П. Закарюкин [и др.] ; Иркутский государственный университет путей сообщения. – Иркутск, 2007. – 115 с. – Деп. в ВИНИТИ 11.01.2007, № 19-В200.

38. Макоклюев Б. И. Краткосрочное прогнозирование электропотребле-

ния в энергосистемах России / Б. И. Макоклюев, А. С. Полижаров, С. В. Локтионов // Электрические станции. – Москва. – 2018 – № 4(1041). – С. 24 – 35.

39. Митрофанов А. Н. Моделирование процессов прогнозирования и управления электропотреблением тяги поездов: монография / А. Н. Митрофанов. – Самара: Изд-во СамГУПС, 2005. – 174 с.

40. Машков, Д. А. Прогнозирование технологических процессов и электропотребления при нестационарном характере производства / Д. А. Машков, Ю. В. Митрохин, А. Н. Митрофанов // Вестник Самарского муниципального института управления. – Самара. – 2010. – № 1(12). – С. 32 – 36.

41. Прогнозирование электропотребления с учетом температуры воздуха и естественной освещенности для региональных диспетчерских управлений / И. И. Надтока [и др.] // Вестник Сам. Гос. техн. ун-та. (Серия Технические науки). – Самара. – 2012. – № 1(33). – С. 156 – 161.

42. Надтока, И. И. Адаптация метода сингулярного спектрального анализа для прогнозирования временных рядов электропотребления / И. И. Надтока, О. А. Корнюкова // Известия высших учебных заведений. Северо-кавказский регион. Серия Технические науки. – Ростов-на-Дону. – 2008. – № 3(145). – С. 88-90.

43. Прогнозирование электропотребления методами GZ-анализа / В. И. Гнатюк [и др.] // Электрика. – Москва. – 2008. – № 8. – С. 24 – 30.

44. Давыдов А. И. Прогнозирование небаланса электроэнергии на тягу поездов на основе статистических закономерностей / А. И. Давыдов, М. М. Никифоров // Вестник Ростовского государственного университета путей сообщения. – Ростов-на-Дону. – 2016. – № 2 (62). – С. 111 – 115.

45. Черемисин, В. Т. Математическое моделирование процесса электропотребления на тягу поездов с применением метода опорных векторов / В. Т. Черемисин, А. А. Комяков, В. И. Иванченко // Омский научный вестник. – Омск. – 2016. – № 6 (150). – С. 77 – 81.

46. Яковлев, Д. А. Прогнозирование процессов электропотребления на железнодорожном транспорте : дис. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук : 05.13.18 ; защищена 02.03.2006 [Электронный ресурс] / Яковлев Дмитрий Александрович. – Иркутск, 2006. – 155 с. URL: <http://dlib.rsl.ru/01002881804> (дата обращения 20.02.2015).

47. Раевский, Н. В. Выбор оптимальной методики прогнозирования временных рядов электропотребления / Н. В. Раевский, Д. А. Яковлев, В. Г. Дурнов // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – 2011 – № 3 (31). – С. 170 – 177.

48. Комяков, А. А. Применение искусственных нейронных сетей для планирования расхода электроэнергии на нетяговые нужды структурных подразделений железных дорог / А. А. Комяков, А. В. Пономарев, О. А. Комякова // Известия Транссиба. – 2011 – № 1 (5) – С. 63–67.

49. Комякова, О. А. Возможности искусственных нейронных сетей как аппарата для прогнозирования расхода электрической энергии на предприятиях железнодорожного транспорта / О. А. Комякова // Омский научный вестник. – 2013. – № 2 (120) – С. 264 – 266.

50. Коломоец, О. А. Разработка программного алгоритма прогнозирования расхода электрической энергии нетяговых железнодорожных потребителей на основе искусственных нейронных сетей / О. А. Коломоец, А. А. Комяков, А. В. Пономарев // Известия Транссиба. – 2013. – №3 (15) – С. 96 – 103.

51. Короткевич, М. А. Прогнозирование электрической нагрузки энергосистемы на следующие сутки с использованием метода искусственных нейронных сетей / М. А. Короткевич, В. В. Курачинский // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2010. – №2 – С. 5 – 11.

52. Kandil M. S., Long-term load forecasting for fast developing utility using a knowledge-based expert system / M. S. Kandil, S. M. El-Debeiky, N. E. Hasaniien //

IEEE Transactions on Power Systems. – 2002. – V. 17. – Access mode: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1007923> .

53. Special features of energy forecast methodology in fast growing countries / H. M. Mahmoud [and oth.] // 2008 12th International Middle-East Power System Conference. – Aswan, Egypt, 2008. – Access mode: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4562406>.

54. Bazaz M. A. Short term load forecasting using artificial neural network / M. A. Bazaz, S. Singh, S. Hussain // 2017 Fourth International Conference on Image Information Processing (ICIIP). – Shimla, India, 2017. – Access mode: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8313703>.

55. Кендэл М. Многомерный статистический анализ и временные ряды. / М. Кендалл, А. Стюарт. – Москва : Наука, 1976. – 736 с.

56. Кендэл, М. Временные ряды. / М. Кендэл.; пер. с англ. Ю.П. Лукашина. – Москва: Финансы и статистика, 1981. – 199 с.

57. Горяинова, Е. Р. Прикладные методы анализа статистических данных : учеб. пособие / Е. Р. Горяинова, А. Р. Панков, Е. Н. Платонов ; Нац. исслед. ун-т «Высшая школа экономики». — М.: Изд. дом Высшей школы экономики, 2012. — 310 с.

58. Вадзинский, Р. Статистические вычисления в среде Excel. Библиотека пользователя. – Санкт-Петербург: Питер, 2008. – 608 с.

59. Комяков, А. А. Применение искусственных нейронных сетей для планирования расхода электроэнергии на нетяговые нужды структурных подразделений железных дорог / А. А. Комяков, А. В. Пономарев, О. А. Коломоец // Известия Транссиба. – № 1 (5) – С. 63 – 67.

60. Комякова, О. А. Возможности искусственных нейронных сетей как аппарата для прогнозирования расхода электрической энергии на предприятиях железнодорожного транспорта / О. А. Комякова // Омский научный вестник. –

2013. – № 2 (120) – С. 264 – 266.

61. Коломоец, О. А. Разработка программного алгоритма прогнозирования расхода электрической энергии нетяговых железнодорожных потребителей на основе искусственных нейронных сетей / О. А. Коломоец, А. А. Комяков, А. В. Пономарев // Известия транссиба. – 2013. – №3 (15) – С. 96–103.

62. Короткевич, М. А. Прогнозирование электрической нагрузки энергосистемы на следующие сутки с использованием метода искусственных нейронных сетей / М. А. Короткевич, В. В. Курачинский // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2010. С. 5-11.

63. Шумилова, Г. П. Прогнозирование электрических нагрузок при оперативном управлении электроэнергетическими системами на основе нейросетевых структур: монография. / Г. П. Шумилова, Н. Э. Готман, Т. Б. Старцева; отв. ред. П. И. Бартоломей. – Сыктывкар: Изд-во КНЦ УрО РАН, 2008. – 78 с.

64. Курбацкий, В. Г. Применение новых информационных технологий в решении электроэнергетических задач / В. Г. Курбацкий, Н. В. Томин // Системы. Методы. Технологии. – 2009 – №1 – С. 113 – 119.

65. Манусов, В. З. Краткосрочное прогнозирование электрической нагрузки на основе нечеткой нейронной сети и ее сравнение с другими методами / В. З. Манусов, Е. В. Бирюков // Известия Томского политехн. ун-та. – 2006. – № 6 – С. 153 – 157.

66. Хайкин, С. Нейронные сети : полный курс. / С. Хайкин; пер. с англ. Н. Н. Куссуль, А. Ю. Шелестова; под общ. ред. Н.Н. Куссуль. –2-е. изд.– Москва: Изд. дом «Вильямс». – 2006. – 1104 с.

67. Круглов, В. В. Искусственные нейронные сети : Теория и практика. / В. В. Круглов, В. В. Борисов. –2-е. изд. – Москва: Горячая линия – Телеком, 202. – 382 с.

68. Штовба, С. Д. Проектирование нечётких систем средствами MATLAB

/ С. Д. Штовба. – Москва: Горячая линия – Телеком. – 2007. – 288 с.

69. Нейронные сети : лабораторный практикум [сайт]. – 2015. – URL: <https://megaobuchalka.ru/5/14816.html> (дата обращения 06.06.2018).

70. Нейронные сети в Matlab [сайт]. – 2011. – URL: нейронныесети.рф (дата обращения 10.06.2018).

71. Гавшин, Р. С. Прогнозирование электропотребления на тягу поездов с помощью нейросетей / Р. С. Гавшин, В. Н. Ли, Н. К. Шурова // Научно-техническому и социально-экономическому развитию Дальнего Востока России – инновации молодых: тезисы докладов 76-й юбилейной студенческой научно-практической конференции (20–22 марта 2018 г.). Том 1. – Хабаровск : Издательство ДВГУПС, 2018. – С.129.

72. Литвинцев, В. Г. Краткосрочное и оперативное прогнозирование потребления электрической энергии на тягу поездов методом интервальной регрессии [Электронный ресурс] : дис. ... канд. техн. наук. : 05.22.07 : защищена 20.05.2011 / Литвинцев Виталий Геннадьевич. – Чита, 2011 – 153 с. URL: <http://search.rsl.ru/ru/record/01004964950> (дата обращения 15.10.2014).

73. Литвинцев, В. Г. Влияние массы поезда на потери электрической энергии в контактной сети магистральных железных дорог переменного тока / В. Г. Литвинцев // Научно-техническое и экономическое сотрудничество стран АТР в XXI веке : тр. четвертой междунар. науч. конф. творческой молодежи. Т. 1 / Дальневосточный гос. ун-т путей сообщения. – Хабаровск, 2005. С. 191 – 194.

74. Раевский, Н. В. Построение модели прогнозирования тягового электропотребления на основе интервальной регрессии / Н. В. Раевский, В. Г. Литвинцев // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование / Иркутский гос. ун-т путей сообщения. – Иркутск, – 2010. – № 4. – С. 192 – 196.

75. Маслов, Г. П. Влияние скорости движения поездов на удельный расход электрической энергии на участках электрической железной дороги перемен-

ного тока / Г. П. Маслов, Г. С. Магай, В. Г. Литвинцев // Современные тенденции в развитии и конструировании коллекторных и других электромеханических преобразователей энергии : материалы восьмой Всерос. науч.-техн. конф. – Омский гос. ун-т путей сообщения. – Омск – 2003. – С. 302 – 305.

76. Шурова, Н. К. Использование метода интервальной регрессии для долгосрочного прогнозирования электропотребления / Н. К. Шурова, В. Н. Ли // Научно-техническое и экономическое сотрудничество стран АТР в XXI веке: тр. Всерос. науч.-практ. конф. творч. молод. с междунар. уч. в 2-х томах. Том 1 / под ред. С. А. Кудрявцева. – Хабаровск: Изд-во ДВГУПС, 2015. – С. 52-56.

77. Фёстер, Э. Методы корреляционного и регрессионного анализа. Руководство для экономистов. / Э. Фёстер, Б. Рёнц // пер. с нем. и предисл. В. М. Ивановой. – Москва: Изд-во «Финансы и статистика», 1983. – 302 с.

78. Сигел, Э. Практическая бизнес статистика / Э. Сигел; пер. с англ –4-е изд. – Москва: Издательский дом «Вильямс». – 2002. – 1056 с.

79. Дрейпер, Н. Прикладной регрессионный анализ. В 2 кн. Кн. 1 / Н. Дрейпер, Г. Смитт. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва: Изд-во «Финансы и статистика», 1987. – 351 с.

80. Дрейпер, Н. Прикладной регрессионный анализ. В 2 кн. Кн. 2 / Н. Дрейпер, Г. Смитт. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва: Изд-во «Финансы и статистика», 1987. – 353 с.

81. Осипов, С. И Теория электрической тяги / С. И. Осипов, С. С. Осипов, В. П. Феоктистов ; под ред. С. И. Осипова – М. : Маршрут, 2006. – 436 с.

82. Теория электрической тяги / В. Е. Розенфельд [и др.]; под ред. И. П. Исаева. – Москва: Транспорт, 1995. – 294 с.

83. Шурова, Н. К. Расчетные параметры системы тягового электроснабжения при условии нестационарности характеристик перевозочного процесса / Н. К. Шурова, В. Н. Ли // Наука, творчество и образование в области электроэнергетики

тики и электротехники – достижения и перспективы : труды Всероссийской научно-практической конференции 19–20 ноября 2015 г. – Хабаровск : Изд-во ДВГУПС, 2015. – С. 113–118.

84. Ли, В. Н. Особенности выбора компенсирующих устройств в тяговой сети по критериям оптимальности / В. Н. Ли, Н. К. Шурова // Известия Транссиба, – Омск. – 2016. – № 3 (27). – С. 38 – 44.

85. Герман, Л. А. Фильтркомпенсирующие установки в системах тягового электроснабжения железных дорог : монография. – Княгино : Изд-во НГИЭУ, 2017. – 402 с.

86. Ермоленко, А. В. Перспективы применения современных устройств активной фильтрации для нормализации качества электрической энергии в системе электрической тяги переменного тока / А. В. Ермоленко, Д. В. Ермоленко // Вестник научно-исследовательского института железнодорожного транспорта. – 2009. – №5. – С. 7 – 12.

87. Марквардт, К. Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог : учебник для вузов ж-д. трансп. / К. Г. Марквардт – Москва: Транспорт, 1982. – 528 с.

88. Справочник по электроснабжению железных дорог. В 2 томах. Том 1 / под ред. К. Г. Марквардта. – Москва: Транспорт, 1980. – 256 с.

89. Марикин, А. Н. Устройство поперечной компенсации реактивной мощности с изменяющейся индуктивностью / А. Н. Марикин, А. В. Мирощенко, С. В. Кузьмин // Известия Петербургского университета путей сообщения. – 2015. – №3 (44). – С. 77-84.

90. Управляемое устройство компенсации реактивной мощности для электрифицированных железных дорог переменного тока / А. Н. Марикин [и др.] // Электротехника. – 2017. – № 10. – С 19 – 22.

91. Мамошин Р.Р. Выбор типа компенсирующего устройства в системе

тягового электроснабжения / Р. Р. Мамошин, Л. А. Герман // Вестник ВНИИЖТ. – 1990. – №5. – С. 26 – 29.

92. Герман, Л. А. Принципы выбора мощности и размещения установок емкостной компенсации для повышения напряжения в тяговой сети переменного тока / Л.А. Герман, Б. М. Бородулин // Вестник научно-исследовательского института железнодорожного транспорта. – 2012. – № 3. – С. 29 – 35.

93. Черемисин В. Т. Сравнение энергетических показателей регулируемых устройств поперечной компенсации реактивной мощности в условиях эксплуатации на постах секционирования / В. Т. Черемисин, А. В. Никонов // Транспорт Урала. – 2018. - № 1 (56). – с. 30-34.

94. Черемисин, В. Т. Повышение энергетической эффективности системы тягового электроснабжения в условиях работы постов секционирования с накопителями электрической энергии / В. Т. Черемисин, В. Л. Незевак, А. П. Шатохин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2015. – № 10. – С. 54 – 64.

95. Повышение эффективности систем тягового электроснабжения переменного и постоянного тока и сокращение потерь электрической энергии в них: научная монография / В. Т. Черемисин [и др.]. – Омск: Изд-во ОмГУПС, 2014. – 144 с.

96. Серебряков А. С. . Двухступенчатая установка поперечной емкостной компенсации реактивной мощности / А. С. Серебряков, Л. А. Герман, Д. Е. Дулепов // Вестник НГИЭИ. – 2011. – № 5(6). – С 135–141.

97. Тимофеев, М. Н. Проблемы контроля качества электрической энергии и перспективы защиты прав потребителя на качество / М. Н. Тимофеев, Ю. Б. Томашевский // Инновационная деятельность. – 2015. – № 3(34). – С. 84 – 89.

98. Савина, Н. В. Механизм оценки экономического эффекта от компенсации реактивной мощности, проводимой распределительной сетевой компанией,

для электрических станций / Н. В. Савина, А. А. Казакул // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: сборник трудов седьмой всероссийской научно-технической конференции с международным участием. – Благовещенск: изд-во Амурский гос.ун-т – 2013. – С. 223 – 227.

99. Савина, Н. В. Методика оптимальной компенсации реактивной мощности в сетях распределительных компаний в условиях неопределённости / Н. В. Савина, А. А. Казакул // Вестник Ивановского государственного университета. Иваново. – 2010. – №3. – С. 42.

100. Савина, Н. В. Управление эксплуатационными издержками в распределительных сетевых компаниях посредством оптимальной компенсации реактивной мощности / Н. В. Савина, Ю. В. Мясоедов, А. А. Казакул // Вестник Иркутского гос. техн. ун-та. – 2011. – № 6 (53) – С. 130 – 137.

101. Казакул, А. А. Оптимальное управление потоками реактивной мощности в распределительных электрических сетях в условиях неопределенности [Электронный ресурс] : дис. ... канд. техн. наук : 05.14.02 : защищена 29.10.2012 / Казакул Алексей Александрович. – Благовещенск, 2012. – 204 с. URL: <http://dlib.rsl.ru/01005576831> (дата обращения 01.03.2014).

102. Comparative review of reactive power compensation technologies / F. O. Igbinovia [and oth.] // 2015 16th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE). – Kouty NAD Desnou, Czech Republic, 2015. – Access mode: <https://ieeexplore.ieee.org/document/161066/>.

103. Reactive and real power compensation in distribution line using D-STATCOM with energy storage / P. M. Saradva [and oth.] // 2016 International Conference on Computation of Power, Energy Information and Commuincation (ICCPEIC). – Chennai, India, 2015. – Access mode: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7557316>.

104. Control strategy of symmetry compensation system of traction power supply system in phase / Q. Li [and oth.] // Proceedings 2000 International Workshop on

Autonomous Decentralized System. – Chengdu, China, 2000. – Access mode: <https://ieeexplore.ieee.org/document/880899>.

105. Wei G. A three-phase PWM rectifier with reactive power compensation function / G. Wei, H. Ji, X. Yang // 2014 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). – Hong Kong, China, 2014. – Access mode: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7066073>.

106. Москалев, Ю. В. Определение места размещения и мощности компенсирующего устройства в системе тягового электроснабжения переменного тока двухпутного участка по минимуму потерь активной мощности / Ю. В. Москалев, Г. Г. Ахмедзянов // Известия Транссиба. – Омск. – 2016. - № 2 (26). – С. 100 – 107.

107. Кондратьев, Ю. В. Выбор мощности и места размещения устройств поперечной компенсации реактивной мощности / Ю. В. Кондратьев, А. В. Тарасенко // Известия Транссиба. – Омск. – 2015. – № 2 (22). – С. 79 – 87.

108. Аубакиров, Д. Б. Выработка единой методики выбора мест размещения и мощности устройств поперечной компенсации реактивной мощности в системе тягового электроснабжения / Аубакиров Д. Б., Кондратьев Ю. В. // Инновационные проекты и технологии в образовании, промышленности и на транспорте: материалы научно-практической конференции, посвященной Дню российской науки. – Омск: изд-во Омский гос. ун-т путей сообщения, 2014. – С. 273 – 278.

109. Казакул А. А. Формализация процесса оптимизации мощности компенсирующих устройств в распределительных сетях / А. А. Казакул, Н. В. Савина // Энергетика: управление, качество и эффективность энергоресурсов: сб. тр. пятой Всерос. науч.-техн. конф. с междунар. участием. – Благовещенск: изд-во АмГУ. – 2008. – С. 86 – 91.

110. Сергиенко, В. Г. Оценка влияния устройств компенсации реактивной мощности на предел передаваемой мощности в электроэнергетической системе / В. Г. Сергиенко, Ю. В. Скурятин // Междунар. науч.-техн. конф. молодых ученых

БГТУ им. В. Г. Шухова. (Белгород 01-20 мая 2016). – Белгород: Белгород. Гос. техн. ун-т им. В.Г. Шухова. – 2016. – С. 3876-3881.

111. Кудрявцев, А. А. Компенсация реактивной мощности. Эффективный способ сбережения электроэнергии / А. А. Кудрявцев // Энергия науки: сб. VI междунар. науч.-практ. Интернет-конф. студентов и аспирантов. – Ханты-Мансийск, 2016. – С. 941 – 944.

112. Радкевич, В. Н. Оценка степени снижения потерь активной мощности в линиях электропередачи при компенсации реактивной мощности / В. Н. Радкевич, М. Н. Тарасова // Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. Энергетика. – Минск: Белорусский нац. Техн. ун-т. – 2016. – №1. – С. 5 – 13.

113. Методические указания по расчету и размещению установок поперечной емкостной компенсации, оплате реактивной мощности и энергии на электрифицированном участке железной дороги № ЦЭТ-27: утв. Управлением электрификации и электроснабжения МПС РФ 22.02.94. – Москва, 1994. – 20 с.

114. Коверникова, Л. И. Об управлении качеством электрической энергии в России в прошлом, настоящем и будущем / Л. И. Коверникова, А. В. Серков, Р. Г. Шамонов // Энергетическая политика. – 2018. – № 1. – С. 75-85.

115. Ким, А. В. Разработка алгоритма прогнозирования показателей качества электрической энергии / А. В. Ким, С. И. Макашева // Научно-техническое и экономическое сотрудничество стран АТР в XXI веке. В 2 томах. Том 1. – Хабаровск: изд-во ДВГУПС, 2018. – С. 214-219.

116. Макашева, С. И. Мониторинг качества электрической энергии в системе тягового электроснабжения переменного тока : монография /С.И. Макашева. – Хабаровск: изд-во ДВГУПС, 2009. – 103 с.

117. Влияние электрифицированных железных дорог переменного тока на систему электроснабжения / Ю. И. Жарков [и др.] // Вестник РГУПС. – 2011. – №

2. – С. 149 – 154.

118. Тамазов А. И. Несимметрия токов и напряжений, вызываемая однофазными тяговыми нагрузками / А. И. Тамазов. – Москва: Изд-во Транспорт, 1965. – 236 с.

119. Жакуляев, А. Б. Повышение качества напряжения в тяговой сети за счёт конденсаторных установок / А. Б. Жакуляев, З. К. Джабагина // Инновационные технологии на транспорте: образование, наука, практика : материалы ХLI междунар. науч.-практ. конф. КазАТК им. М. Тынышпаева. В 2 томах. Том 2 / Казахская академия транспорта и коммуникации имени М. Тынышпаева. – Алматы. – 2017. – С. 85-89.

120. Кузьмин, С. В. Алгоритм управления статическим компенсатором тяговых подстанций переменного тока в целях симметрирования нагрузки питающей линии и компенсации реактивной мощности / С. В. Кузьмин // Известия Петербургского ун-та путей сообщения Императора Александра I. – Санкт-Петербург. – 2012. - № 4 (33). – С. 105-111.

121. Алексеев, В. Е. Графы и алгоритмы. Структуры данных. Модели вычислений / В. Е. Алексеев, В. А. Таланов. –2-е изд., испр. – Москва: Изд-во Нац. открытого ун-та «ИНТУИТ», 2016 г. – 154 с.

122. Харари, Ф. Теория графов / Ф. Харари. – Москва: Изд-во «Мир». – 1973 г. – 306 с.

123. Ли, В. Н. Обеспечение возрастающей потребности в электрической энергии предприятий железнодорожного транспорта и промышленности ДВ с минимальными затратами / В. Н. Ли, Н. К. Шурова // Проблемы и перспективы управления развитием Дальнего Востока, Хабаровск, 25–26 октября 2018. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. Хабаровск : Изд-во ДВГУПС, 2018. – С. 99–103.

124. Shurova N. K. Increase of energy efficiency of electric power distribution

networks by adjustment of reactive energy consumption in a traction network / N. K. Shurova, V. N. Li // Siberian Transport Forum - TransSiberia 2018. – 2018. – V. 239. – Access mode: https://www.matec-conferences.org/articles/mateconf/ref/2018/98/mateconf_ts2018_01049/mateconf_ts2018_01049.html (1,751 Мб)

125. Шурова Н. К. Усиление системы тягового электроснабжения переменного тока применением компенсирующих устройств в условиях пропуска поездов повышенной массы / Н. К. Шурова // Известия Транссиба / Омский гос. ун-т путей сообщения. – Омск. – 2018 – № 4 (36) . – С. 106 – 112.

126. Ли, В. Н. Влияние тяговой сети переменного тока на энергетические параметры питающих линий системы внешнего электроснабжения / В. Н. Ли, Н. К. Шурова // Прорывные технологии электрического транспорта: материалы Девятого Международного симпозиума «Элтранс-2017» («Eltrans-2017»), посвященного 130-летию основания Г. К. Мерчингом электротехнической школы в России, 18-20 октября 2017 г., Санкт-Петербург : Изд-во ООО «ИПК «НП-Принт», 2019. – С. 249 – 254.

127. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2019613338 (РФ). Расчет критериев для оценки эффективности применения компенсирующих устройств в системе электроснабжения железных дорог переменного тока с учетом перспективы изменения объемов перевозок / Шурова Н. К., Ли В. Н. ; заявитель и правообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждения высшего образования «Дальневосточный государственный университет путей сообщения». - № 2019613338 ; заявл.20.02.2019 ; опубл. 13.03.2019. – 1 с.

128. Li, V. N. On the method of determining optimal electricity consumption from an electric traction network / V. N. Li, N. K. Shurova // Russian electrical engineering. – 2016. - № 2. – P. 42–44.

129. Ли, В. Н. Выбор мощности и мест установки компенсирующих

устройств в системе тягового электроснабжения в условиях неопределенности / В. Н. Ли, Н. К. Шурова // Вестник Ростовского государственного университета путей сообщения. – Ростов-на-Дону: Изд-во РГУПС, 2015. – № 2(58). – С. 129–132.

130. Оре, О. Графы и их применение / О. Оре. – Москва: Изд-во «Мир», 1965 – 168 с.

131. Виленский, П. Л. Оценка эффективности инвестиционных проектов. Теория и практика. / П. Л. Виленский, В. Н. Лившиц, С. А. Смоляк – Москва: Изд-во Дело, 2008. – 1104 с.

132. Гусарова, Е. В. Экономическое обоснование эффективности проектных решений и внедрения новой техники на железнодорожном транспорте / Е. В. Гусарова. – Хабаровск: Изд-во ДВГУПС, 2008.– 157 с.

133. Волков Б. А. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиций на железнодорожном транспорте / Б. А. Волков, А. П. Абрамов – Москва: Транспорт, 1997.

134. Бессонов, Л. А. Теоретические основы электротехники / Л. А. Бессонов. –9-е изд., перераб. и доп. – Москва: Изд-во «Высшая школа», 1996. – 580 с.

135. Справочник по проектированию электрических сетей. под ред. Д. Л. Файбисовича Москва: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 350 с.

136. НИИЭФА-ЭНЕРГО. Устройство компенсации реактивной мощности УКРМ-27,5. Каталог-224. [сайт]. – URL: http://www.nfenergo.ru/content/files/catalog1/Katalog_224201801.pdf (дата обращения 02.03.2019).

ДИАГРАММЫ РАССЕЯНИЯ

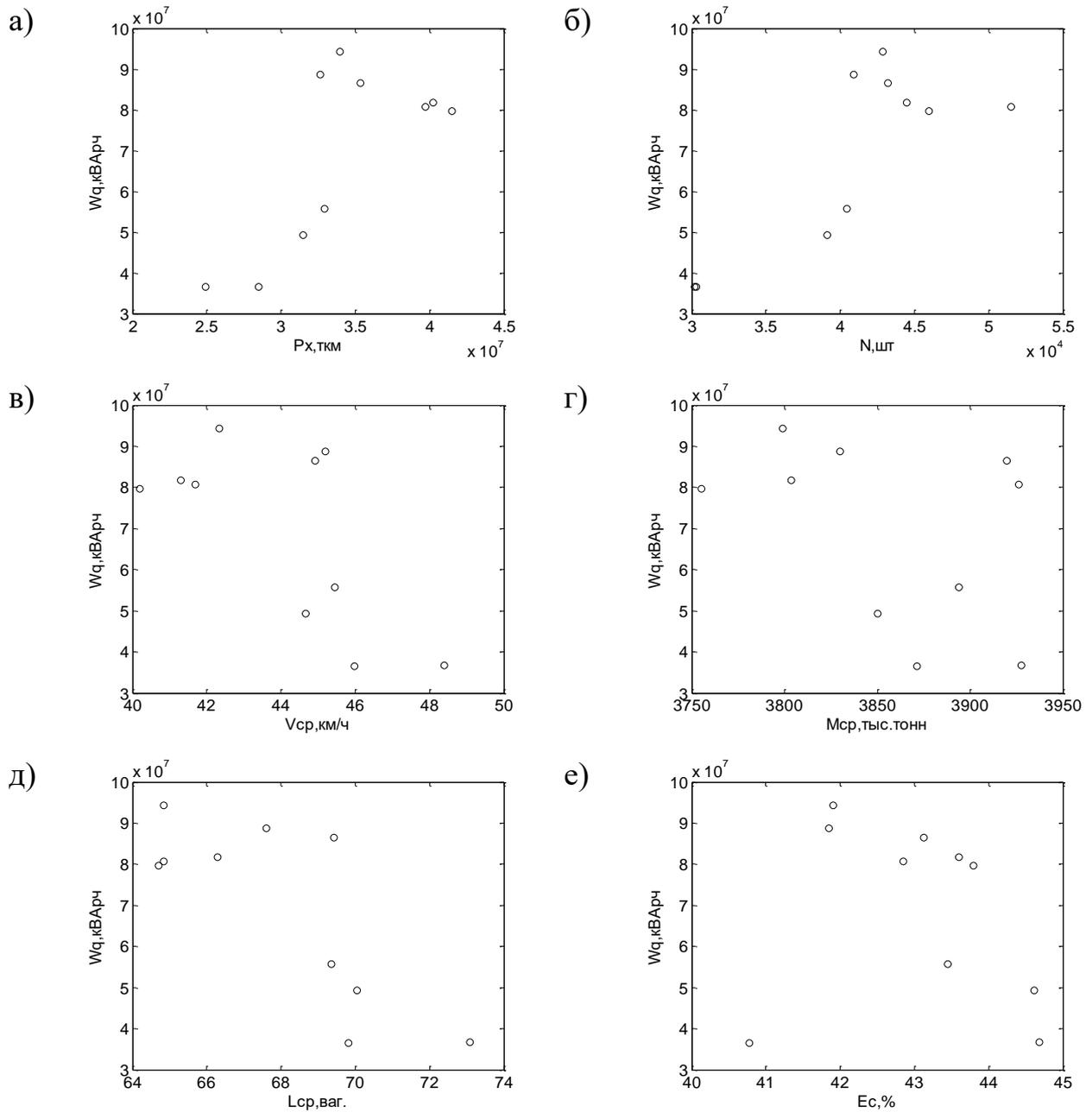


Рисунок А.1 – Диаграммы рассеяния потребления реактивной энергии ТП Икура и а) грузооборота, б) количества проследовавших поездов, в) средней скорости, г) средней массы, д) средней длины поезда, е) количества порожних поездов суммарно в четном и нечетном направлении

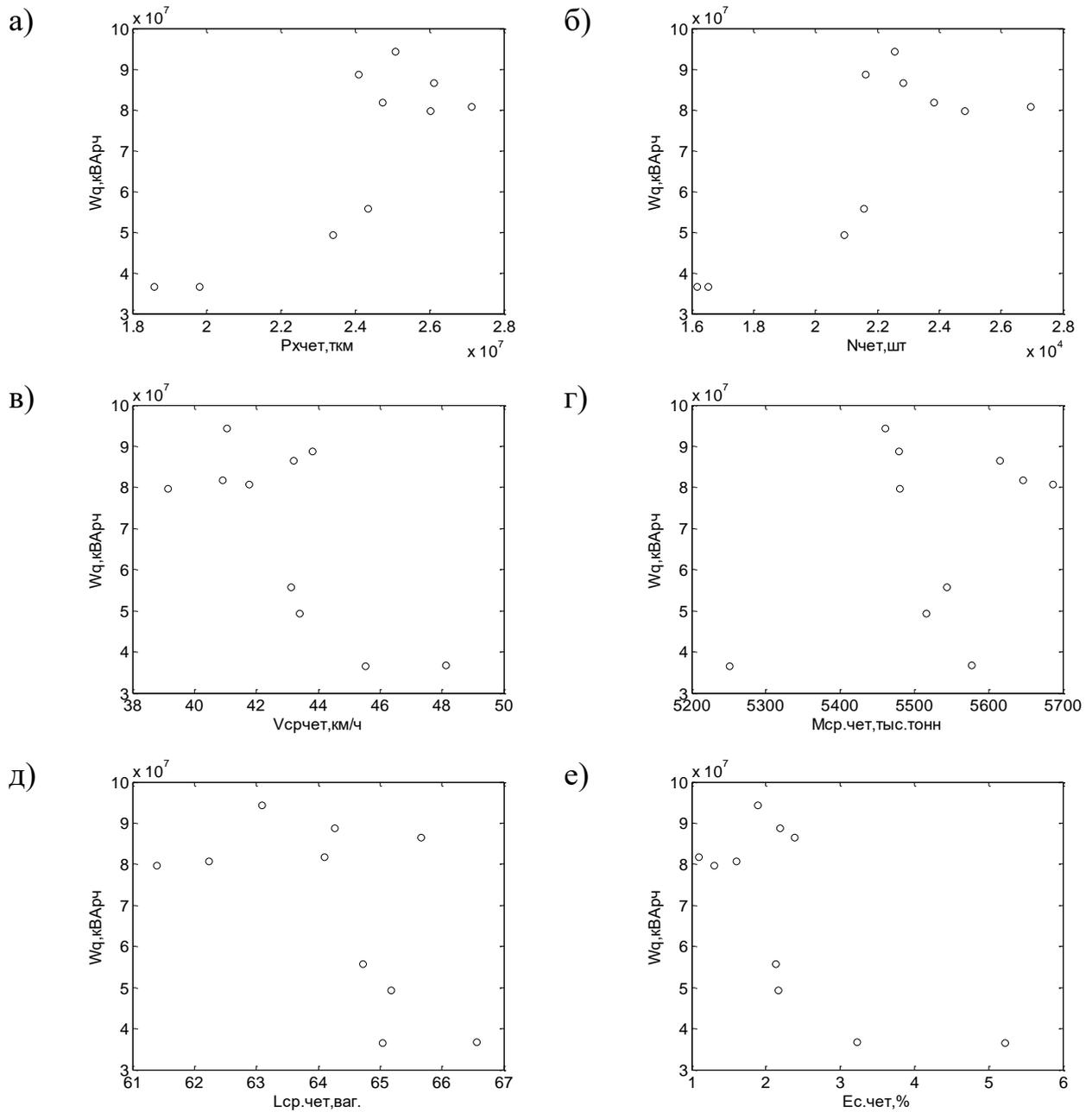


Рисунок А.2 – Диаграммы рассеяния потребления реактивной энергии ТП Икура и а) грузооборота, б) количества проследовавших поездов, в) средней скорости, г) средней массы, д) средней длины поезда, е) количества порожних поездов в четном направлении

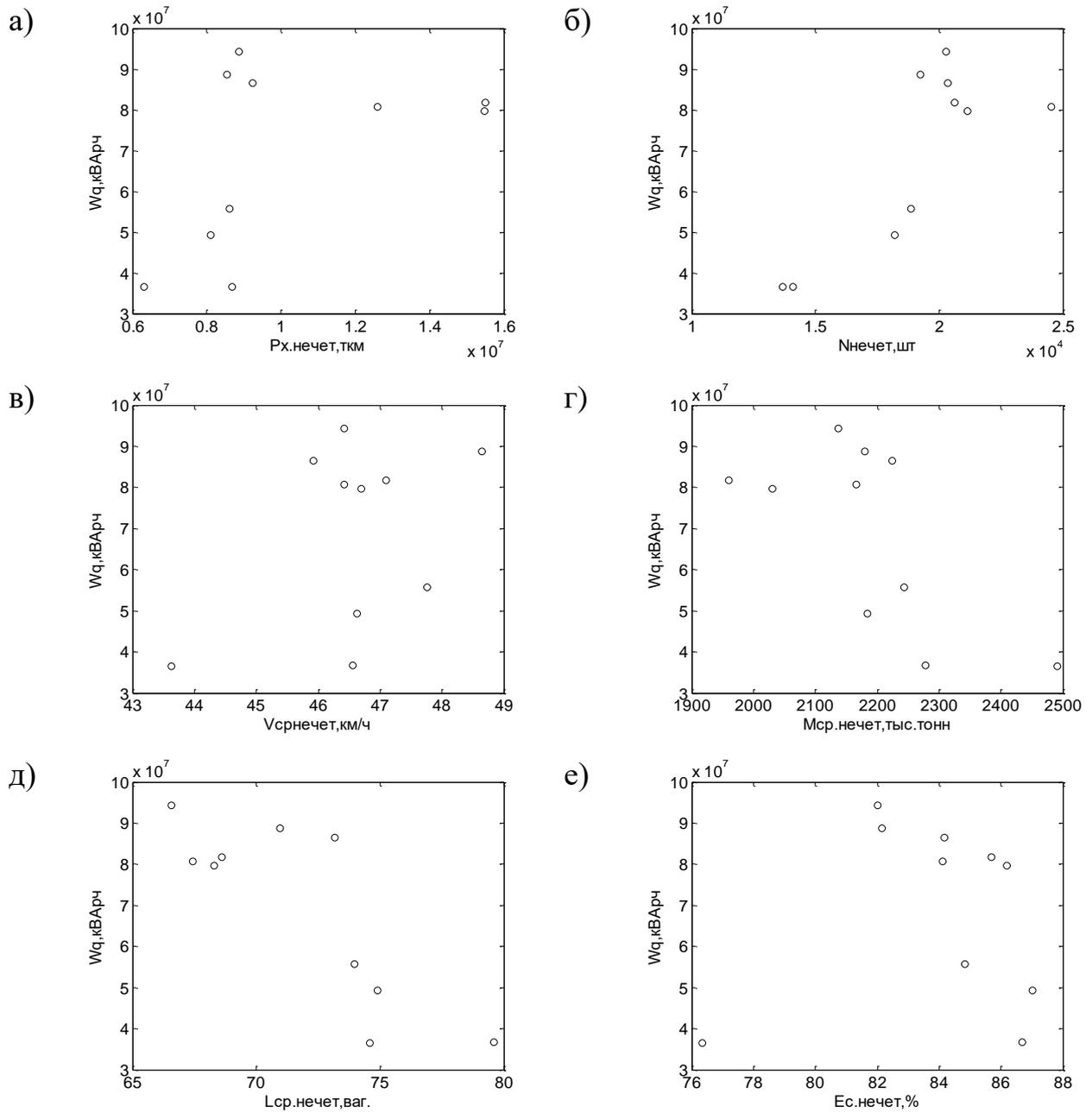


Рисунок А.3 – Диаграммы рассеяния потребления реактивной энергии ТП Икура и а) грузооборота, б) количества проследовавших поездов, в) средней скорости, г) средней массы, д) средней длины поезда, е) количества порожних поездов в нечетном направлении

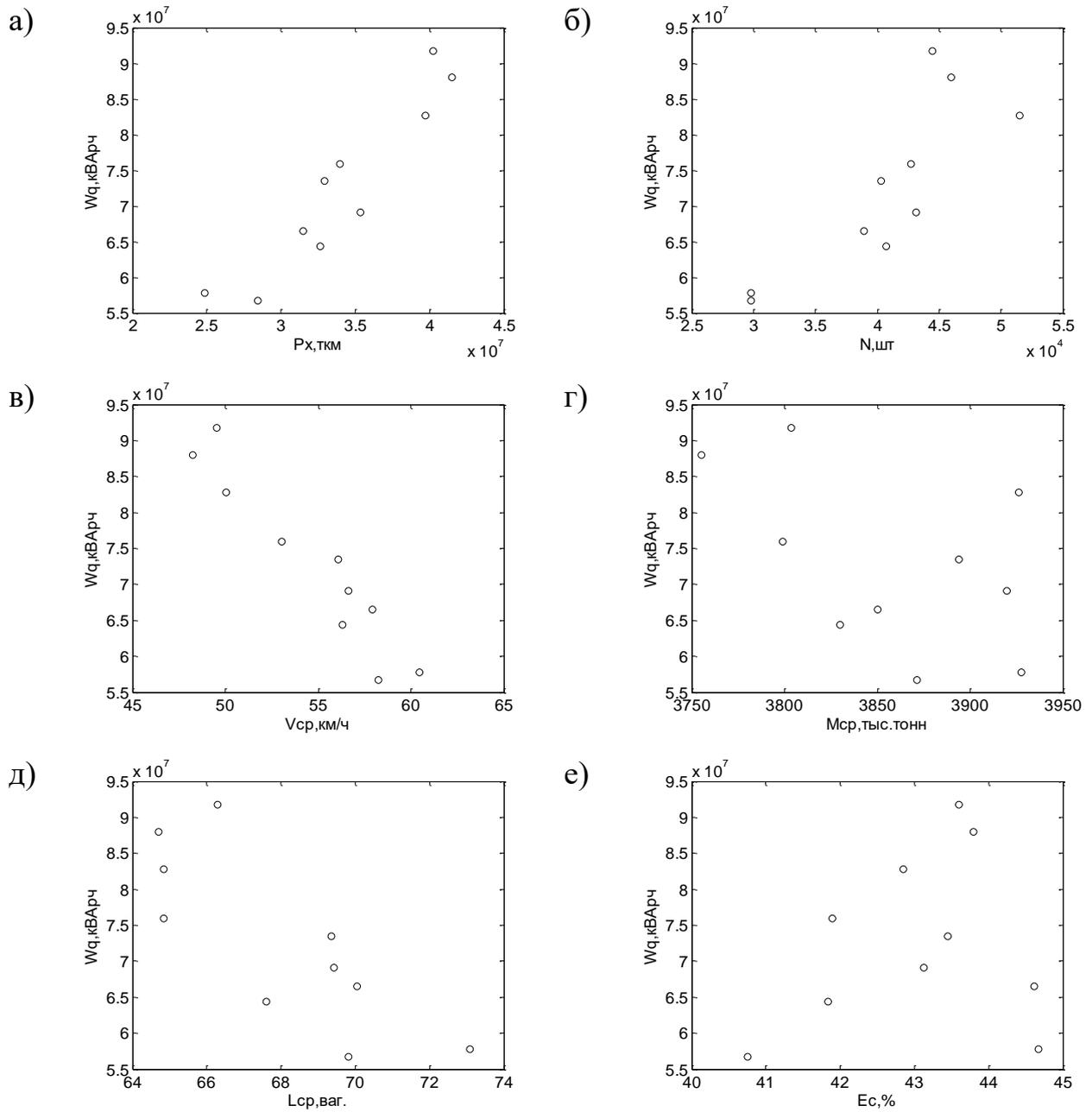


Рисунок А.4 – Диаграммы рассеяния потребления реактивной энергии ТП Ин и а) грузооборота, б) количества проследовавших поездов, в) средней скорости, г) средней массы, д) средней длины поезда, е) количества порожних поездов суммарно в четном и нечетном направлении

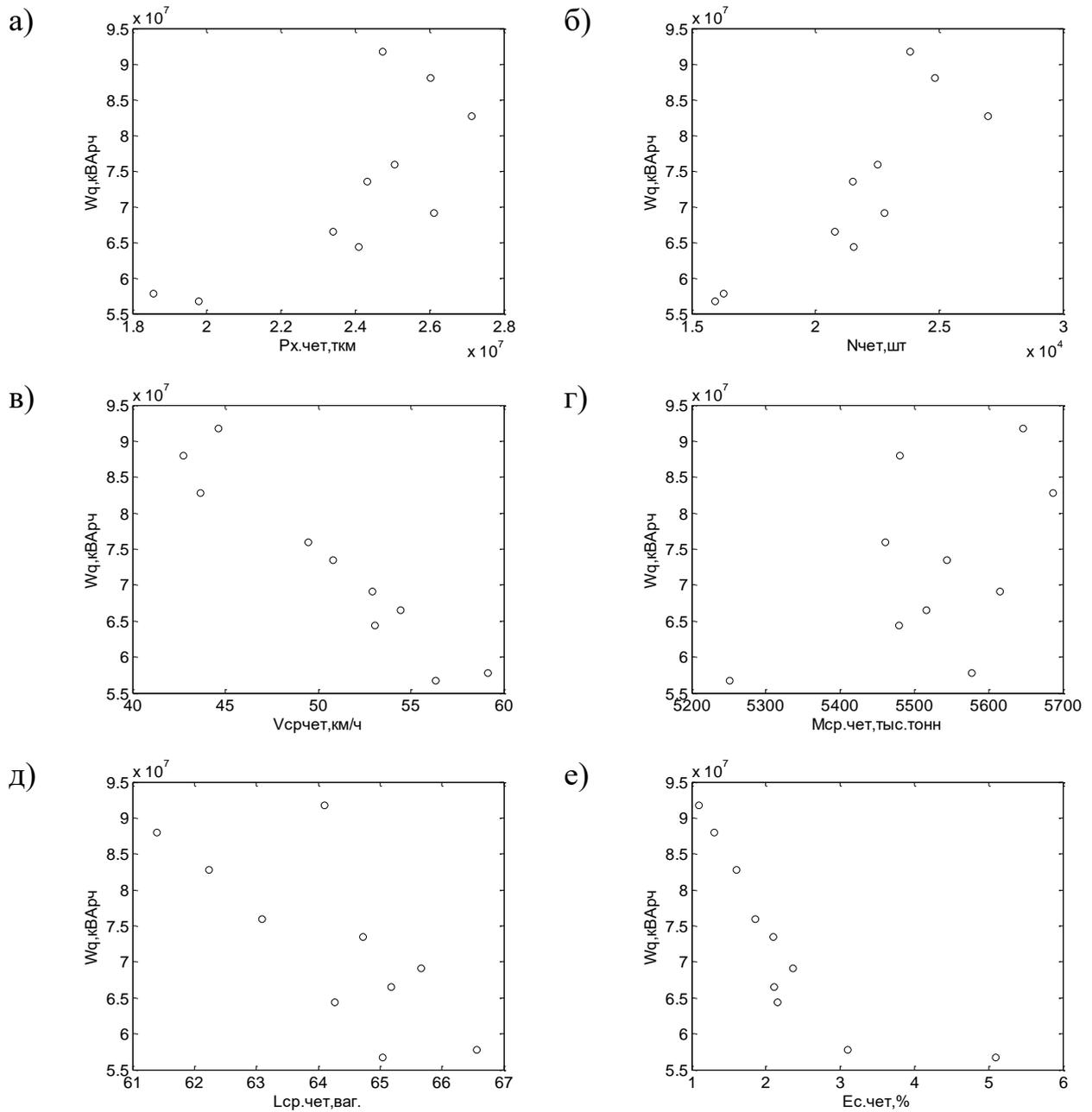


Рисунок А.5 – Диаграммы рассеяния потребления реактивной энергии ТП Ин и а) грузооборота, б) количества проследовавших поездов, в) средней скорости, г) средней массы, д) средней длины поезда, е) количества порожних поездов в четном направлении

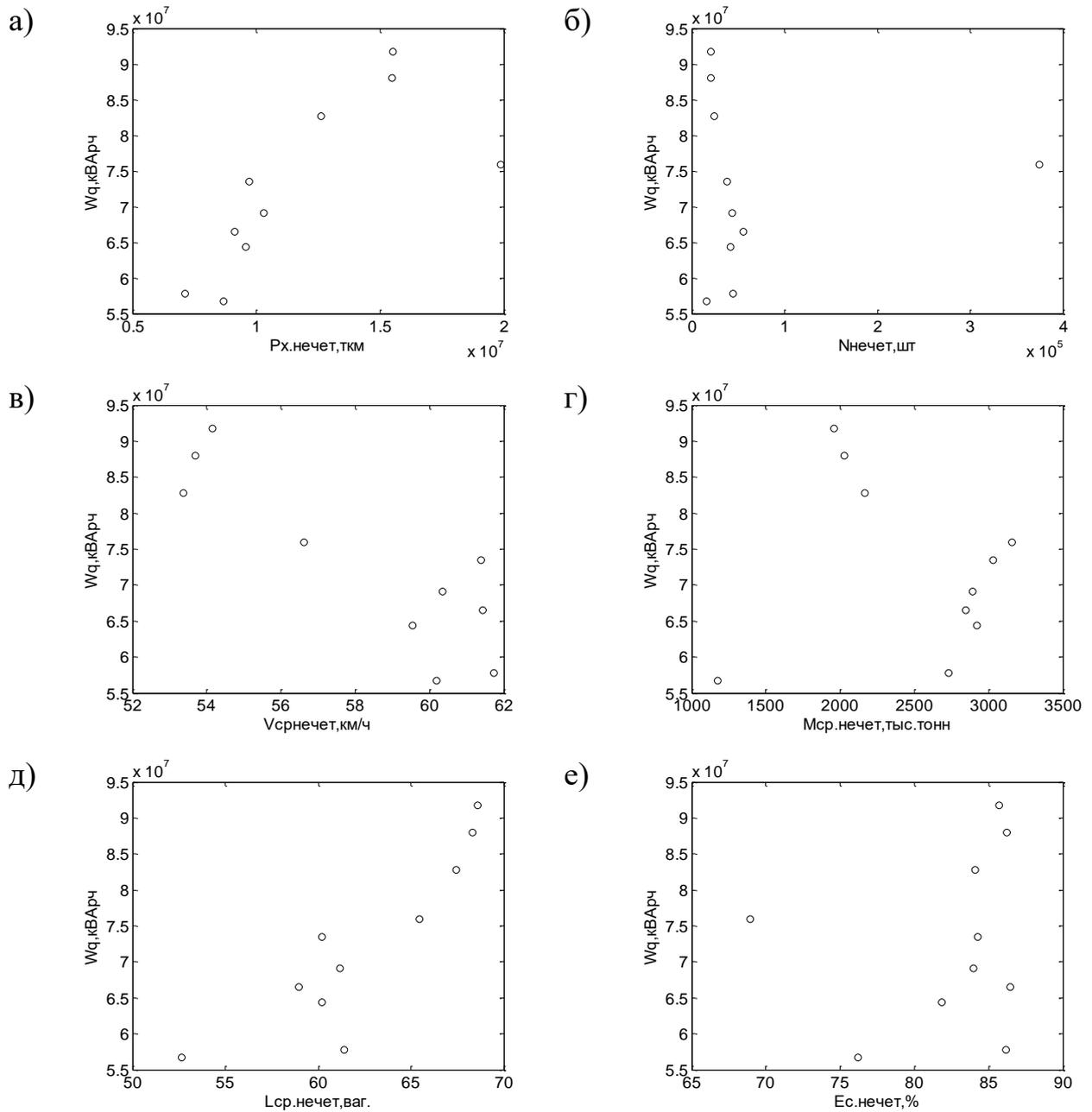


Рисунок А.6 – Диаграммы рассеяния потребления реактивной энергии ТП Ин и а) грузооборота, б) количества проследовавших поездов, в) средней скорости, г) средней массы, д) средней длины поезда, е) количества порожних поездов в нечетном направлении

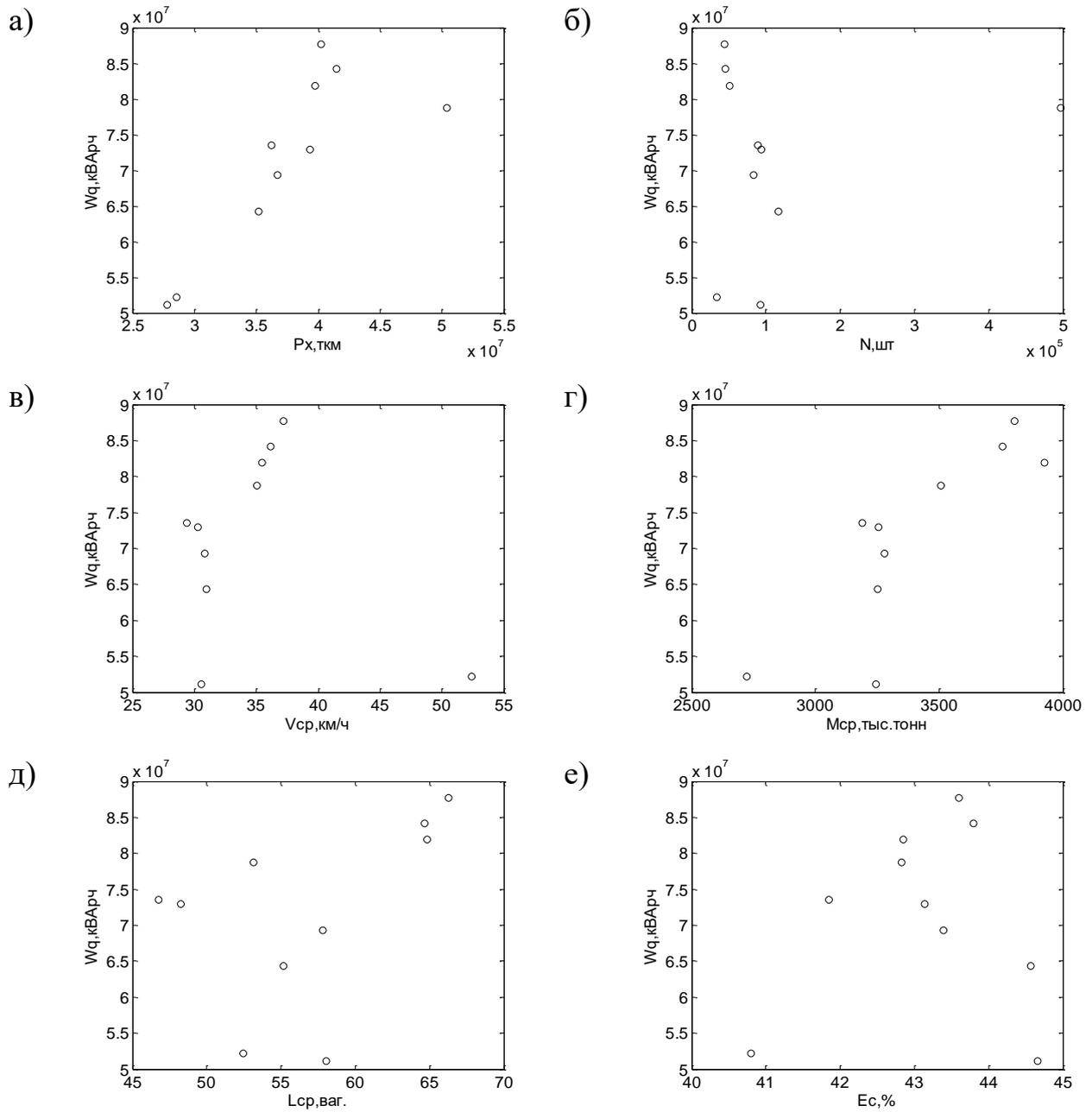


Рисунок А.7 – Диаграммы рассеяния потребления реактивной энергии ТП Волочаевка и а) грузооборота, б) количества проследовавших поездов, в) средней скорости, г) средней массы, д) средней длины поезда, е) количества порожних поездов суммарно в четном и нечетном направлении

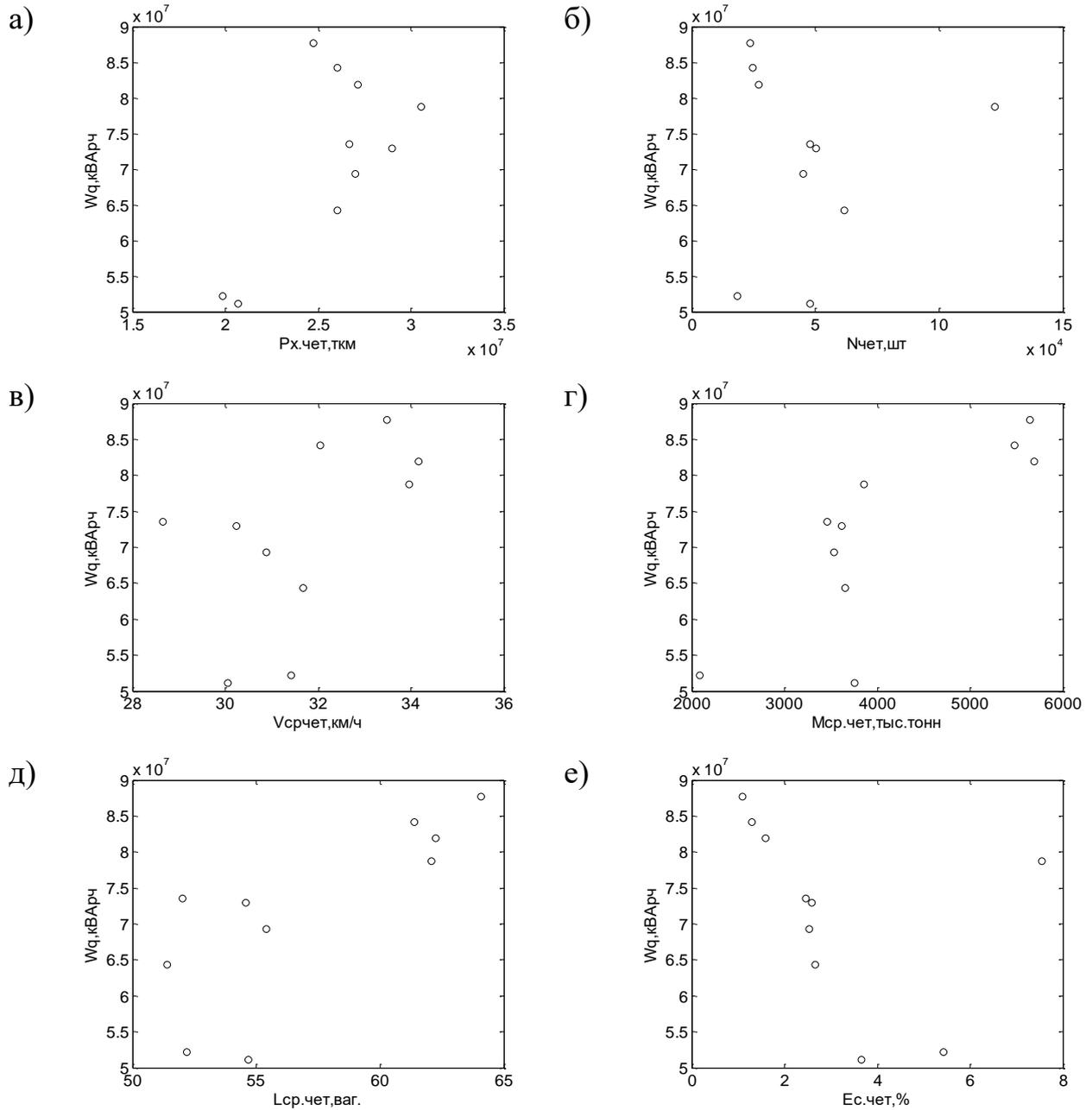


Рисунок А.8 – Диаграммы рассеяния потребления реактивной энергии ТП Волочаевка и а) грузооборота, б) количества проследовавших поездов, в) средней скорости, г) средней массы, д) средней длины поезда, е) количества порожних поездов в четном направлении

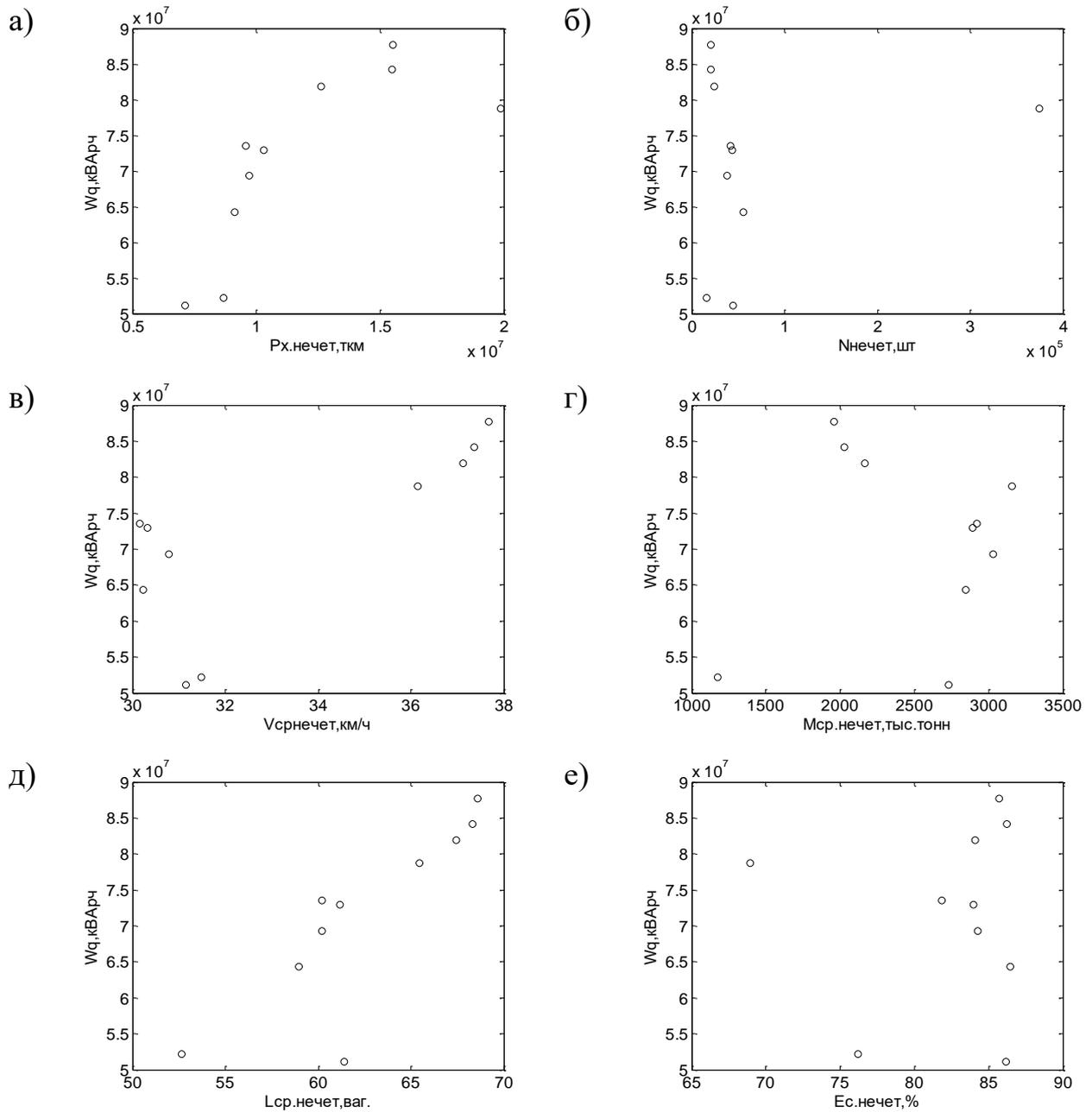


Рисунок А.9 – Диаграммы рассеяния потребления реактивной энергии ТП Волочаевка и а) грузооборота, б) количества проследовавших поездов, в) средней скорости, г) средней массы, д) средней длины поезда, е) количества порожних поездов в нечетном направлении

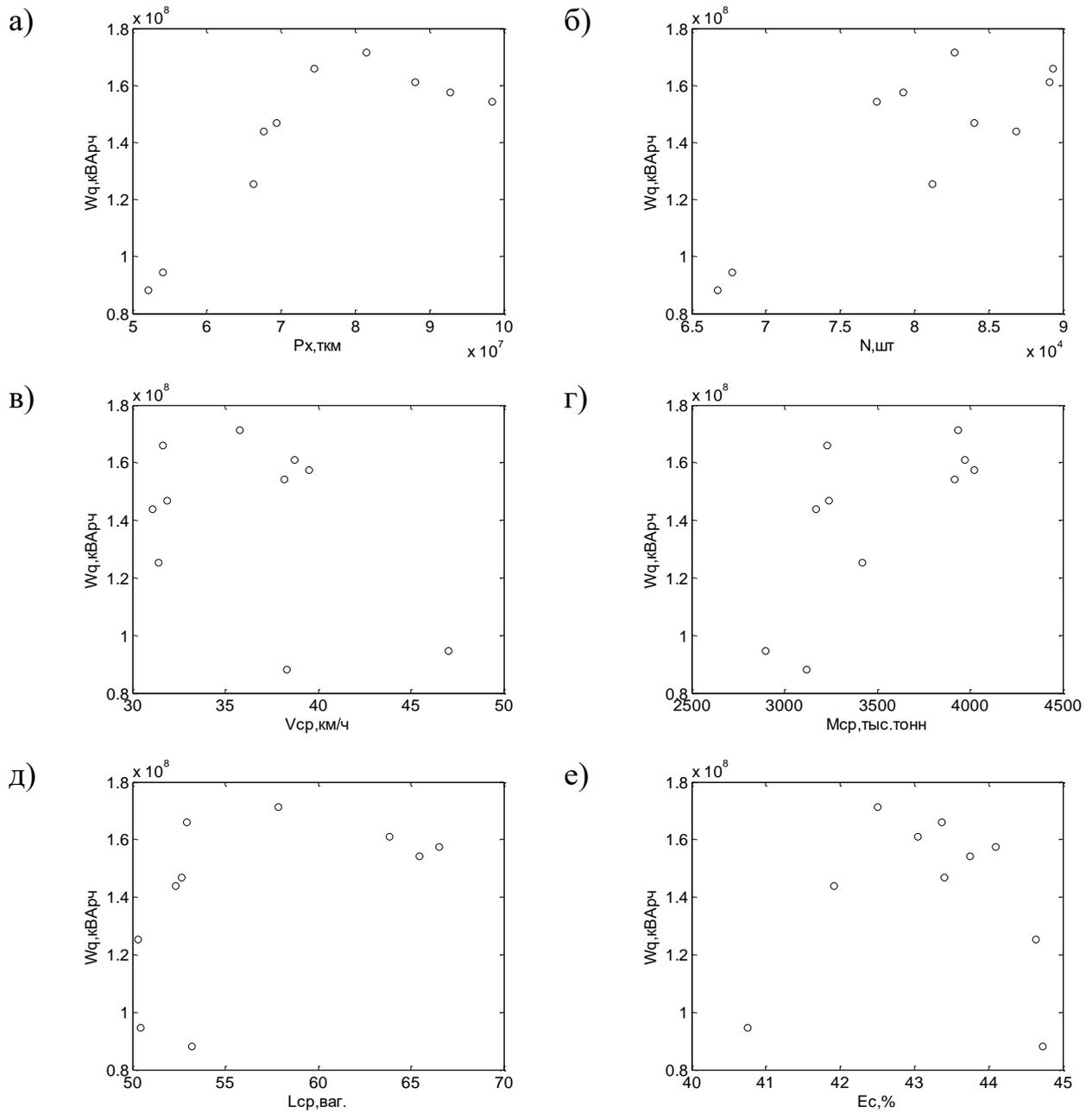


Рисунок А.10 – Диаграммы рассеяния потребления реактивной энергии ТП Хабаровск и а) грузооборота, б) количества проследовавших поездов, в) средней скорости, г) средней массы, д) средней длины поезда, е) количества порожних поездов суммарно в четном и нечетном направлении

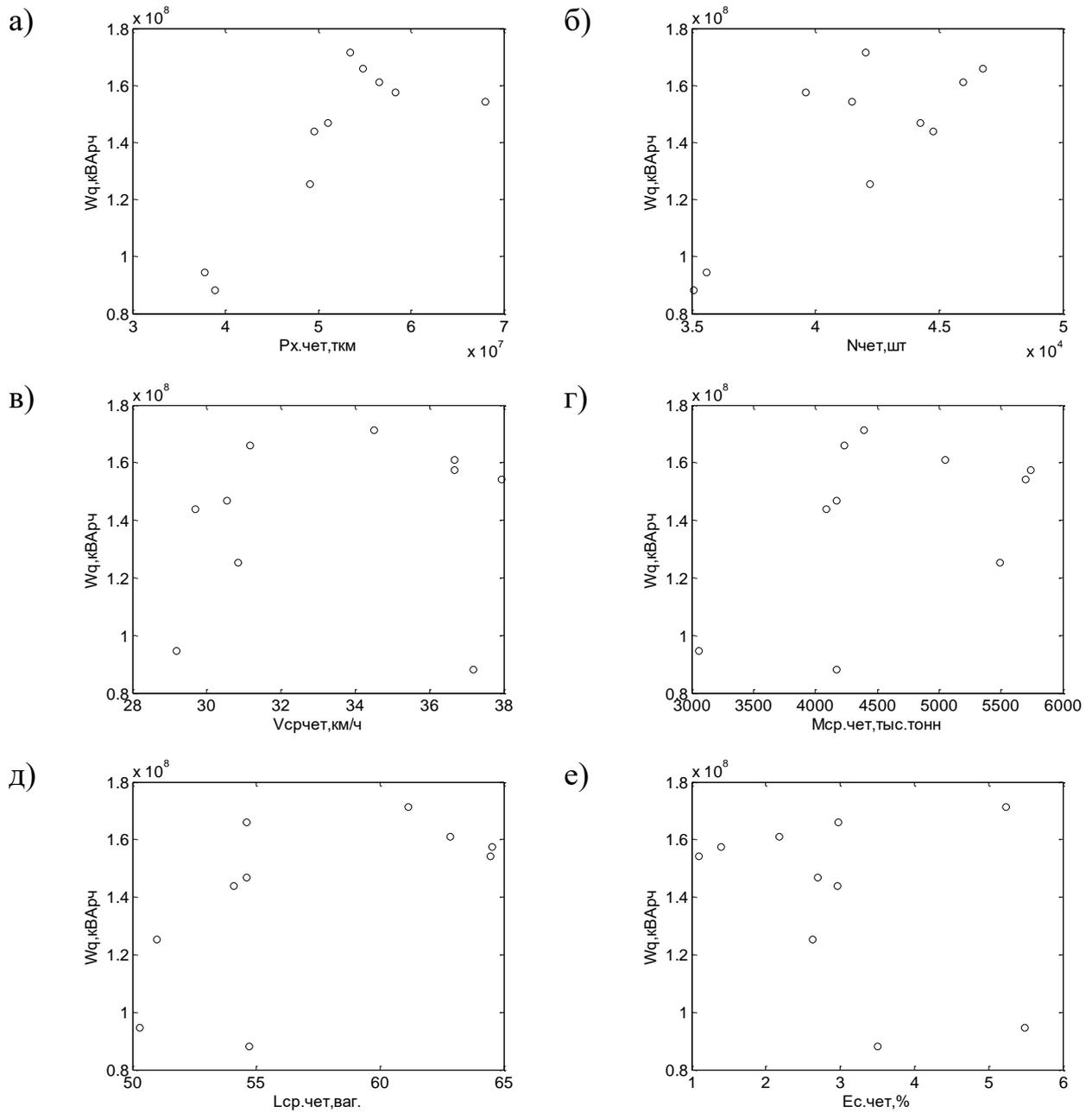


Рисунок А.11 – Диаграммы рассеяния потребления реактивной энергии ТП Хабаровск и а) грузооборота, б) количества проследовавших поездов, в) средней скорости, г) средней массы, д) средней длины поезда, е) количества порожних поездов в четном направлении

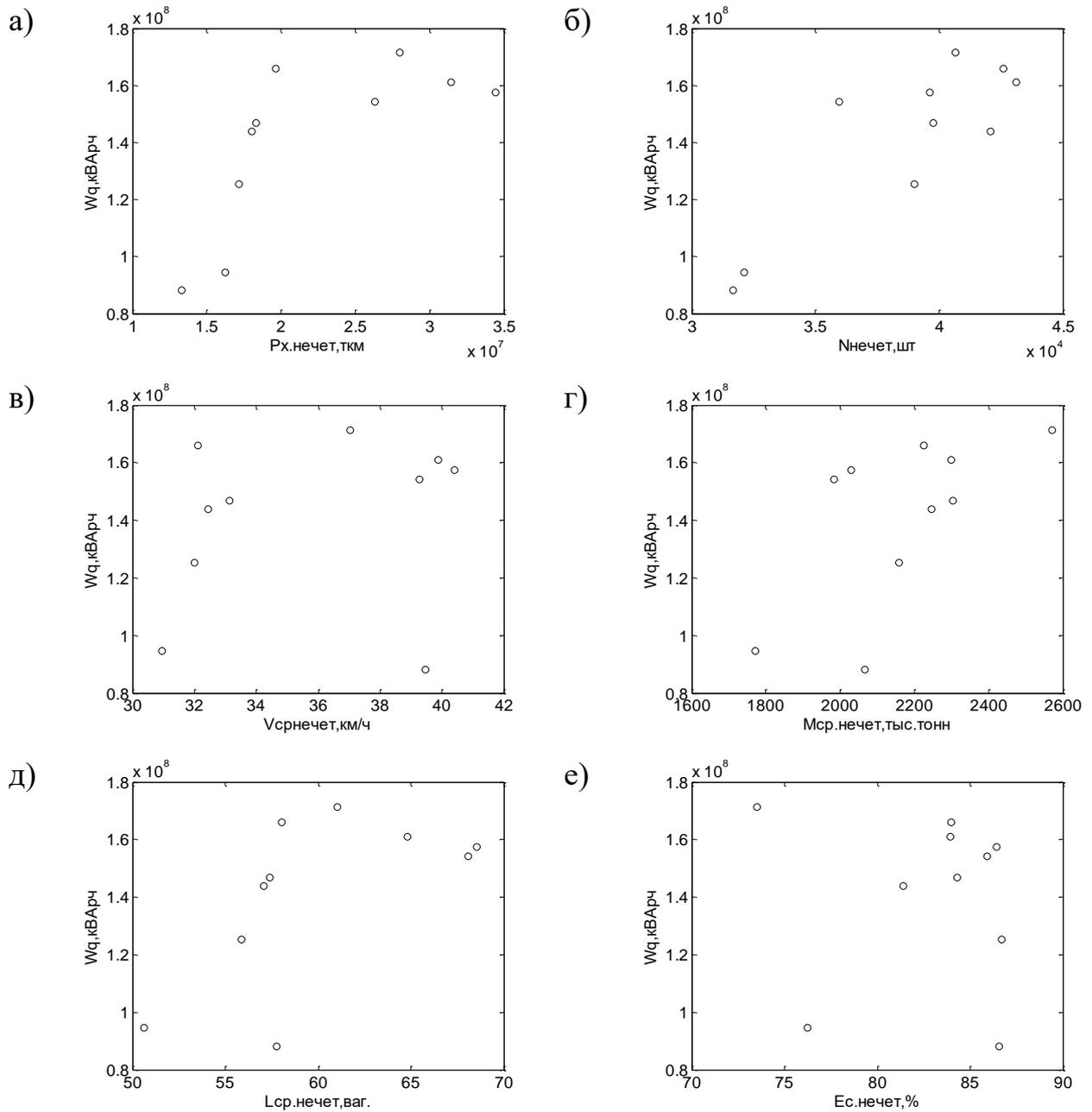


Рисунок А.12 – Диаграммы рассеяния потребления реактивной энергии ТП Хабаровск и а) грузооборота, б) количества проследовавших поездов, в) средней скорости, г) средней массы, д) средней длины поезда, е) количества порожних поездов в нечетном направлении

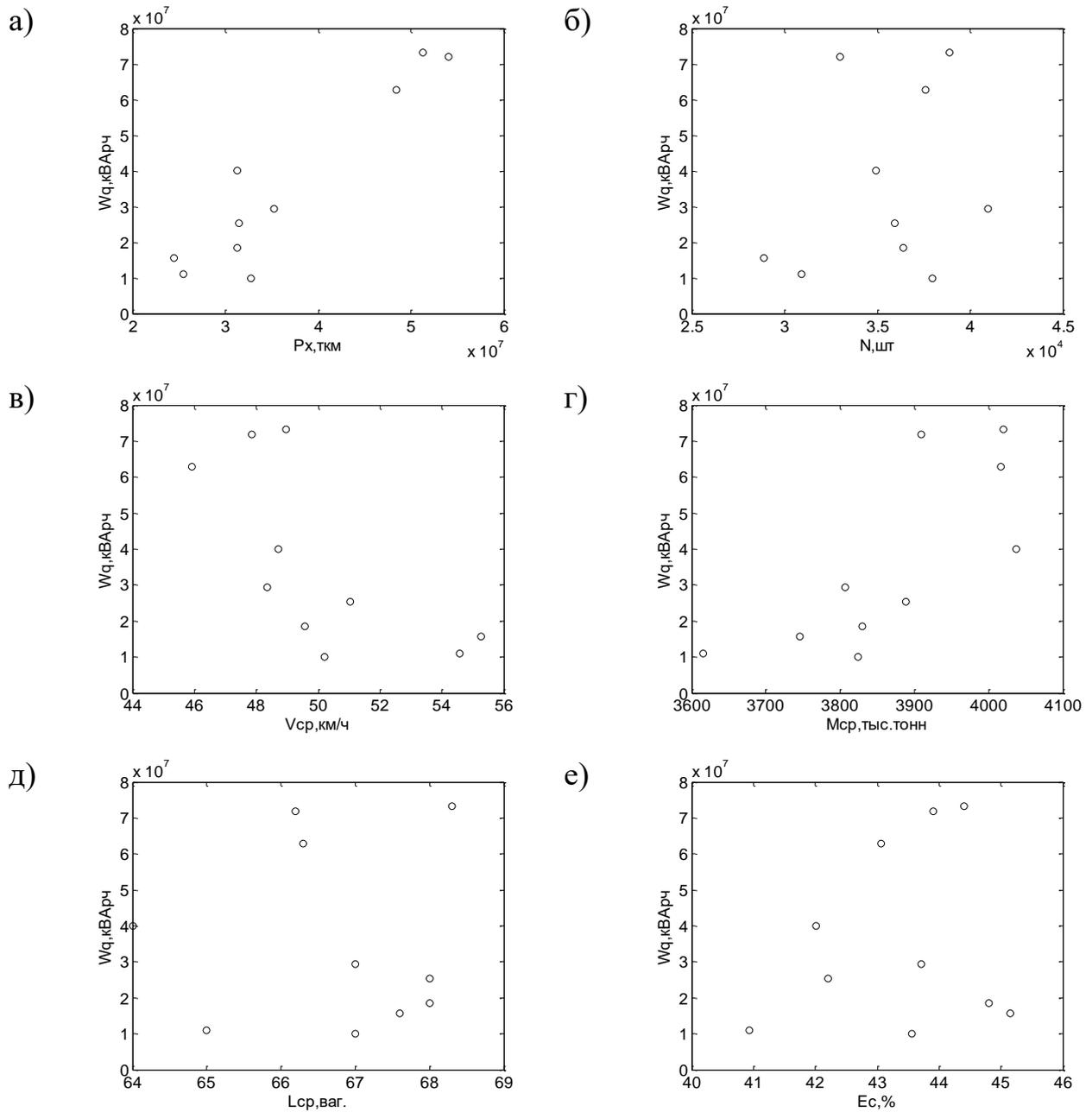


Рисунок А.13 – Диаграммы рассеяния потребления реактивной энергии ТП Кругликово и а) грузооборота, б) количества проследовавших поездов, в) средней скорости, г) средней массы, д) средней длины поезда, е) количества порожних поездов суммарно в четном и нечетном направлении

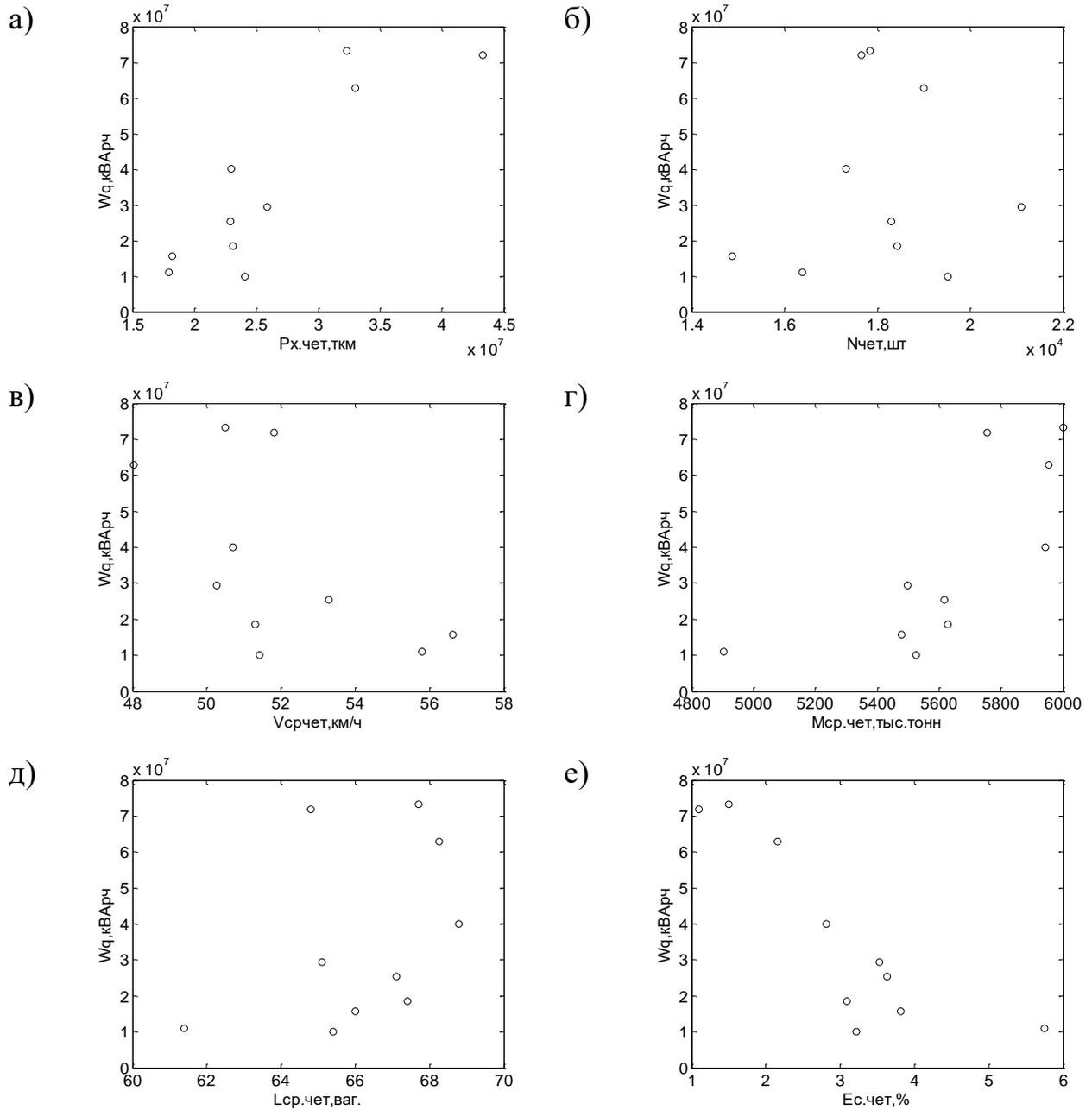


Рисунок А.14 – Диаграммы рассеяния потребления реактивной энергии ТП Кругликово и а) грузооборота, б) количества проследовавших поездов, в) средней скорости, г) средней массы, д) средней длины поезда, е) количества порожних поездов в четном направлении

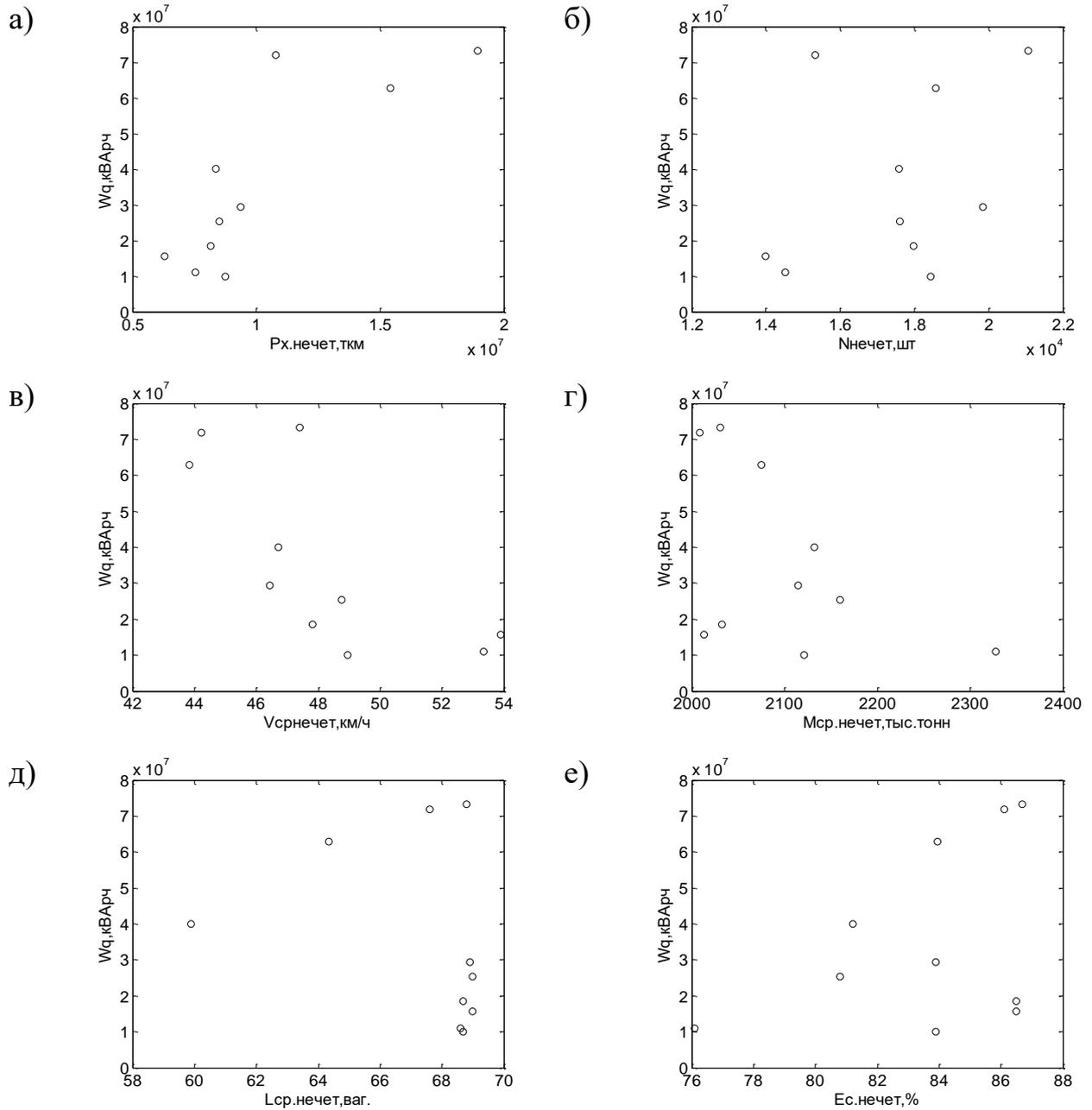


Рисунок А.15 – Диаграммы рассеяния потребления реактивной энергии ТП Кругликово и а) грузооборота, б) количества проследовавших поездов, в) средней скорости, г) средней массы, д) средней длины поезда, е) количества порожних поездов в нечетном направлении

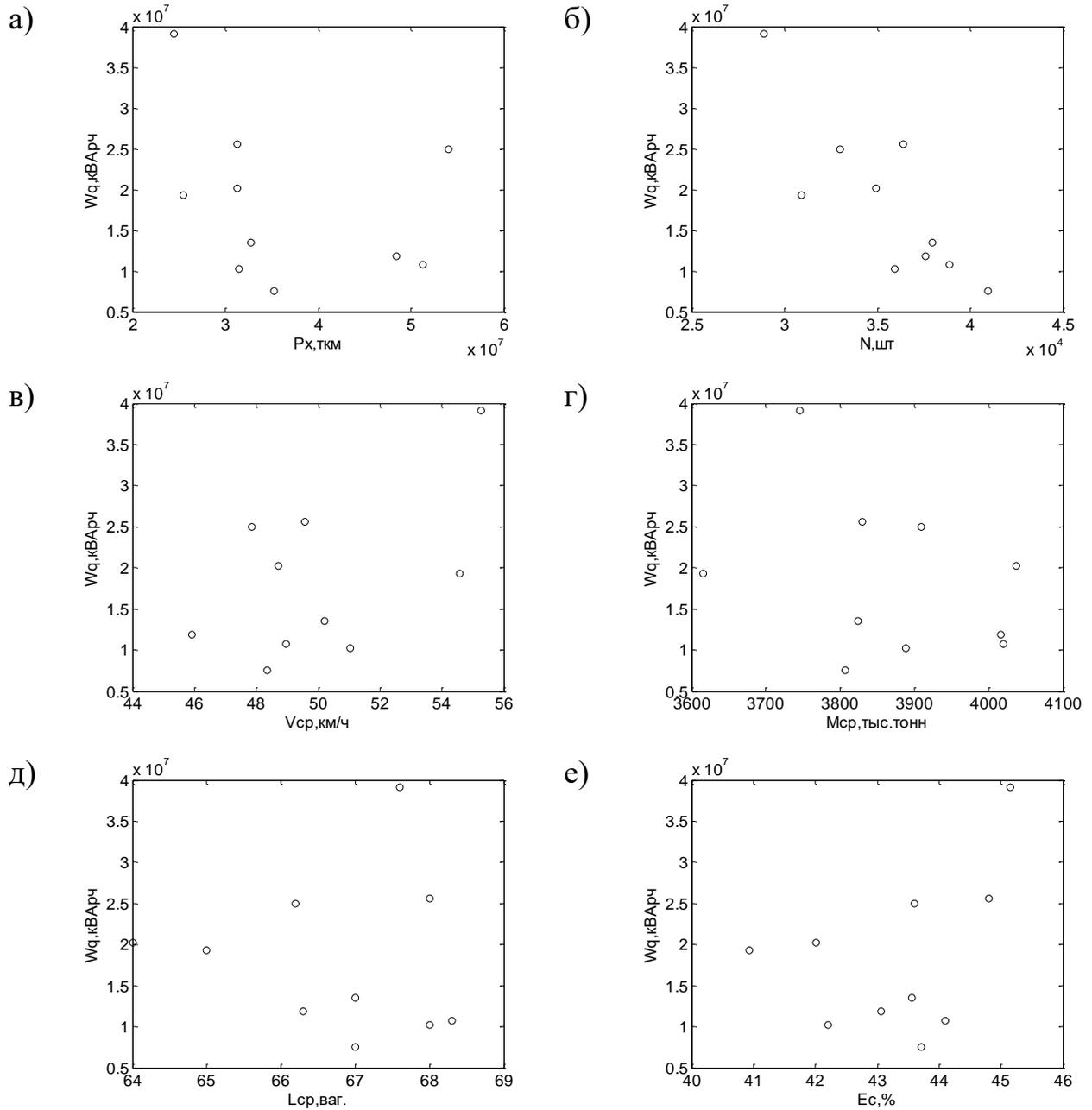


Рисунок А.16 – Диаграммы рассеяния потребления реактивной энергии ТП Доридонтовка и а) грузооборота, б) количества проследовавших поездов, в) средней скорости, г) средней массы, д) средней длины поезда, е) количества порожних поездов суммарно в четном и нечетном направлении

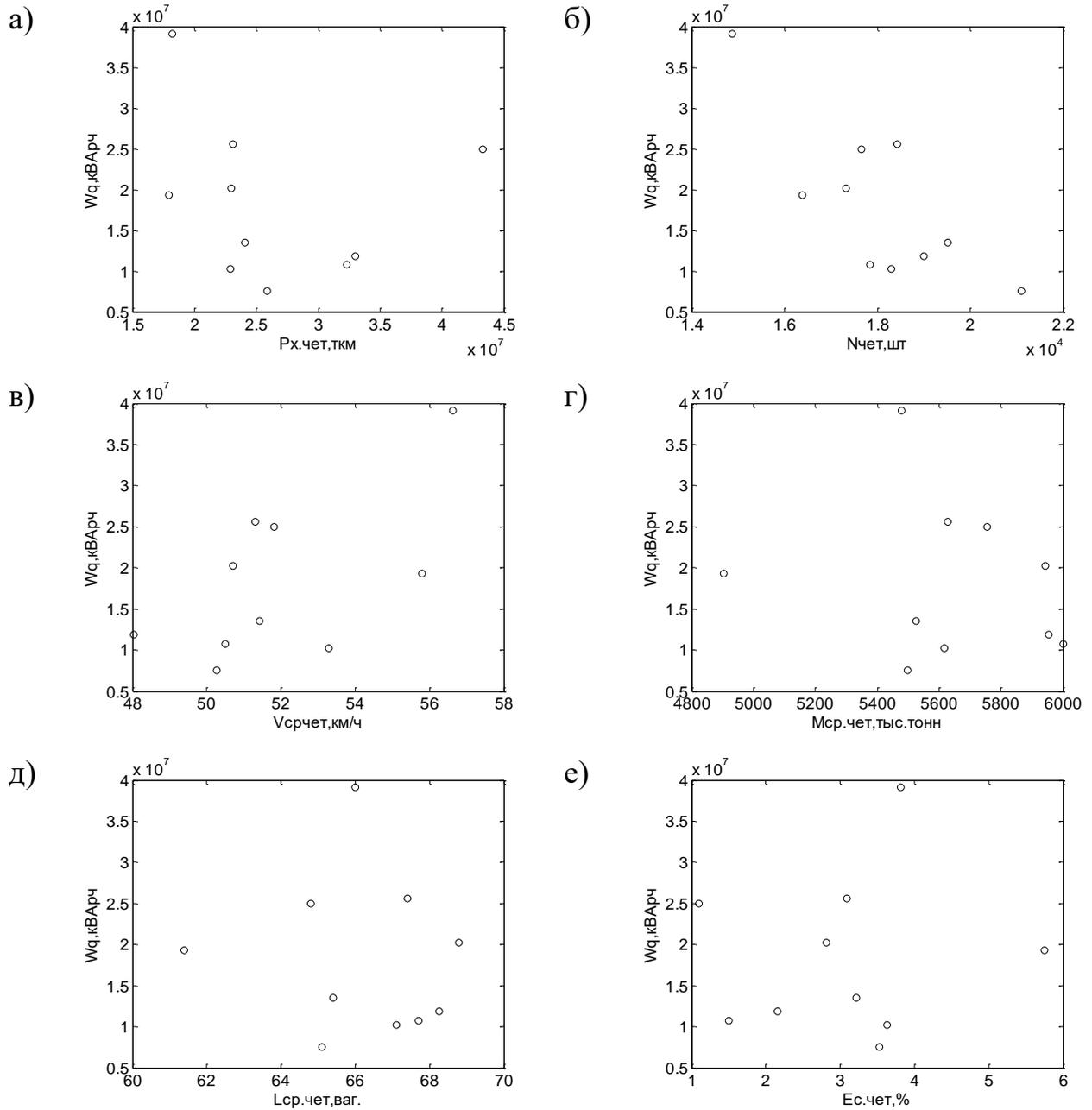


Рисунок А.17 – Диаграммы рассеяния потребления реактивной энергии ТП Дордонтовка и а) грузооборота, б) количества проследовавших поездов, в) средней скорости, г) средней массы, д) средней длины поезда, е) количества порожних поездов в четном направлении

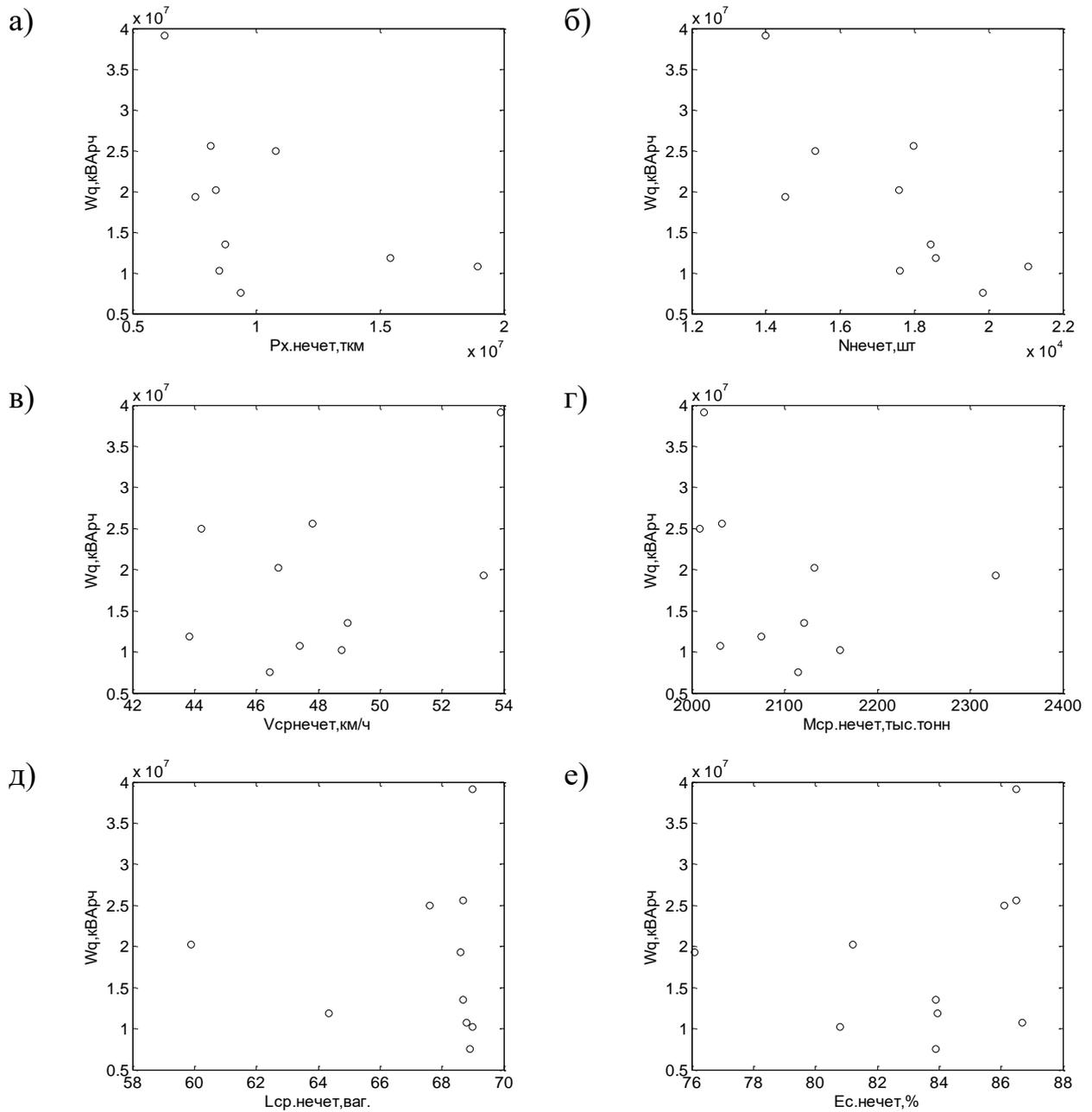


Рисунок А.18 – Диаграммы рассеяния потребления реактивной энергии ТП Дордонтовка и а) грузооборота, б) количества проследовавших поездов, в) средней скорости, г) средней массы, д) средней длины поезда, е) количества порожних поездов в нечетном направлении

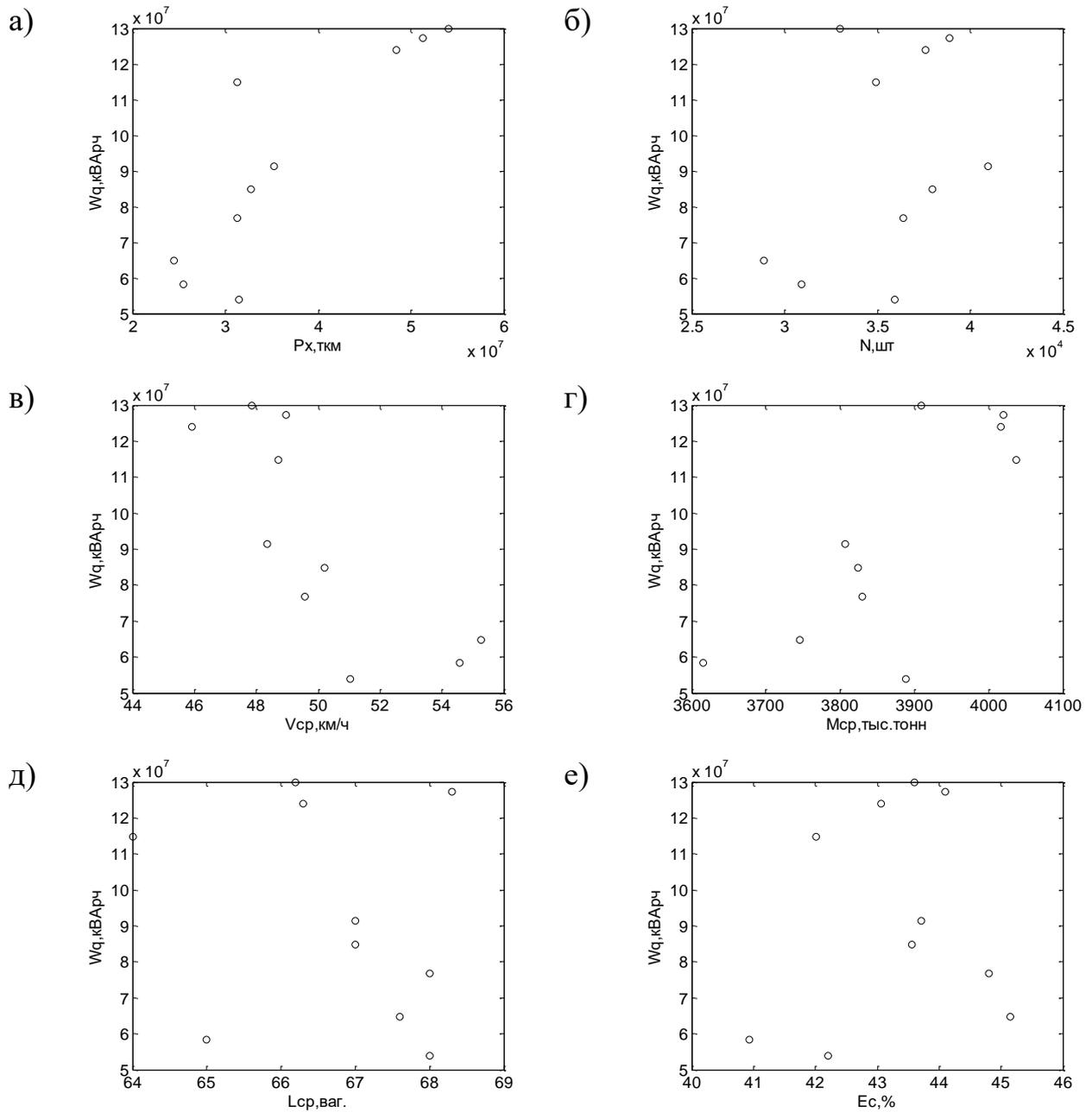


Рисунок А.19 – Диаграммы рассеяния потребления реактивной энергии ТП Аван и а) грузооборота, б) количества проследовавших поездов, в) средней скорости, г) средней массы, д) средней длины поезда, е) количества порожних поездов суммарно в четном и нечетном направлении

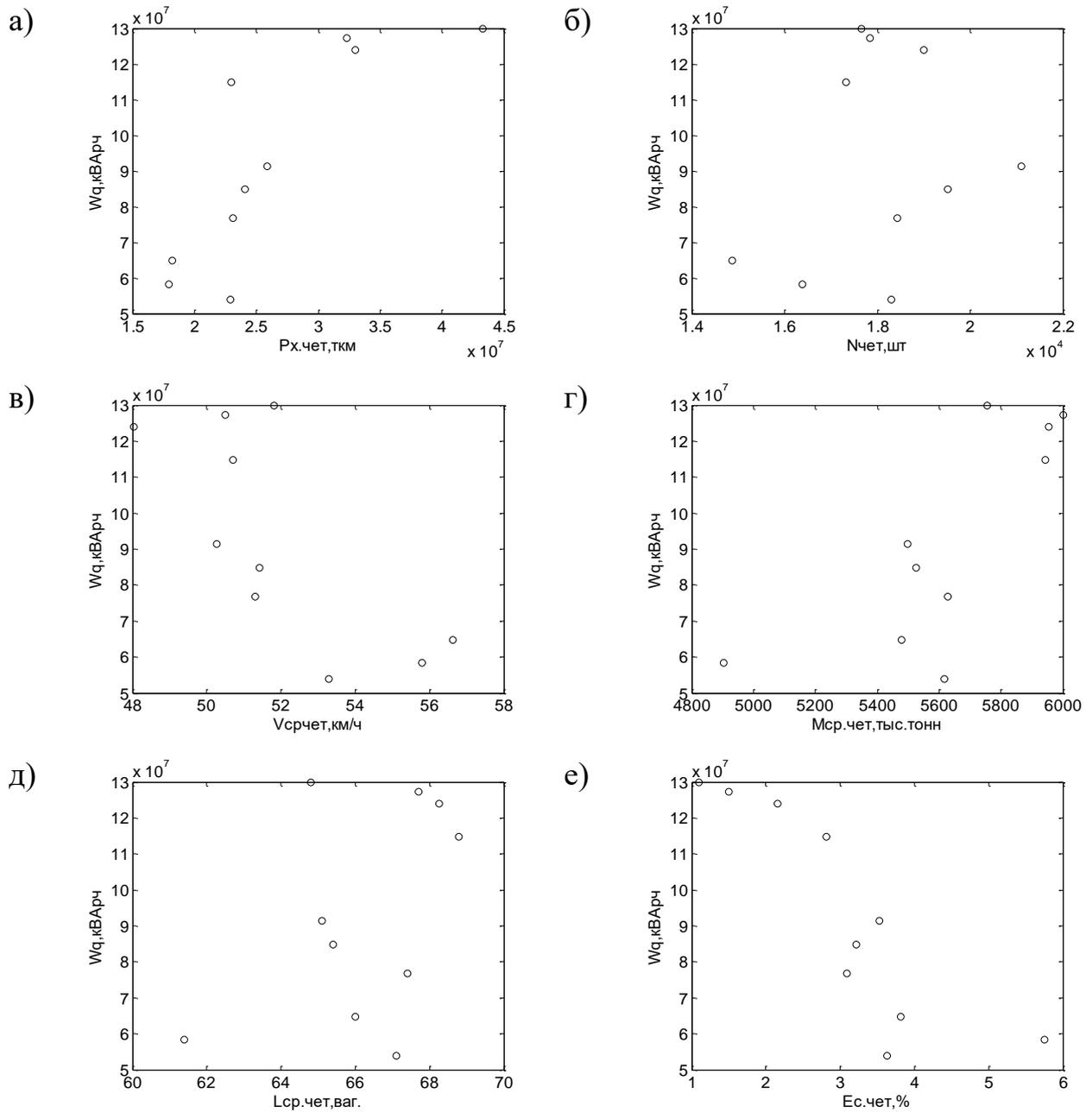


Рисунок А.20 – Диаграммы рассеяния потребления реактивной энергии ТП Аван и а) грузооборота, б) количества проследовавших поездов, в) средней скорости, г) средней массы, д) средней длины поезда, е) количества порожних поездов в четном направлении

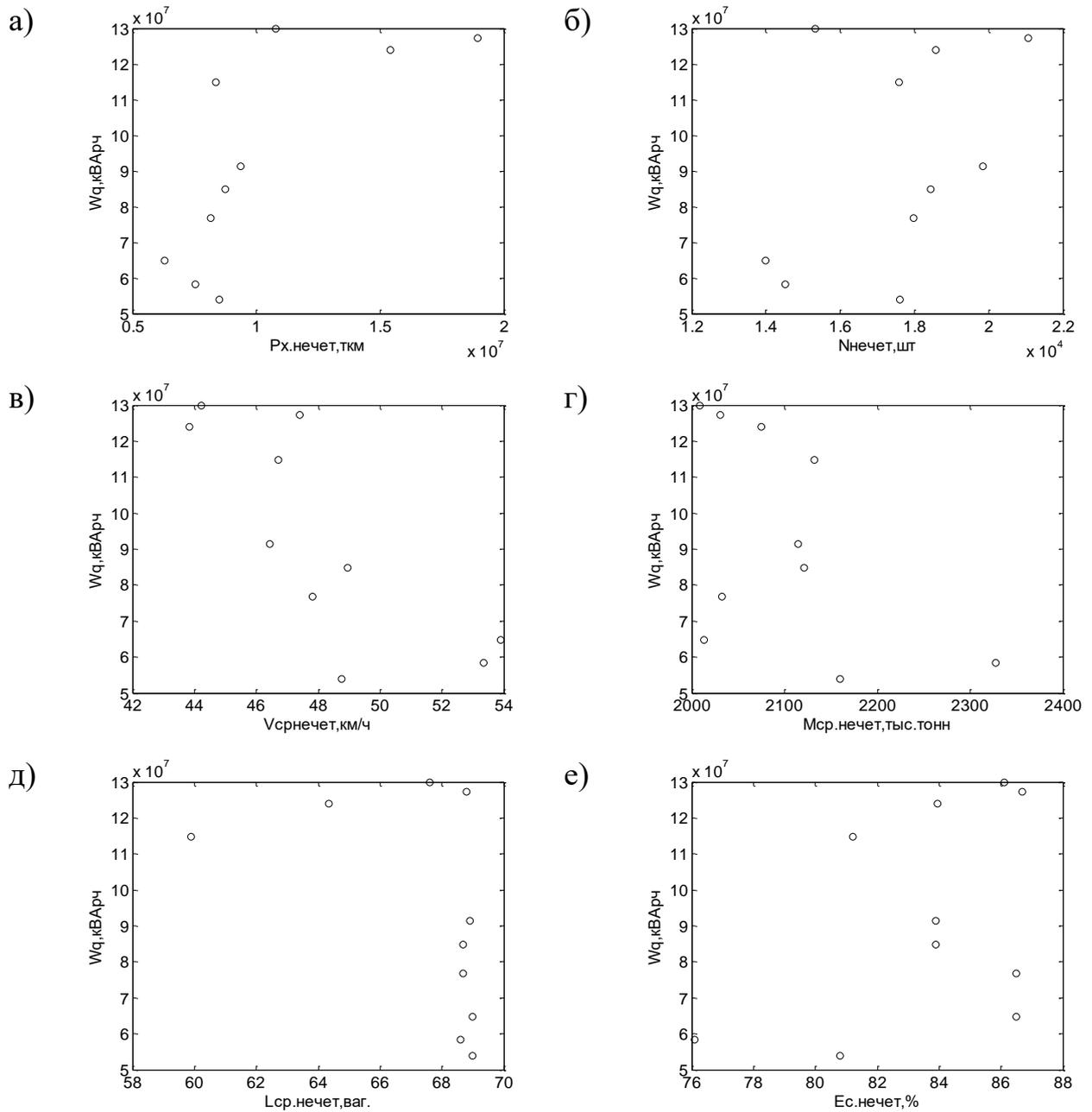


Рисунок А.21 – Диаграммы рассеяния потребления реактивной энергии ТП Аван и а) грузооборота, б) количества проследовавших поездов, в) средней скорости, г) средней массы, д) средней длины поезда, е) количества порожних поездов в нечетном направлении

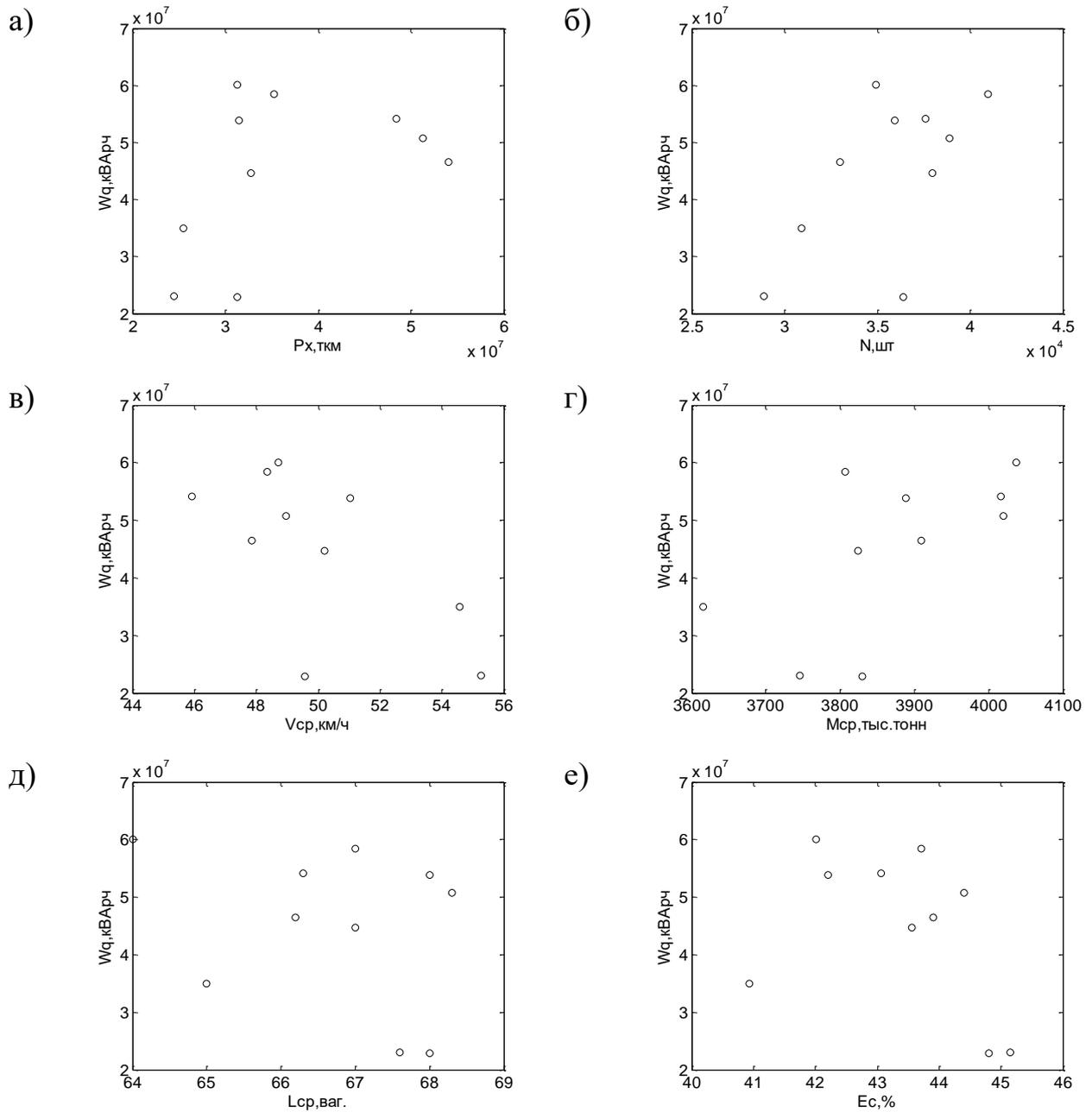


Рисунок А.22 – Диаграммы рассеяния потребления реактивной энергии ТП Розенгартовка и а) грузооборота, б) количества проследовавших поездов, в) средней скорости, г) средней массы, д) средней длины поезда, е) количества порожних поездов суммарно в четном и нечетном направлении

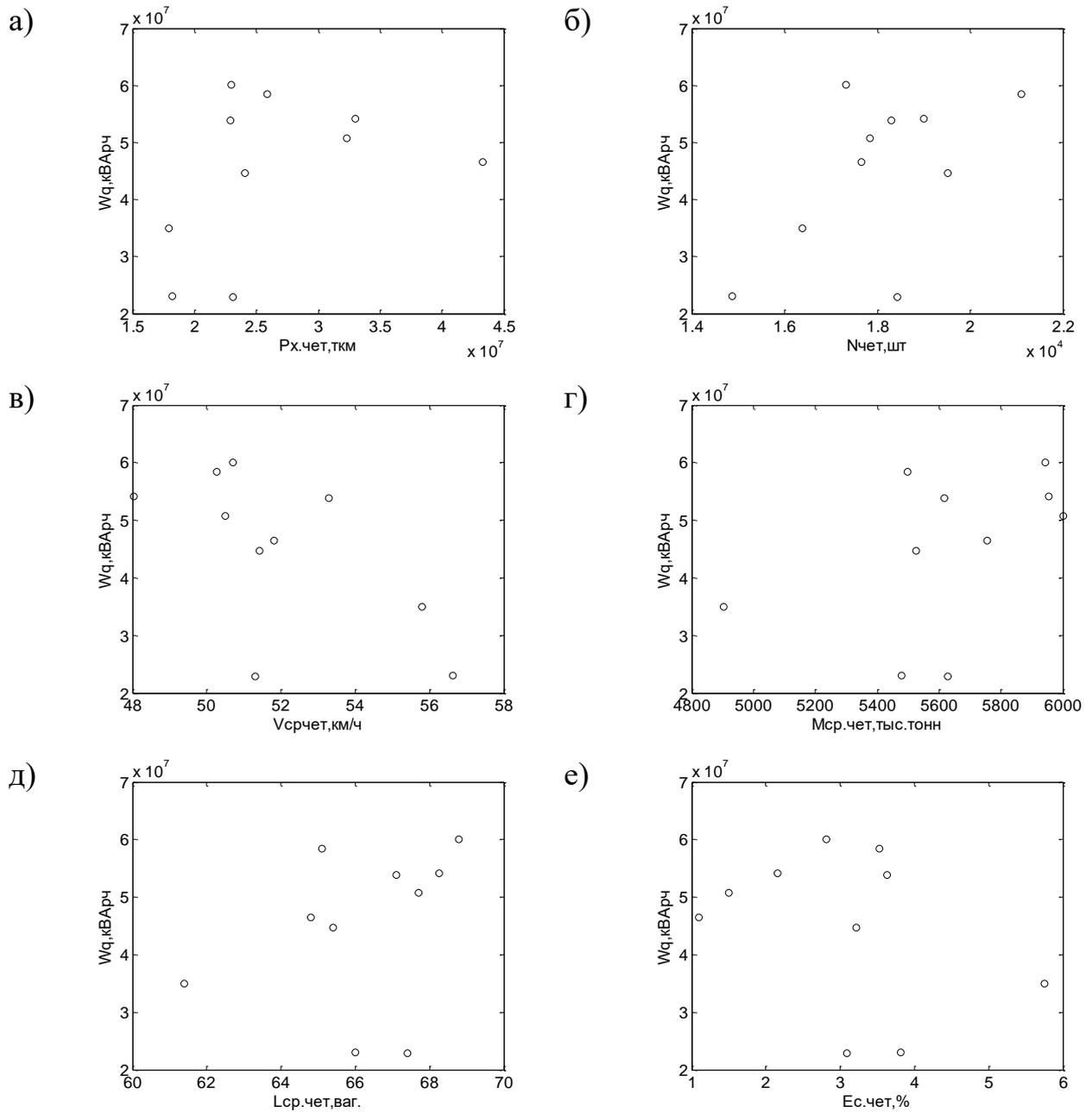


Рисунок А.23 – Диаграммы рассеяния потребления реактивной энергии ТП Розенгартовка и а) грузооборота, б) количества проследовавших поездов, в) средней скорости, г) средней массы, д) средней длины поезда, е) количества порожних поездов в четном направлении

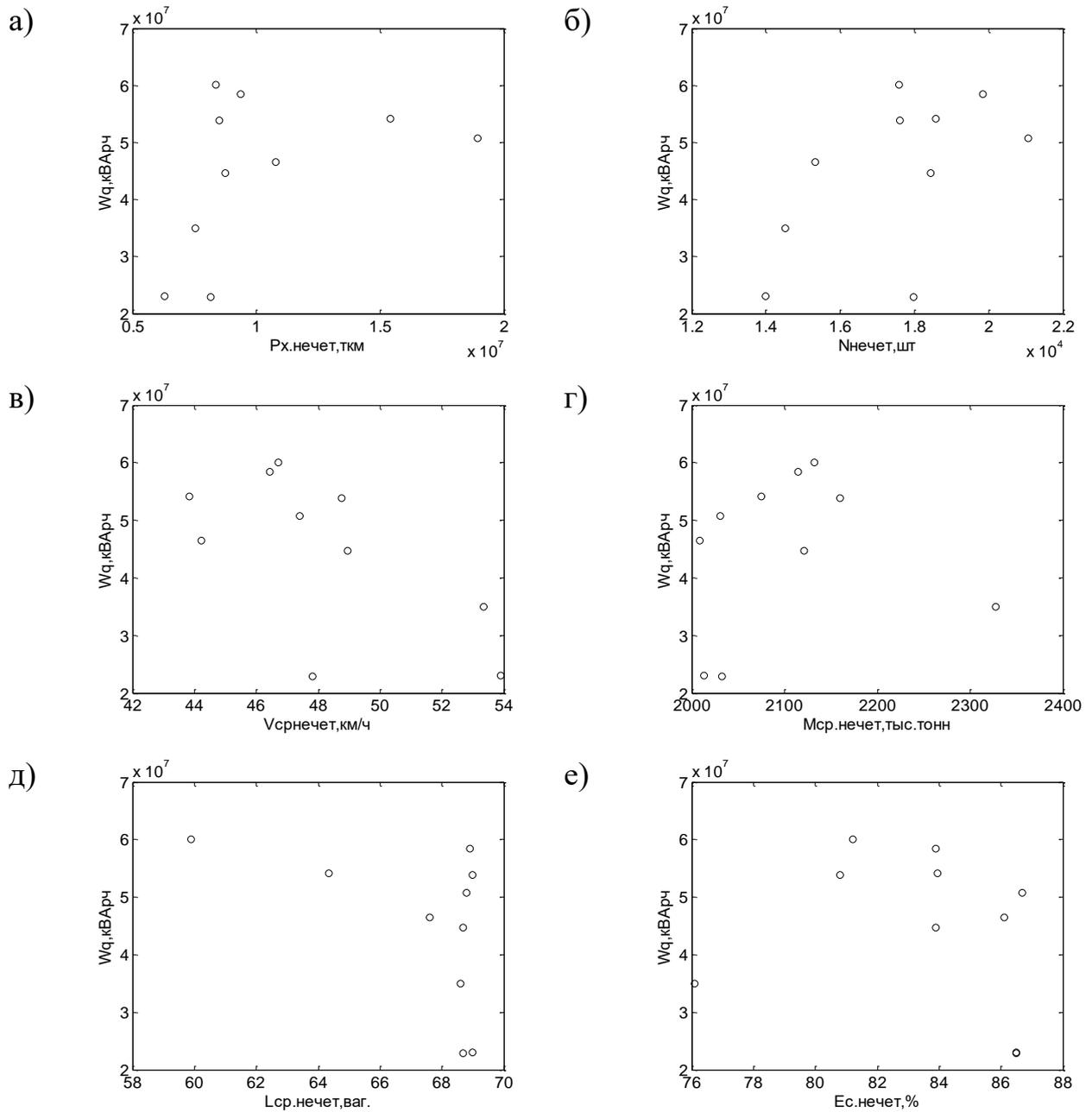


Рисунок А.24 – Диаграммы рассеяния потребления реактивной энергии ТП Розенгартовка и а) грузооборота, б) количества проследовавших поездов, в) средней скорости, г) средней массы, д) средней длины поезда, е) количества порожних поездов в нечетном направлении

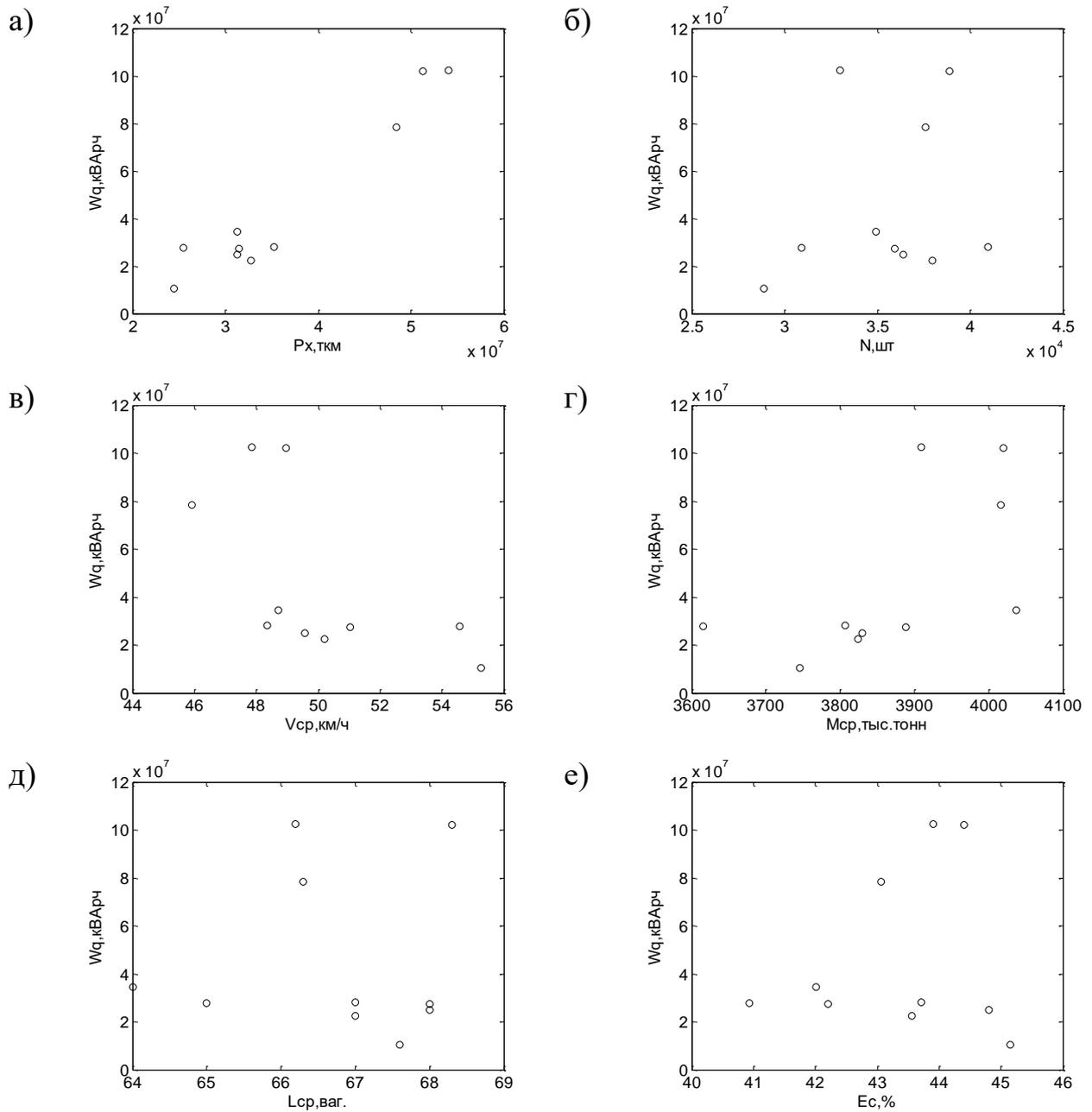


Рисунок А.25 – Диаграммы рассеяния потребления реактивной энергии ТП Бикин и а) грузооборота, б) количества проследовавших поездов, в) средней скорости, г) средней массы, д) средней длины поезда, е) количества порожних поездов суммарно в четном и нечетном направлении

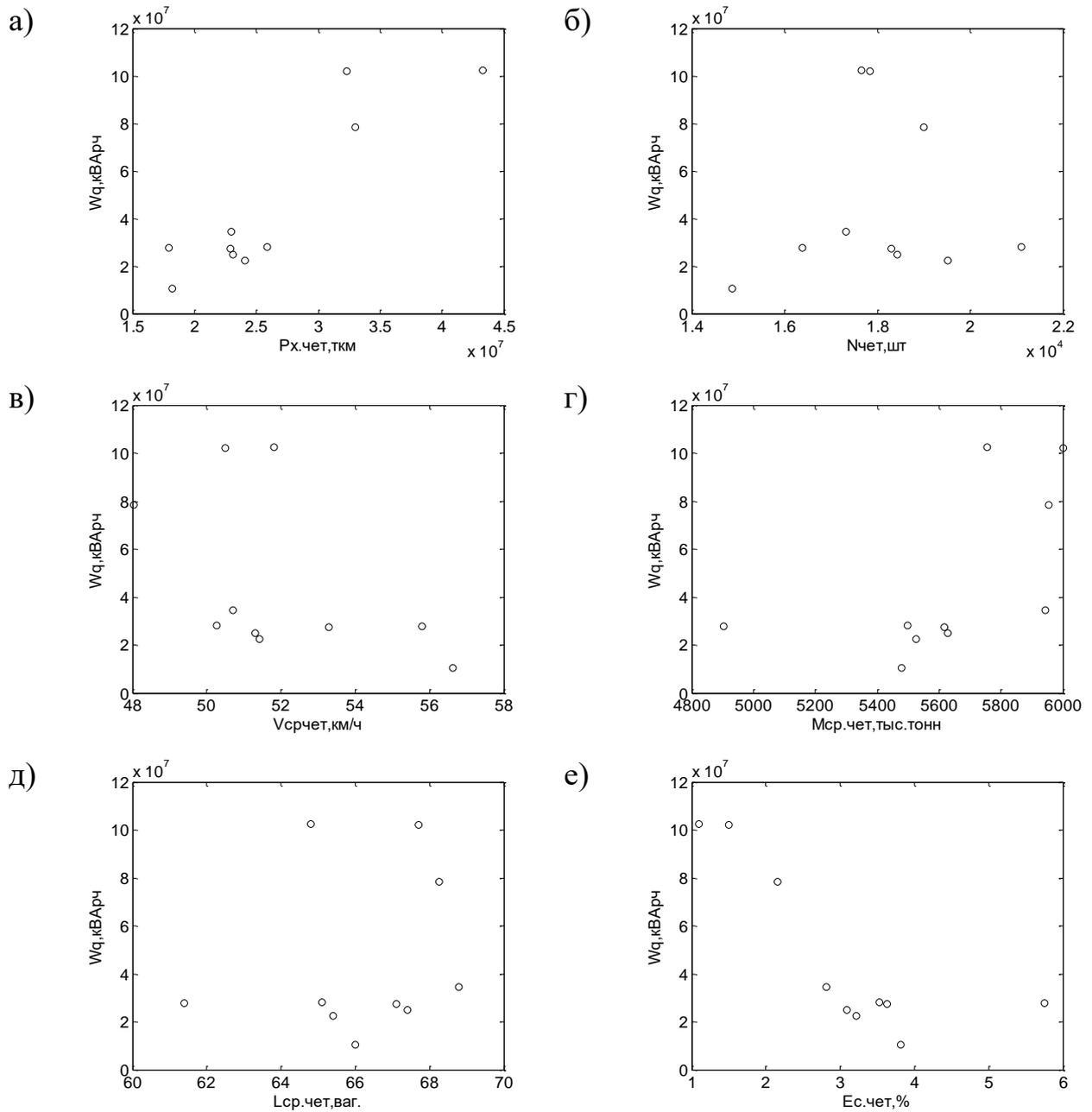


Рисунок А.26 – Диаграммы рассеяния потребления реактивной энергии ТП Бикин и а) грузооборота, б) количества проследовавших поездов, в) средней скорости, г) средней массы, д) средней длины поезда, е) количества порожних поездов в четном направлении

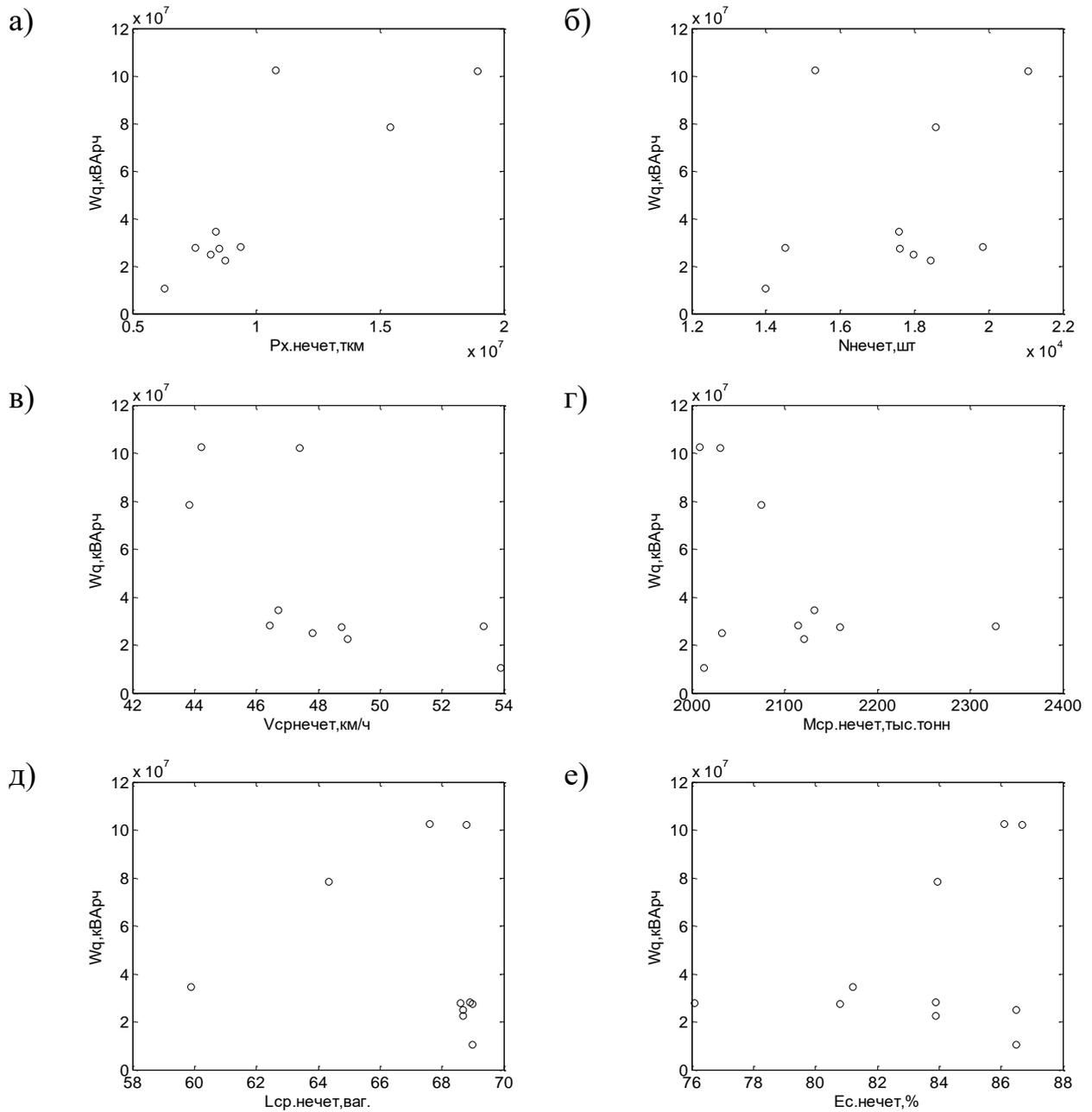


Рисунок А.27 – Диаграммы рассеяния потребления реактивной энергии ТП Бикин и а) грузооборота, б) количества проследовавших поездов, в) средней скорости, г) средней массы, д) средней длины поезда, е) количества порожних поездов в нечетном направлении

СТАТИСТИЧЕСКИЕ ВЫБОРКИ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ И ХАРАКТЕРИСТИК ПЕРЕВОЗОЧНОГО ПРОЦЕССА

Таблица А.1 – Электропотребление на тягу поездов.

Год	Икура	Ин	Волочаевка	Хабаровск	Кругликово
Потребление активной энергии					
2008	71982334	64185263	81364490	103854733	65731685
2009	74045296	65385693	83640334	87901315	64968452
2010	91944573	81253488	95762544	115489706	77565554
2011	95336875	83625107	96516359	134637931	78340490
2012	112880692	80359083	110467462	123934059	81806152
2013	105499310	75937552	104598222	104146024	73685179
2014	104512814	87133848	105701258	117396463	76391763
2015	102844735	88511049	101255109	118040535	73868153
2016	100290893	94036831	106192871	112693533	80778731
2017	99984577	94365484	108006717	117840060	84162277
Потребление реактивной энергии					
2008	36463993	56746463	52183998	94583028	11077930
2009	36613939	57789555	51078519	88151267	15637298
2010	49336096	66486175	64277916	125298135	18507155
2011	55664113	73524606	69308986	146733567	9922418
2012	86567985	69140616	72915521	165853911	29359530
2013	88654273	64361642	73533043	143835191	25322338
2014	94293962	75930169	78705574	171399949	40090249
2015	80764652	82731484	81894883	161044501	62799017
2016	79594404	87982691	84177409	157571531	73236412
2017	81751942	91711133	87695735	154183766	71904895

Продолжение таблицы А.1

Год	Дормидонтовка	Аван	Розенгартовка	Бикин
Потребление активной энергии				
2008	56783935	60716777	68943163	73246118
2009	51272437	57223337	64609221	67154609
2010	62599500	70757418	79443720	81135396
2011	66910520	76011185	84255614	83880121
2012	70005563	74453303	91157020	80267403

2013	59480313	77694863	77694863	67103359
------	----------	----------	----------	----------

Окончание таблицы А.1

Год	Дормидонтовка	Аван	Розенгартовка	Бикин
2014	57529104	78214549	80000063	71335968
2015	59045788	85657739	76071075	84127715
2016	67089273	89250795	77222840	97105061
2017	67567656	96489669	82794374	100558171
Потребление реактивной энергии				
2008	19338982	58333229	73246118	27756406
2009	39120886	64802053	67154609	10482945
2010	25621080	76810311	81135396	24892885
2011	13525599	84858108	83880121	22465695
2012	7564386	91345148	80267403	28085120
2013	10209674	53907623	67103359	27275403
2014	20197211	114841920	71335968	34566699
2015	11874449	123898326	84127715	78402077
2016	10753316	127355886	97105061	102108089
2017	24938471	129962878	100558171	102475740

Таблица А.2 – Факторы, влияющие на электропотребление (общее)

Год	Грузооборот, ткм	Кол-во поездов, шт	Средняя скорость, км/ч	Средняя масса поезда, тонн	Средняя длина поезда, вагонов	Процент порожних поездов, %
Икура						
2008	28510337	30298	40,8	3872	69,8	40,8
2009	24897171	30210	44,5	3928	73,1	44,7
2010	31510163	39145	44,7	3850	70,0	44,6
2011	32959740	40444	40,0	3894	69,4	43,5
2012	35360712	43195	40,5	3920	69,4	43,1
2013	32653200	40896	41,1	3830	67,6	41,8
2014	33955371	42858	38,4	3799	64,8	41,9
2015	39748500	51518	41,7	3926	64,8	42,9
2016	41504400	45992	40,2	3756	64,7	43,8
2017	40259268	44472	41,3	3804	66,3	43,6
Ин						

2008	28446047	29827	50,8	3872	69,8	40,8
------	----------	-------	------	------	------	------

Продолжение таблицы А.2

Год	Грузооборот, ткм	Кол-во поездов, шт	Средняя скорость, км/ч	Средняя масса поезда, тонн	Средняя длина поезда, вагонов	Процент порожних поездов, %
2009	24842924	29787	55,4	3928	73,1	44,7
2010	31482797	38895	57,9	3850	70,0	44,6
2011	32942685	40294	48,5	3894	69,4	43,5
2012	35353127	43118	49,2	3920	69,4	43,1
2013	32640989	40760	49,7	3830	67,6	41,8
2014	33943707	42734	46,6	3799	64,8	41,9
2015	39748500	51518	41,7	3926	64,8	42,9
2016	41504400	45992	40,2	3756	64,7	43,8
2017	40259268	44472	41,3	3804	66,3	43,6
Волочаевка						
2008	28533683	34147	30,4	2722	52,4	40,8
2009	27820200	92860	38,7	3245	58,0	44,7
2010	35161498	117015	35,3	3250	55,2	44,6
2011	36741579	83587	27,0	3280	57,8	43,4
2012	39314185	94269	26,9	3254	48,2	43,1
2013	36232855	89321	26,6	3190	46,8	41,8
2014	50427254	496666	30,8	3506	53,1	42,8
2015	39748500	51518	41,7	3926	64,8	42,9
2016	41504400	45992	40,2	3756	64,7	43,8
2017	40259268	44472	41,3	3804	66,3	43,6
Хабаровск						
2008	54053614	67715	32,7	2899	50,5	40,7
2009	52177102	66756	37,9	3118	53,2	44,7
2010	66275544	81226	28,8	3420	50,3	44,6
2011	69390635	84024	27,6	3238	52,6	43,4
2012	74515451	89359	28,0	3229	52,9	43,4
2013	67660306	86873	28,1	3169	52,3	41,9
2014	81459201	82686	31,8	3937	57,9	42,5
2015	88074500	89110	43,1	3973	63,8	43,1
2016	92781000	79236	43,9	4025	66,5	44,1

2017	98477000	77448	42,4	3918	65,5	43,8
------	----------	-------	------	------	------	------

Продолжение таблицы А.2

Год	Грузооборот, ткм	Кол-во по- ездов, шт	Средняя скорость, км/ч	Средняя масса поез- да, тонн	Средняя длина поез- да, вагонов	Процент по- рожных по- ездов, %
Кругликово						
2008	25453921	30901	49,3	3615	65,0	40,9
2009	24471982	28877	50,1	3746	67,6	45,2
2010	31298858	36420	33,6	3830	68,0	44,8
2011	32805076	37966	43,1	3824	67,0	43,6
2012	35257082	40956	42,7	3807	67,0	43,7
2013	31429939	35928	46,2	3889	68,0	42,2
2014	31324052	34916	43,3	4037	64,0	42,0
2015	48458400	37592	41,8	4017	66,3	43,1
2016	51276600	38892	44,5	4020	68,3	44,4
2017	54093000	32976	43,5	3909	66,2	43,9
Дормидонтовка						
2008	25453921	30901	49,3	3615	65,0	40,9
2009	24471982	28877	50,1	3746	67,6	45,2
2010	31298858	36420	33,6	3830	68,0	44,8
2011	32805076	37966	43,1	3824	67,0	43,6
2012	35257082	40956	42,7	3807	67,0	43,7
2013	31429939	35928	46,2	3889	68,0	42,2
2014	31324052	34916	43,3	4037	64,0	42,0
2015	48458400	37592	41,8	4017	66,3	43,1
2016	51276600	38892	44,5	4020	68,3	44,4
2017	54093000	32976	43,5	3909	66,2	43,9
Аван						
2008	25453921	30901	49,3	3615	65,0	40,9
2009	24471982	28877	50,1	3746	67,6	45,2
2010	31298858	36420	33,6	3830	68,0	44,8
2011	32805076	37966	43,1	3824	67,0	43,6
2012	35257082	40956	42,7	3807	67,0	43,7

2013	31429939	35928	46,2	3889	68,0	42,2
------	----------	-------	------	------	------	------

Окончание таблицы А.2

Год	Грузооборот, ткм	Кол-во по- ездов, шт	Средняя скорость, км/ч	Средняя масса поез- да, тонн	Средняя длина поез- да, вагонов	Процент по- рожных по- ездов, %
2014	31324052	34916	43,3	4037	64,0	42,0
2015	48458400	37592	41,8	4017	66,3	43,1
2016	51276600	38892	44,5	4020	68,3	44,4
2017	54093000	32976	43,5	3909	66,2	43,9
Розенгартовка						
2008	25453921	30901	49,3	3615	65,0	40,9
2009	24471982	28877	50,1	3746	67,6	45,2
2010	31298858	36420	33,6	3830	68,0	44,8
2011	32805076	37966	43,1	3824	67,0	43,6
2012	35257082	40956	42,7	3807	67,0	43,7
2013	31429939	35928	46,2	3889	68,0	42,2
2014	31324052	34916	43,3	4037	64,0	42,0
2015	48458400	37592	41,8	4017	66,3	43,1
2016	51276600	38892	44,5	4020	68,3	44,4
2017	54093000	32976	43,5	3909	66,2	43,9
Бикин						
2008	25453921	30901	49,3	3615	65,0	40,9
2009	24471982	28877	50,1	3746	67,6	45,2
2010	31298858	36420	33,6	3830	68,0	44,8
2011	32805076	37966	43,1	3824	67,0	43,
2012	35257082	40956	42,7	3807	67,0	43,7
2013	31429939	35928	46,2	3889	68,0	42,2
2014	31324052	34916	43,3	4037	64,0	42,0
2015	48458400	37592	41,8	4017	66,3	43,1
2016	51276600	38892	44,5	4020	68,3	44,4
2017	54093000	32976	43,5	3909	66,2	43,9

Таблица А.3 – Факторы, влияющие на электропотребление (четное направление)

Год	Грузооборот, ткм	Кол-во поездов, шт	Средняя скорость, км/ч	Средняя масса поезда, тонн	Средняя длина поезда, вагонов	Процент порожних поездов, %
Икура						
2008	19818968	16187	39,0	5252	69,8	40,8
2009	18585869	16535	43,4	5577	73,1	44,7
2010	23412443	20923	43,4	5516	70,0	44,6
2011	24338303	21584	36,1	5544	69,4	43,5
2012	26128120	22849	37,1	5616	69,4	43,1
2013	24097486	21635	38,5	5479	67,6	41,8
2014	25078812	22575	35,9	5461	64,8	41,9
2015	27140504	26973	38,0	5687	64,8	42,9
2016	26024500	24829	35,6	5481	64,7	43,8
2017	24747000	23832	37,2	5647	66,3	43,6
Ип						
2008	19790062	15938	46,0	5252	65,0	5,1
2009	18559530	16302	52,5	5577	66,6	3,1
2010	23398623	20784	54,4	5516	65,2	2,1
2011	24330403	21506	40,1	5544	64,7	2,1
2012	26124283	22803	42,8	5616	65,7	2,4
2013	24090914	21551	44,0	5479	64,3	2,2
2014	25073089	22502	40,8	5461	63,1	1,9
2015	27140504	26973	38,0	5687	62,2	1,6
2016	26024500	24829	35,6	5481	61,4	1,3
2017	24747000	23832	37,2	5647	64,1	1,1
Волочаевка						
2008	19852570	18372	18,2	2091	52,2	5,4
2009	20693971	47963	39,1	3760	54,7	3,7
2010	26016930	61711	34,1	3653	51,4	2,7
2011	27018213	45234	27,4	3530	55,4	2,5
2012	28994374	50193	27,4	3616	54,6	2,6
2013	26669243	47718	26,1	3460	52,0	2,5
2014	30548178	122370	29,8	3853	62,1	7,6
2015	27140504	26973	38,0	5687	62,2	1,6

Продолжение таблицы А.3

Год	Грузооборот, ткм	Кол-во поездов, шт	Средняя скорость, км/ч	Средняя масса поезда, тонн	Средняя длина поезда, вагонов	Процент порожних поездов, %
2016	26024500	24829	35,6	5481	61,4	1,3
2017	24747000	23832	37,2	5647	64,1	1,1
Хабаровск						
2008	37801784	35591	26,7	3058	50,3	5,5
2009	38864749	35070	37,0	4169	54,7	3,5
2010	49111934	42210	30,2	5489	51,0	2,6
2011	51059684	44251	26,6	4171	54,6	2,7
2012	54860252	46765	27,9	4233	54,6	3,0
2013	49625021	44781	26,9	4092	54,1	3,0
2014	53454502	42030	30,7	4391	61,2	5,2
2015	56589156	45977	40,7	5049	62,9	2,2
2016	58342300	39616	40,8	5741	64,6	1,4
2017	68036000	41484	42,2	5701	64,5	1,1
Кругликово						
2008	17917879	16387	51,4	4903	61,4	5,8
2009	18185468	14882	52,5	5479	66,0	3,8
2010	23136635	18431	47,1	5628	67,4	3,1
2011	24068960	19520	45,2	5527	65,4	3,2
2012	25874714	21099	44,6	5498	65,1	3,5
2013	22936840	18308	49,0	5617	67,1	3,6
2014	22956708	17323	45,9	5942	68,8	2,8
2015	33027842	19004	43,7	5954	68,3	2,2
2016	32317800	17836	45,9	6000	67,7	1,5
2017	43289000	17652	47,1	5755	64,8	1,1
Дормидонтовка						
2008	17917879	16387	51,4	4903	61,4	5,8
2009	18185468	14882	52,5	5479	66,0	3,8
2010	23136635	18431	47,1	5628	67,4	3,1
2011	24068960	19520	45,2	5527	65,4	3,2
2012	25874714	21099	44,6	5498	65,1	3,5
2013	22936840	18308	49,0	5617	67,1	3,6

Продолжение таблицы А.4

Год	Грузооборот, ткм	Кол-во поездов, шт	Средняя скорость, км/ч	Средняя масса поезда, тонн	Средняя длина поезда, вагонов	Процент порожних поездов, %
2014	22956708	17323	45,9	5942	68,8	2,8
2015	33027842	19004	43,7	5954	68,3	2,2
2016	32317800	17836	45,9	6000	67,7	1,5
2017	43289000	17652	47,1	5755	64,8	1,1
Аван						
2008	17917879	16387	51,4	4903	61,4	5,8
2009	18185468	14882	52,5	5479	66,0	3,8
2010	23136635	18431	47,1	5628	67,4	3,1
2011	24068960	19520	45,2	5527	65,4	3,2
2012	25874714	21099	44,6	5498	65,1	3,5
2013	22936840	18308	49,0	5617	67,1	3,6
2014	22956708	17323	45,9	5942	68,8	2,8
2015	33027842	19004	43,7	5954	68,3	2,2
2016	32317800	17836	45,9	6000	67,7	1,5
2017	43289000	17652	47,1	5755	64,8	1,1
Розенгартовка						
2008	17917879	16387	51,4	4903	61,4	5,8
2009	18185468	14882	52,5	5479	66,0	3,8
2010	23136635	18431	47,1	5628	67,4	3,1
2011	24068960	19520	45,2	5527	65,4	3,2
2012	25874714	21099	44,6	5498	65,1	3,5
2013	22936840	18308	49,0	5617	67,1	3,6
2014	22956708	17323	45,9	5942	68,8	2,8
2015	33027842	19004	43,7	5954	68,3	2,2
2016	32317800	17836	45,9	6000	67,7	1,5
2017	43289000	17652	47,1	5755	64,8	1,1
Бикин						
2008	17917879	16387	51,4	4903	61,4	5,8
2009	18185468	14882	52,5	5479	66,0	3,8
2010	23136635	18431	47,1	5628	67,4	3,1
2011	24068960	19520	45,2	5527	65,4	3,2

Окончание таблицы А.3

Год	Грузооборот, ткм	Кол-во поездов, шт	Средняя скорость, км/ч	Средняя масса поезда, тонн	Средняя длина поезда, вагонов	Процент порожних поездов, %
2012	25874714	21099	44,6	5498	65,1	3,5
2013	22936840	18308	49,0	5617	67,1	3,6
2014	22956708	17323	45,9	5942	68,8	2,8
2015	33027842	19004	43,7	5954	68,3	2,2
2016	32317800	17836	45,9	6000	67,7	1,5
2017	43289000	17652	47,1	5755	64,8	1,1

Таблица А.4 – Факторы, влияющие на электропотребление (нечетное направление)

Год	Грузооборот, ткм	Кол-во поездов, шт	Средняя скорость, км/ч	Средняя масса поезда, тонн	Средняя длина поезда, вагонов	Процент порожних поездов, %
Икура						
2008	8691369	14112	42,6	2491	74,6	76,4
2009	6311302	13675	45,6	2279	79,6	86,7
2010	8097720	18222	45,9	2184	74,9	87,0
2011	8621437	18860	44,0	2243	74,0	84,8
2012	9232592	20346	43,9	2224	73,2	84,2
2013	8555714	19261	43,6	2181	71,0	82,1
2014	8876559	20283	40,8	2137	66,6	82,0
2015	12607996	24545	46,4	2166	67,4	84,1
2016	15479900	21163	46,7	2030	68,3	86,2
2017	15512268	20640	47,1	1960	68,6	85,7
Ин						
2008	8655985	13888	55,7	2491	74,6	76,4
2009	6283394	13486	58,3	2279	79,6	86,8
2010	8084174	18111	61,4	2184	74,9	87,1
2011	8612281	18788	56,8	2243	74,0	84,9
2012	9228844	20315	55,6	2224	73,2	84,2
2013	8550075	19209	55,4	2181	71,0	82,2
2014	8870618	20232	52,4	2137	66,6	82,0
2015	12607996	24545	46,4	2166	67,4	84,1

Продолжение таблицы А.4

Год	Грузооборот, ткм	Кол-во поездов, шт	Средняя скорость, км/ч	Средняя масса поезда, тонн	Средняя длина поезда, вагонов	Процент по-рожных по-ездов, %
2016	15479900	21163	46,7	2030	68,3	86,2
2017	15512268	20640	47,1	1960	68,6	85,7
Волочаевка						
2008	8681113	15774	18,3	1175	52,7	76,2
2009	7126229	44897	38,3	2731	61,4	86,2
2010	9144568	55303	36,5	2848	58,9	86,5
2011	9723366	38352	26,6	3030	60,2	84,3
2012	10319811	44077	26,3	2892	61,2	84,0
2013	9563612	41603	27,0	2920	60,2	81,8
2014	19879076	374297	31,8	3159	65,5	69,0
2015	12607996	24545	46,4	2166	67,4	84,1
2016	15479900	21163	46,7	2030	68,3	86,2
2017	15512268	20640	47,1	1960	68,6	85,7
Хабаровск						
2008	16251831	32124	27,8	1773	50,6	76,2
2009	13312353	31686	38,8	2067	57,8	86,5
2010	17163611	39016	27,4	2158	55,9	86,7
2011	18330951	39773	28,6	2304	57,4	84,3
2012	19655199	42594	28,2	2225	58,0	84,0
2013	18035286	42092	29,4	2246	57,1	81,4
2014	28004699	40656	32,9	2571	61,1	73,5
2015	31485344	43133	44,3	2300	64,8	83,9
2016	34438700	39620	44,9	2031	68,6	86,5
2017	26316268	35964	43,7	1985	68,1	85,9
Кругликово						
2008	7536042	14514	47,3	2328	68,6	76,1
2009	6286514	13995	47,7	2013	69,0	86,5
2010	8162224	17989	20,0	2033	68,7	86,5
2011	8736116	18446	41,0	2121	68,7	83,9
2012	9382368	19857	40,8	2115	68,9	83,9
2013	8493099	17620	43,3	2160	69,0	80,8

2014	8367345	17593	40,7	2132	59,9	81,2
------	---------	-------	------	------	------	------

Продолжение таблицы А.4

Год	Грузо-оборот, ткм	Кол-во поездов, шт	Средняя скорость, км/ч	Средняя масса поезда, тонн	Средняя длина поезда, вагонов	Процент порожних поездов, %
2015	15430558	18588	39,8	2075	64,4	84,0
2016	18958800	21056	43,1	2031	68,8	86,7
2017	10804000	15324	40,2	2009	67,6	86,1
Дормидонтовка						
2008	7536042	14514	47,3	2328	68,6	76,1
2009	6286514	13995	47,7	2013	69,0	86,5
2010	8162224	17989	20,0	2033	68,7	86,5
2011	8736116	18446	41,0	2121	68,7	83,9
2012	9382368	19857	40,8	2115	68,9	83,9
2013	8493099	17620	43,3	2160	69,0	80,8
2014	8367345	17593	40,7	2132	59,9	81,2
2015	15430558	18588	39,8	2075	64,4	84,0
2016	18958800	21056	43,1	2031	68,8	86,7
2017	10804000	15324	40,2	2009	67,6	86,1
Аван						
2008	7536042	14514	47,3	2328	68,6	76,1
2009	6286514	13995	47,7	2013	69,0	86,5
2010	8162224	17989	20,0	2033	68,7	86,5
2011	8736116	18446	41,0	2121	68,7	83,9
2012	9382368	19857	40,8	2115	68,9	83,9
2013	8493099	17620	43,3	2160	69,0	80,8
2014	8367345	17593	40,7	2132	59,9	81,2
2015	15430558	18588	39,8	2075	64,4	84,0
2016	18958800	21056	43,1	2031	68,8	86,7
2017	10804000	15324	40,2	2009	67,6	86,1
Розенгартовка						
2008	7536042	14514	47,3	2328	68,6	76,1
2009	6286514	13995	47,7	2013	69,0	86,5
2010	8162224	17989	20,0	2033	68,7	86,5

2011	8736116	18446	41,0	2121	68,7	83,9
2012	9382368	19857	40,8	2115	68,9	83,9

Окончание таблицы А.5

Год	Грузооборот, ткм	Кол-во поездов, шт	Средняя скорость, км/ч	Средняя масса поезда, тонн	Средняя длина поезда, вагонов	Процент порожних поездов, %
2013	8493099	17620	43,3	2160	69,0	80,8
2014	8367345	17593	40,7	2132	59,9	81,2
2015	15430558	18588	39,8	2075	64,4	84,0
2016	18958800	21056	43,1	2031	68,8	86,7
2017	10804000	15324	40,2	2009	67,6	86,1
Бикин						
2008	7536042	14514	47,3	2328	68,6	76,1
2009	6286514	13995	47,7	2013	69,0	86,5
2010	8162224	17989	20,0	2033	68,7	86,5
2011	8736116	18446	41,0	2121	68,7	83,9
2012	9382368	19857	40,8	2115	68,9	83,9
2013	8493099	17620	43,3	2160	69,0	80,8
2014	8367345	17593	40,7	2132	59,9	81,2
2015	15430558	18588	39,8	2075	64,4	84,0
2016	18958800	21056	43,1	2031	68,8	86,7
2017	10804000	15324	40,2	2009	67,6	86,1

СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2019613338

**РАСЧЕТ КРИТЕРИЕВ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ В СИСТЕМЕ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ ПЕРЕМЕННОГО
ТОКА С УЧЕТОМ ПЕРСПЕКТИВЫ ИЗМЕНЕНИЯ ОБЪЕМОВ
ПЕРЕВОЗОК**

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

Авторы: *Шурова Наталья Константиновна (RU),
Ли Валерий Николаевич (RU)*

Заявка № 2019611604

Дата поступления 20 февраля 2019 г.

Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ 13 марта 2019 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев



ПРИЛОЖЕНИЕ Г

АКТ ВНЕДРЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЫ

АО «Дальневосточный проектно-изыскательский институт
транспортного строительства»

АКТ

" 25 " июля 2018 г

г. Хабаровск

Об использовании
результатов научных исследований и
разработок в производстве

«УТВЕРЖДАЮ»
Генеральный директор
Дальгипротранс



" 3 " сентября 2018 г.

Основание: Разработка Дальневосточного государственного университета путей сообщения (ДВГУПС): Инструктивно-методические указания «Прогнозирование электропотребления на тягу поездов», выполненная д.т.н., профессором Ли В.Н. и Шуровой Н.К.

Составлен комиссией в составе:

Представители предприятия: начальник отдела электрификации Куковицкий А.А.
начальник группы электроснабжения Исянов С.Р.

Представители ДВГУПС: заведующий кафедрой "Системы электроснабжения",
к.т.н., доцент Игнатенко И.В.,
д.т.н., профессор, профессор. кафедры "Системы
электроснабжения" Ли В.Н.,

Комиссия составила настоящий акт о результатах работы, полученных в ДВГУПС

1. Разработка ДВГУПС, характеризуемая основными особенностями (признаками):
Предложена методика прогнозирования электропотребления на тягу поездов в зависимости от значений характеристик перевозочного процесса, представленная в виде инструктивно-методических указаний. Результаты расчетов по предложенной методике позволяют оценить необходимость перспективного усиления инфраструктуры железной дороги
2. Техничко-экономическая или иная эффективность:
Внедрение инструктивно-методических указаний по прогнозированию электропотребления позволит повысить точность расчетов мощности силового электрооборудования тяговых подстанций на перспективные расчетные сроки. В результате возрастает техническая привлекательность выполняемых проектов, увеличивается рентабельность вкладываемых в предполагаемые работы средств.
3. Ожидаемый ежегодный экономический эффект:

Определяется разностью экономических показателей, полученных в результате расчетов по ранее используемым методикам и предлагаемой методике, для конкретных проектных работ и общей стоимостью последних.

4. Предложения о дальнейшем использовании и другие замечания:

Рекомендуется принять предлагаемые инструктивно-методические указания по прогнозированию электропотребления на тягу поездов к использованию в АО «Дальгипротранс» при необходимости перспективного усиления действующей системы тягового электроснабжения железных дорог.

Считается целесообразным оказание помощи работниками ДВГУПС сотрудникам АО «Дальгипротранс» при выполнении соответствующих технико-экономических расчетов по предлагаемой методике в форме проведения консультаций.

Составлен в 4-х экземплярах:

1-й экземпляр - ДВГУПС

2-й экземпляр – АО «Дальгипротранс»

3 и 4-й экземпляры - кафедра "Системы электроснабжения" ДВГУПС

Председатель комиссии

Члены комиссии

	Куковицкий А.А.		Исянов С.Р.
			Игнатенко И.В.
			Ли В.Н.