ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПО РЫБОЛОВСТВУ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«КАЛИНИНГРАДСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра электрооборудования судов и электроэнергетики

Зав. кафедрой,
доктор техн. наук, профессор

_____ Белей В.Ф.

«____» _____ 2017 г.

Допущен к защите:
декан факультета
судостроения и энергетики
доктор техн. наук, доцент

_____Притыкин А.И.

«____» _____ 2017 г.

АВТОМАТИЗАЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ ГУРЬЕВСКОГО РЭС СРЕДНЕГО КЛАССА НАПРЯЖЕНИЯ В РАМКАХ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СЕТИ»

Выпускная квалификационная работа
(Магистерская диссертация)

по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
ВКР.13.04.02.45.02.ПЗ

Руководитель работы:
кандидат техн. наук, доцент

_____ Никишин А.Ю.

Работу выполнил:
магистр группы 15-ЭЭ/м

_____Беклемешев И.С.

Нормоконтролёр:
доцент

_____ Лозовенко В.И.

Консультанты по работе:
по математическому моделированию
канд. техн. наук, доцент

_____ Кириллов М.Н.

по надежности
канд. техн. наук, доцент

_____ Елагин Н.Н.

Калининград 2017

АННОТАЦИЯ

Выпускная квалификационная работа содержит: 139 страниц пояснительной записки с 93 иллюстрациями, 69 таблицами, 1 приложением, а также 12 листов графической части.

АВТОМАТИЗАЦИЯ, УМНЫЕ СЕТИ, РЕКЛОУЗЕР, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СЕТИ, СРЕДНИЙ КЛАСС НАПРЯЖЕНИЯ, ДЛИННЫЙ ФИДЕР, МЕТОДИКА, РЕЖИМЫ РАБОТЫ СЕТЕЙ.

Объект исследования – Гурьевский РЭС.

Цель работы – проанализировать распределительные сети среднего класса напряжения Гурьевского РЭС, выявить автоматизируемые фидеры, определить оптимальные места установки реклоузеров, оценить технико-экономический эффект автоматизации.

В работе проведен анализ распределительной сети среднего класса напряжения энергосистемы Калининградской области, выявлены типичные и специфичные проблемы фидеров, проанализированы методики определения оптимального места установки реклоузеров, разработана и опробована на реальном объекте новая эффективная методика нахождения мест установки реклоузеров, рассчитаны режимы и токи коротких замыканий, оценен технико-экономический эффект от внедрения в сеть реклоузеров.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматический ввод резервного источника питания;
АПВ – автоматическое повторное включение;
АО – акционерное общество;
ВКР – выпускная квалификационная работа;
ВЛ – воздушная линия;
ВЭС – восточные электрические сети;
ГСМ – горюче-смазочные материалы;
ЗЭС – западные электрические сети;
КЗ – короткое замыкание;
КЛ – кабельная линия;
КО – Калининградская область;
КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
ЛЭП – линия электропередачи;
НИР – научно-исследовательская работа;
ОВБ – оперативно-выездная бригада;
ОЗ – однофазное замыкание;
ПС – подстанция;
РД – руководящий документ;
РП – распределительная подстанция;
РУ – распределительное устройство;
РЭС – район электрических сетей;
СиПРЭ – схема и программа перспективного развития энергосистемы;
ТП – трансформаторная подстанция;
ФЗП – фонд заработной платы;
ЦП – центр питания;
ЭС – энергосистема;
DES – distributed energy resources (работы, связанные с развитием распределенной энергетики);
DR – demand response (регулирование спроса-генерации электроэнергии);
RES – renewable energy sources (возобновляемая энергетика);
SG – Smart Grid («умные сети»)

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	9
1	Анализ концепции «умных сетей (Smart Grid) в России и мире	10
2	Применение концепции Smart Grid в сетях АО «Янтарьэнерго»	26
3	Предпроектное исследование Гурьевского РЭС	38
4	Выбор оптимального места установки реклоузеров	44
4.1	Выбор оптимального места установки реклоузера на фидере ВЛ 15-46	49
4.2	Выбор оптимального места установки реклоузера на фидере ВЛ 15-47	52
4.3	Выбор оптимального места установки реклоузера на фидере ВЛ 15-51	55
4.4	Выбор оптимального места установки реклоузера на фидере ВЛ 15-53	57
4.5	Выбор оптимального места установки реклоузера на фидере ВЛ 15-142	60
4.6	Выбор оптимального места установки реклоузера на фидере ВЛ 15-145	63
4.7	Выбор оптимального места установки реклоузера на фидере ВЛ 15-261	65
4.8	Выбор оптимального места установки реклоузера на фидере ВЛ 15-262	68
4.9	Выбор оптимального места установки реклоузера на фидере ВЛ 15-46, ВЛ 15-143, ВЛ 15-146	70
5	Анализ режимов работы автоматизируемых реклоузерами фидеров класса напряжения 15 кВ	74
5.1	Расчет токов короткого замыкания	96
6	Технико-экономическое обоснование	97
	Заключение	121
	Список использованных источников	122
	Приложение А	124

ВВЕДЕНИЕ

Система распределительных сетей среднего класса напряжения энергосистемы Калининградской области имеет ряд типичных для данной системы проблем. Однако, географическое положение, особая история региона делает местную энергосистему особенной, добавляя особые, не свойственные другим российским энергосистемам проблемы. Решая их, энергетики используют разные подходы. Одним из них стало развитие концепции «интеллектуальных сетей». В литературе касаемо данной концепции применяются также термины «умная сеть», «Smart Grid».

АО «Янтарьэнерго» создало «пилотную зону» в Мамоновском и Багратионовском РЭС. Эксперимент с установкой реклоузеров дал положительный результат, однако ряд ключевых вопросов требует доработки. Одним из узловых вопрос стал выбор оптимального места установки реклоузеров на фидере.

В данном проекте предстоит рассмотреть трактовку концепции Smart Grid применительно к реалиям энергосистемы АО «Янтарьэнерго», выявить эффективные методы выбора оптимального места установки реклоузера на фидере, проанализировать автоматизируемый Гурьевский РЭС, и, используя полученные результаты определить количество и места установки реклоузеров рассматриваемого объекта, смоделировать возможные режимы, проанализировать «подводные камни» автоматизации.

1 АНАЛИЗ КОНЦЕПЦИИ «УМНЫХ СЕТЕЙ» (SMART GRID) В РОССИИ И МИРЕ

Российские электрические сети всех классов напряжения включают в себя около 2,5 млн км, причем большая часть – это воздушные линии (ВЛ) 6-10-15 кВ, т.е. линии среднего класса напряжения. Поскольку ВЛ – последнее звено в цепи «генерация – потребление электроэнергии», бесперебойность электроснабжения потребителя в значительной мере определяется надежностью работы данных линий. Здесь существует ряд проблем.

Недостаток инвестиций в последние десятилетия привел к практически повсеместному запредельному уровню износа оборудования, а также к так называемой проблеме длинных фидеров [1,2]. Так, показатель износа для АО «Янтарьэнерго» составляет 66-72%, что принципиально не отличается, например, от показателей Сибирского федерального округа (65-75%). Проблема длинных фидеров, в первую очередь, связана с увеличением расстояния от центра питания до наиболее удаленного потребителя. По данным ОАО «РОСЭП», среднее число повреждений, вызывающих отключения в ВЛ напряжением до 35 кВ, составляет 170-350 на 100 км линии в год, причем устойчивых КЗ из них 8%, а переходящих в однофазные (неустойчивые) – 72%. Значительную часть длительных отключений можно предотвратить путем применения средств многократного автоматического повторного включения (АПВ). Однако существующие на сегодняшний день в распределительных сетях средства релейной защиты не позволяют выполнять подобные функции. Решать эту проблему можно, строя дополнительные, так называемые, разукрупняющие подстанции, однако, это не всегда возможно и требует больших капитальных вложений.

Ежегодное старение основных фондов электроэнергетики коррелирует с постоянным ростом потребления электроэнергии. Согласно «Положению о единой технической политике…» свой 30-и летний юбилей отпраздновали 69% ВЛ класса напряжения 35-110 кВ, 57% ВЛ класса напряжения 6-20 кВ и 54% ВЛ класса напряжения 0,4 кВ [3]. С другой стороны наблюдается рост потребления электроэнергии, и, согласно прогнозам Агентства по прогнозированию балансов на период до 2030 года, он достигнет полуторакратного значения при любом из сценариев (умеренном, базовом или максимальном) (рисунок 1.1).

Как показывает практика, модернизировать электрическую сеть в ногу со временем практически невозможно. Так, значения износа для электрооборудования на подстанциях в сетях АО «Янтарьэнерго» составляют 68 %, износ линий электропередач – 72% [4]. В настоящее время рост этих показателей удается сдерживать. Здесь и закладывается основная идея

концепции Smart Grid (Смарт Грид): если нет возможности опережающими темпами модернизировать сеть – ее надо сделать «умнее». Принципы этой концепции подразумевают максимально возможную замену вторжения человека в процесс передачи электроэнергии, в т.ч. обеспечение автоматизированного учета электроэнергии, интеллектуальной защиты, развитие распределенной энергетики (рисунок 1.2, 1.3).

Рисунок 1.1 – Прогноз потребления электрической энергии в России на период до 2030 года

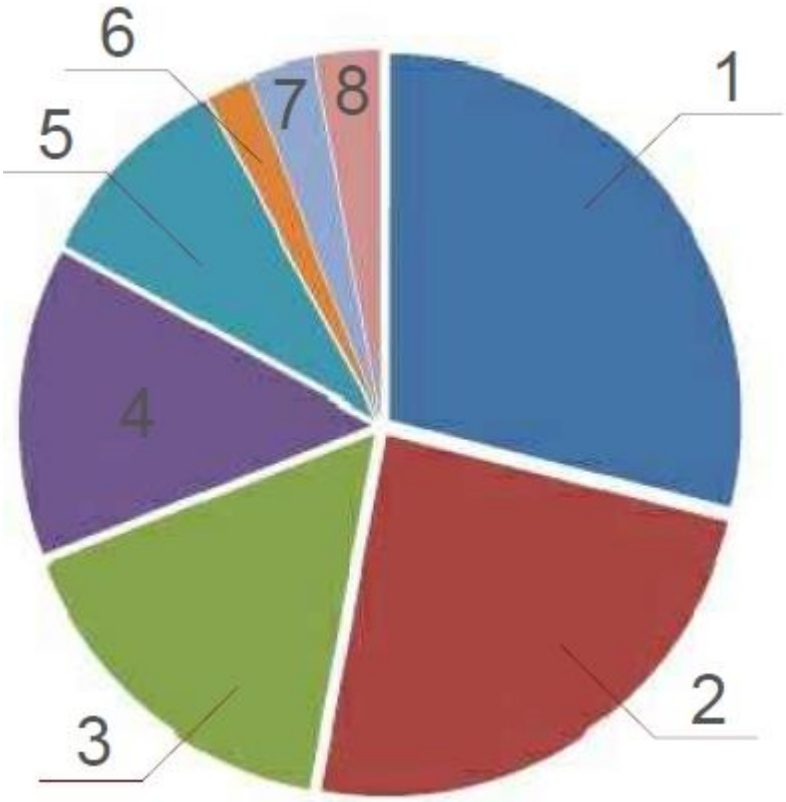

Рисунок 1.2 – Приоритеты внедрения технологий Smart Grid
1 – Автоматизация распределительных сетей/ DA (29%);
2 – Интеллектуальный учет/ AMI (24%);
3 – IT-инфраструктура / DMS, OMS, DRS (16%);
4 – Автоматизация подстанций / SA (14%);
5 – Коммуникации / COM (9%);
6 – Домашние сети / HAN (2%);
7 – Консалтинг (3%);
8 – Прочее (3%)

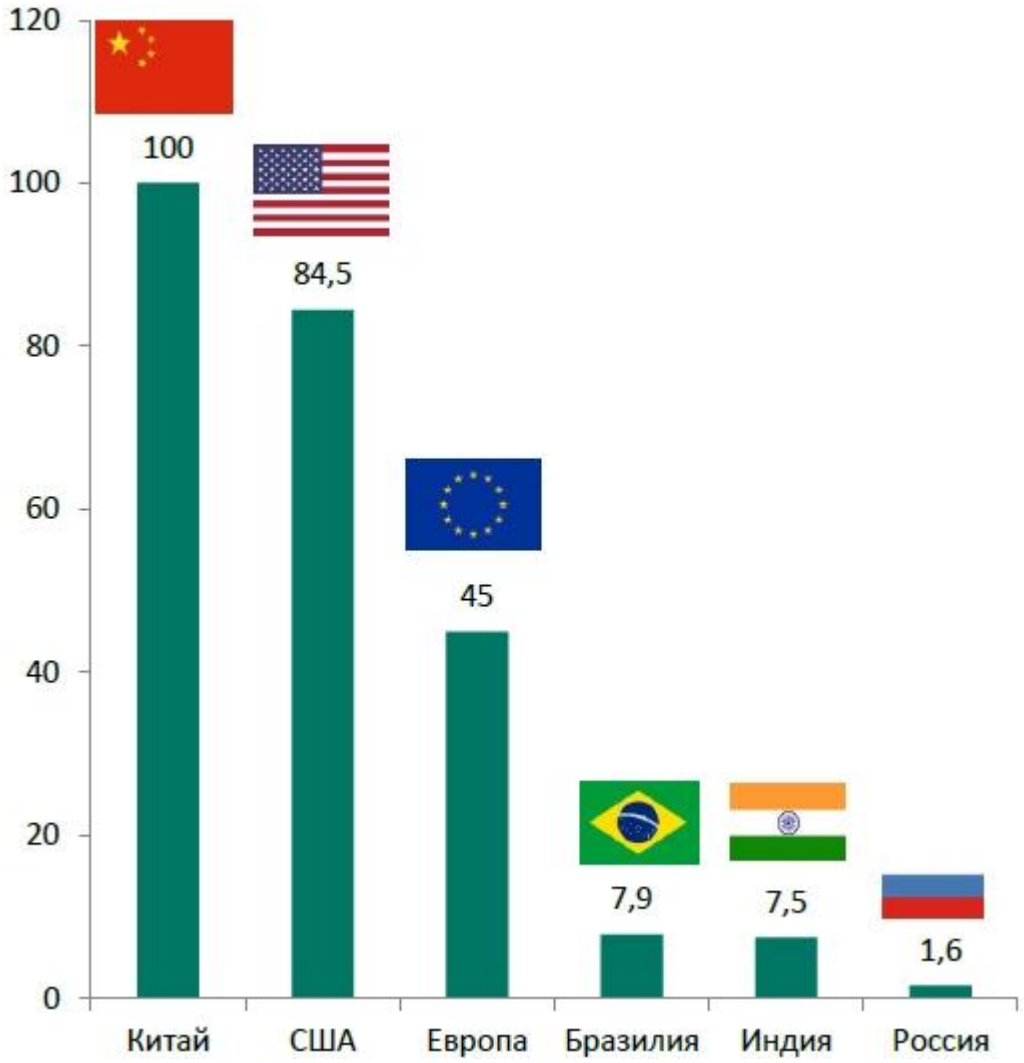

Рисунок 1.3 – Суммарные инвестиции в Smart Grid в 2011-2015 гг.

Наиболее эффективно система Smart Grid развивается в Дании, где «процветает» ветряная энергетика. С 2007 года создание системы в США стало одним из важнейших приоритетов. Повышение надежности энергоснабжения благодаря данной системе позволит стране сэкономить около 1,8 трлн долларов. Лидерами же по капиталовложению в Smart Grid являются Китай (7323 млн $), выше упомянутые США (7092 млн $), Япония (849 млн $), европейская энергосистема (планируется финансирование в размере 750 млн $ в течение 30 лет). России подключается к всеобщему интересу, и в ряде регионов (в т.ч. в Калининградской области) выполняются пилотные проекты, основанные на базовых принципах Smart Grid. Из критики концепции можно выделить тот факт что в отечественной литературе нет единого и однозначного определения концепции Смарт Грид, существуют также мнения о спекуляции самого понятия «Smart Grid» [5].
Согласно зарубежному определению (в частности, согласно интерпретации определения для энергосистем США и ЕС) Smart Grid – это электрическая

сеть, которая способна грамотно интегрировать поведение и действия всех субъектов энергосистемы, подключенных к ней, как генерирующих, так и потребителей, таким образом, чтобы эффективно гарантировать устойчивое, эффективное и безопасное энергоснабжение.

Показателями надежности, принятыми за основные в концепции Смарт Грид являются т.н. индексы SAIFI, SAIDI. SAIFI характеризует среднее число аварийных ситуаций в год, приводивших к нарушениям в электроснабжении и рассчитывается по формуле:

$$SAIFI = \frac{\text{Сумма длительности перерывов электроснабжения}}{\text{Общее число потребителей}} \quad (1.1)$$

Индекс SAIDI показывает среднюю продолжительность отсутствия электроснабжения по отношению к одному потребителю и рассчитывается по формуле:

$$SAIDI = \frac{\text{Общее число поврежденных потребителей}}{\text{Общее число потребителей}} \quad (1.2)$$

Сравнение значений показателя надежности SAIDI представлено на рисунках 1.4, 1.5, 1.6.

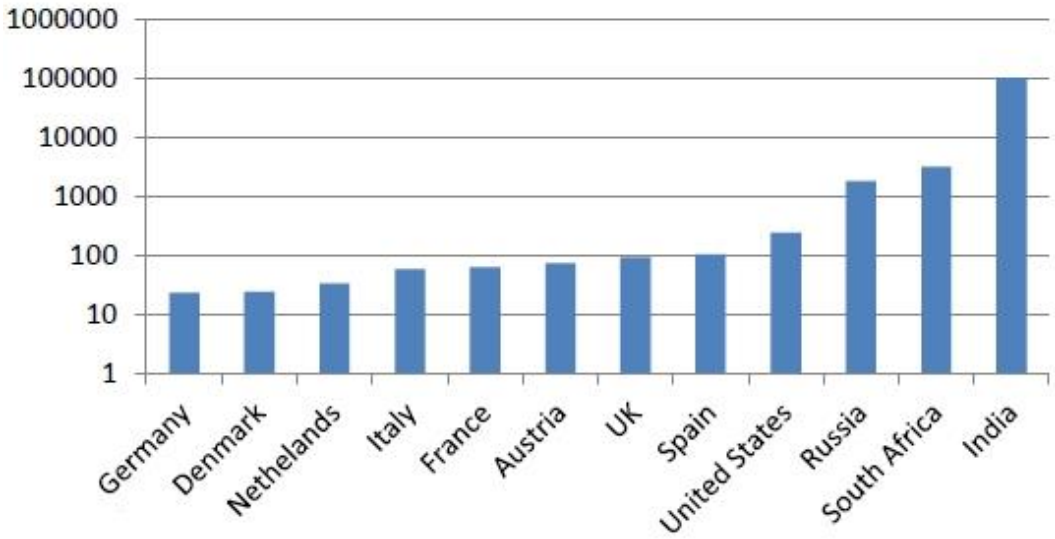

Рисунок 1.4 – Показатель SAIDI в минутах для разных стран

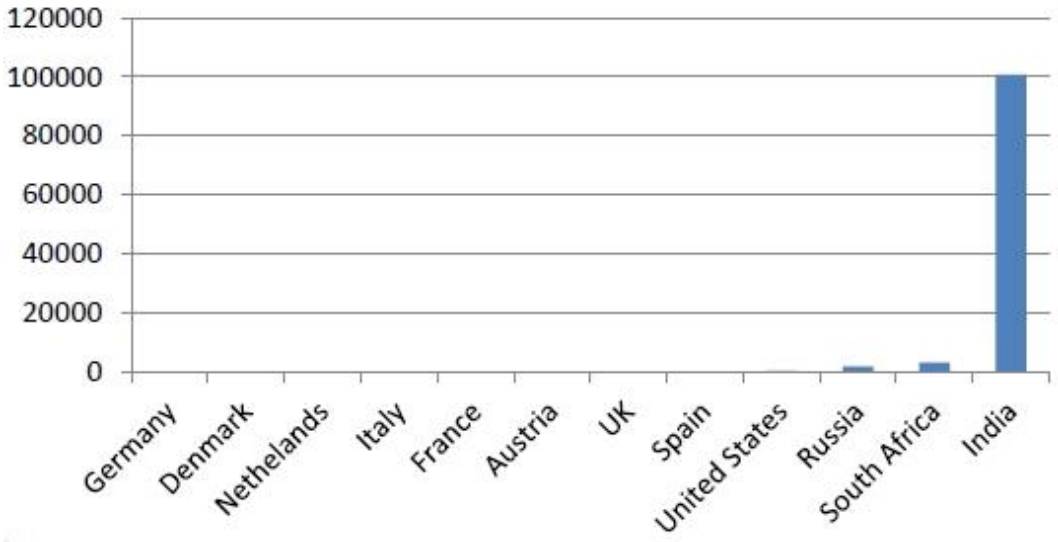

Рисунок 1.5 – Показатель SAIDI в минутах для стран-лидеров по электрической надежности сетей

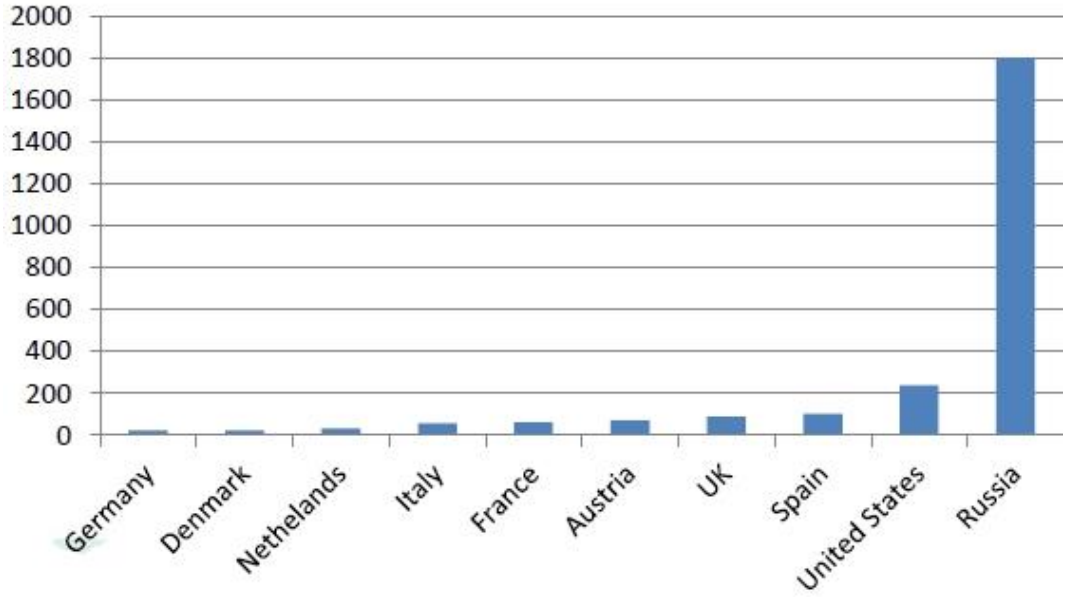

Рисунок 1.6 – Показатель SAIDI в минутах для России и стран-лидеров по электрической надежности сетей

Показатели достижения целей, предполагаемых следованию данной концепции в США:

– снижение длительности перерывов элеткроснабжения (индекс SAIDI): 20%

– для наиболее ответственных потребителей снижение SAIDI: 98%

– сокращение пиковых нагрузок: 20%

Одним из проектов в рамках реализации концепции Smart Grid в США стало создание интеллектуальной сети города Чаттануга (штат Теннесси). Объем инвестиций в программу составил 300 млн $ (из которых объем господдержки 111 млн $). Длина проложенных оптоволоконных линий составила 10380 км, 170 фидеров были модернизированы с установкой 1200

реклоузеров [6]. Результатом реализации программы стали следующие показатели.

1. Годовая экономия электроэнергии: 3,3 кВт·час/потребитель/год.
2. Экономия перерывов электроснабжения 26,5 минут/потребитель/год.

Чтобы оценить эффект от реконструкции сети вводят дополнительные индексы надежности, такие как индексы RNRE (relative network reconstruction efficiency) и ARAE (average recloser application efficiency).

RNRE (relative network reconstruction efficiency) – относительная эффективность реконструкции сети рассчитывается по формуле:

$$RNRE = 1 - \frac{SAIFI}{SAIFI\ (0)}, \tag{1.3}$$

где SAIFI (0), SAIFI – среднее количество установившихся повреждений в год на одного потребителя до и после автоматизации сети соответственно.

Индекс RNRE характеризует насколько улучшился индекс SAIFI после реконструкции по сравнению с ситуацией до реконструкции.

ARAE (average recloser application efficiency) – средняя эффективность применения реклоузеров:

$$ARAE = RNRE \cdot \frac{F}{R}, \tag{1.4}$$

где F – количество фидеров, входящих в реконструируемую сеть, R – количество установленных реклоузеров в реконструированной сети.

В зависимости от применяемых видов электрических сетей (радиальная, кольцевая, смешанная сеть) кривые индексов принимают следующий вид (рисунок 1.7, 1.8).

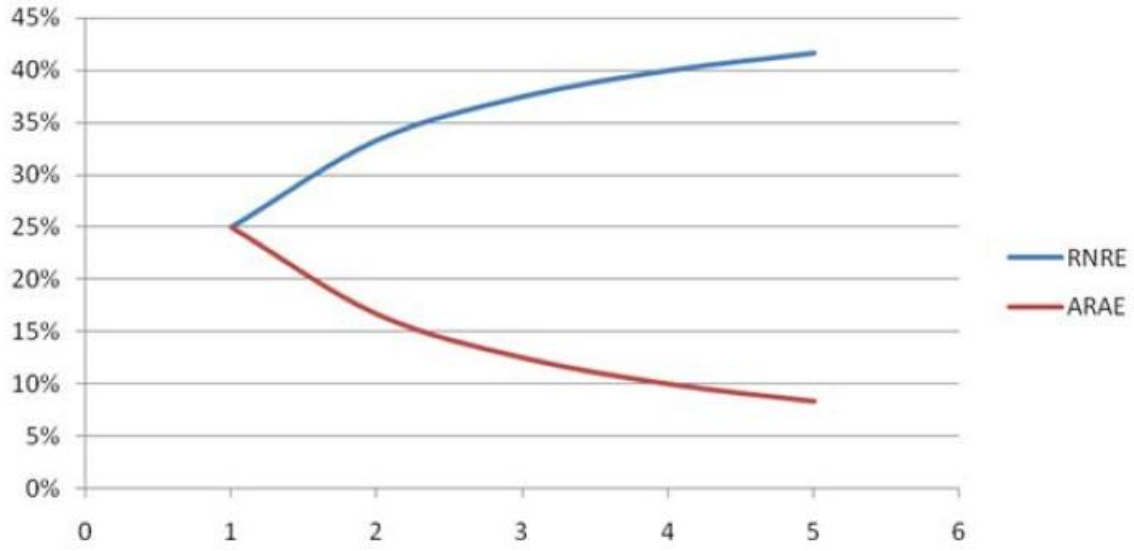

Рисунок 1.7 – Индексы RNRE и ARAE для радиальной сети в зависимости от количества установленных реклоузеров

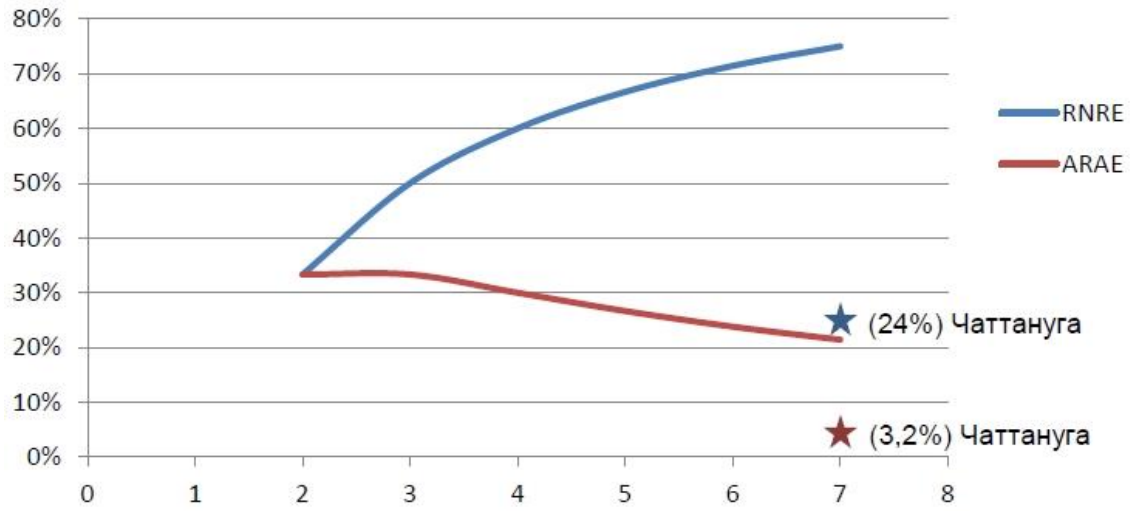

Рисунок 1.8 – Индексы RNRE и ARAE для кольцевой сети в зависимости от количества установленных реклоузеров

Проанализировав опыт внедрения реклоузеров в различные конфигурации сетей (рисунки 1.9, 1.10, 1.11, 1.12, таблица 1.1) с помощью получения расчетных индексов RNRE и ARAE можно тезисно выделить несколько позиций.

1. Применение более двух реклоузеров в магистрали радиального фидера неэффективно.
2. Эффективность автоматизации радиальных фидеров ниже, чем кольцевых или смешанных конфигураций сетей.
3. Эффективность автоматизации смешанных сетей находится на уровне кольцевых.

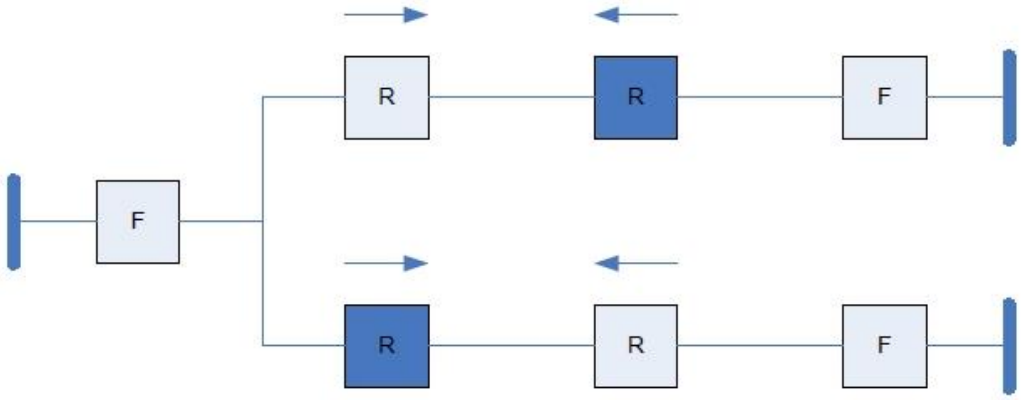

Рисунок 1.9 – Пример смешанной сети №1. Конфигурация с двумя реклоузерами на каждом фидере

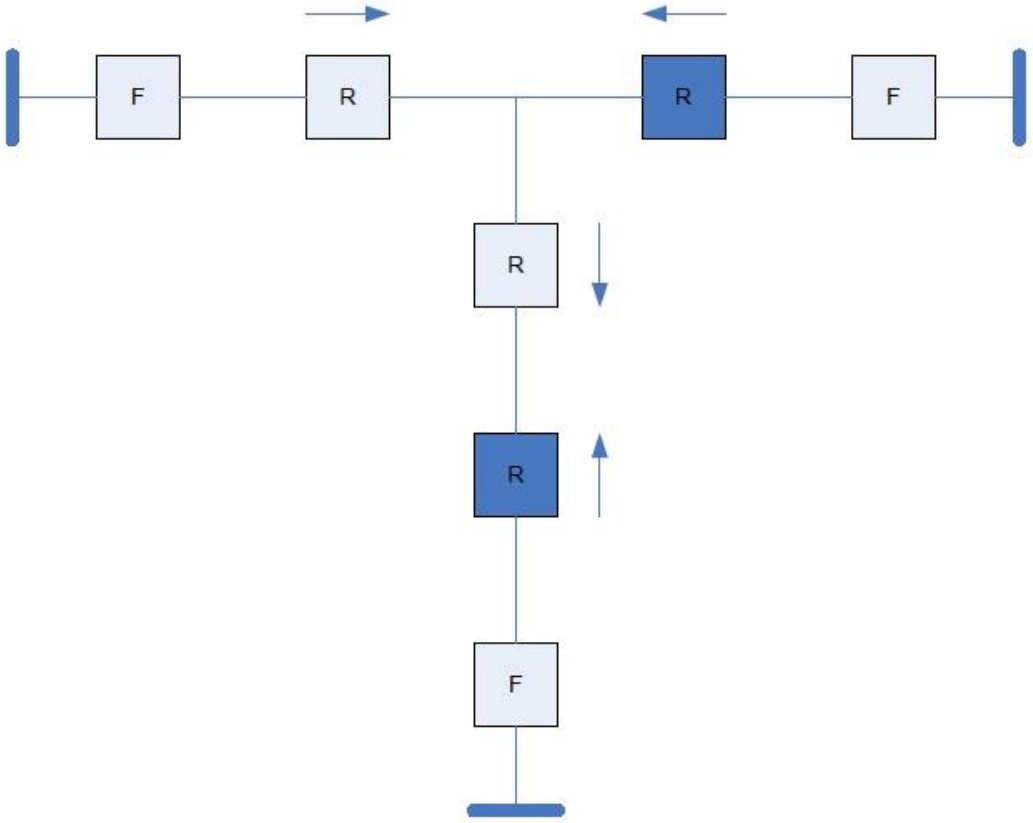

Рисунок 1.10 – Пример смешанной сети №2

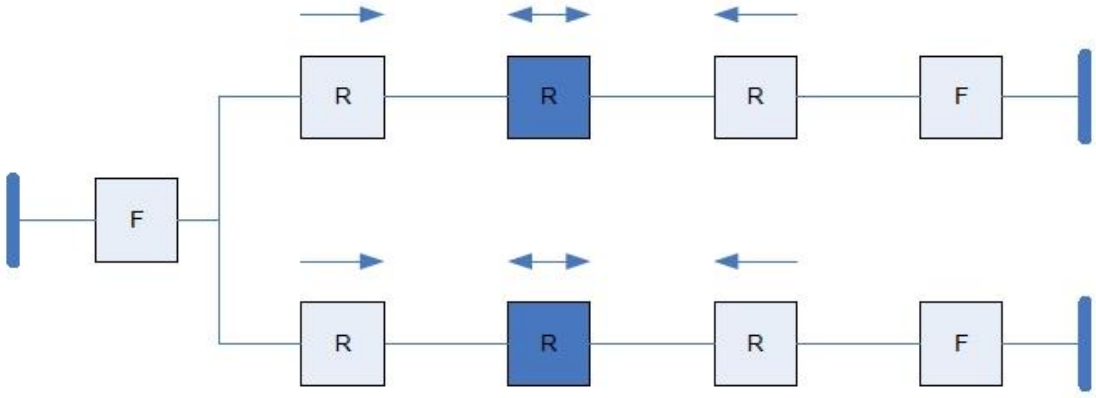

Рисунок 1.11 – Пример смешанной сети №3. Конфигурация с тремя реклоузерами на каждом фидере

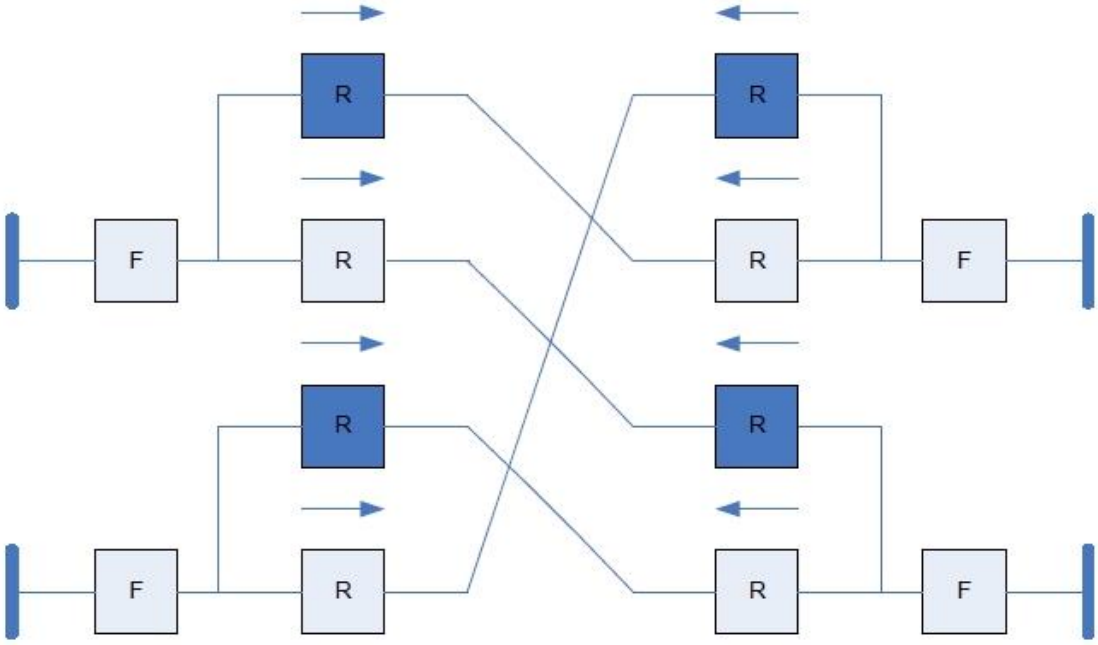

Рисунок 1.12 – Пример схемы смешанной сети №4

Таблица 1.1 – Индексы RNRE и ARAE для рассматриваемых примеров смешанной сети

Схема	RNRE,%	ARAE,%
Схема №1	40	30
Схема №2	40	30
Схема №3	57	29
Схема №4	50	25

Что же европейский опыт? В целом, европейская трактовка понятия Smart Grid ментально близка к американской. Основной уклон развития концепции связан с внедрением интеллектуальных приборов учета (smart meters), интегрированных систем учета и управления (integrated system), автоматизацией распределительных сетей среднего класса напряжения (distribution automation), развитием системы «умных домов» (home application), а также вытеснение человеческого участия из таких сфер энергетики, как передача и накопление электроэнергии (transmission automation и storage соответственно). На рисунках 1.13, 1.14 наглядно представлено соотношение вложений во все эти сферы концепции Smart Grid в странах Европы.

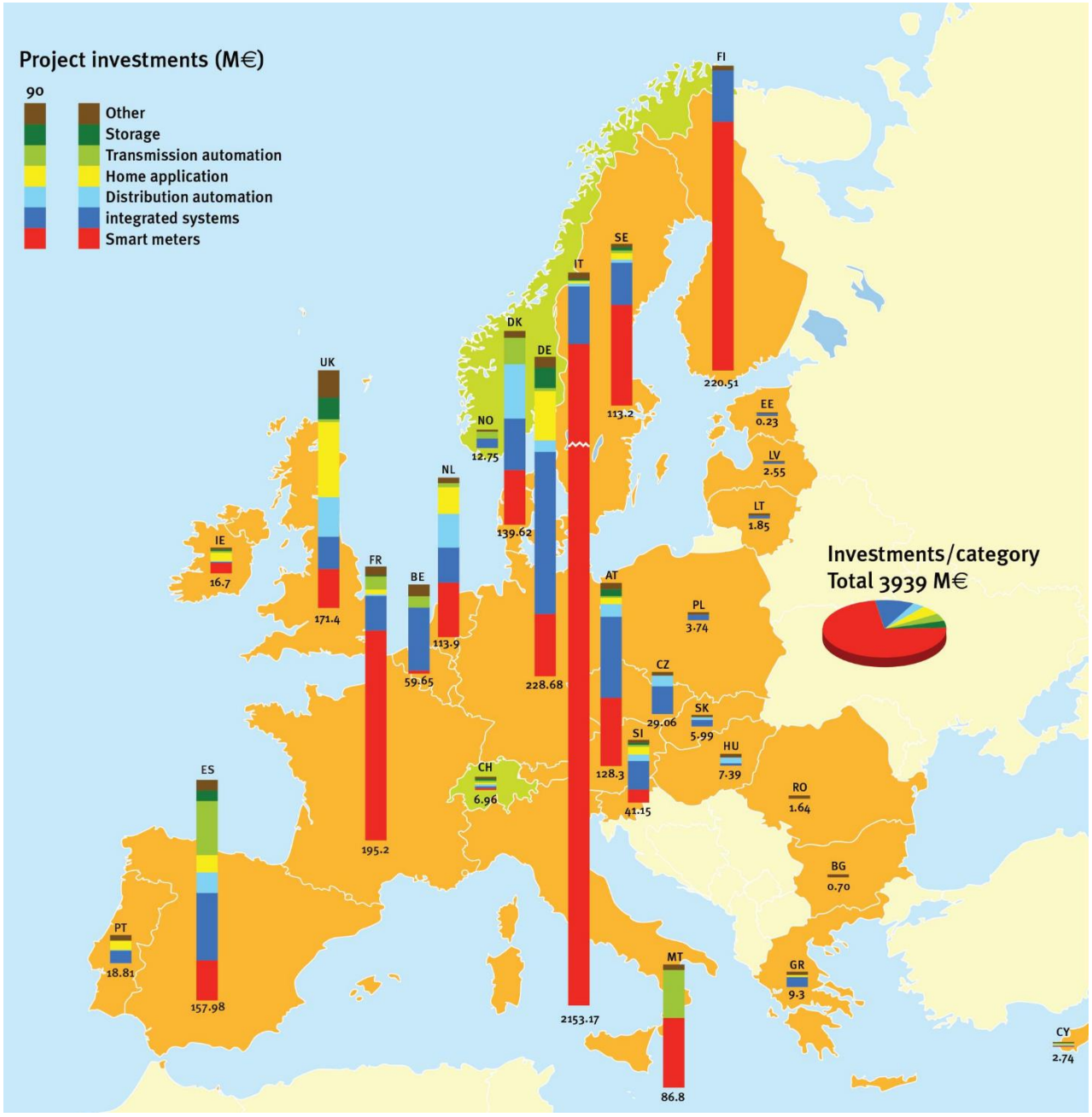

Рисунок 1.13 – Соотношение инвестиции по сферам концепции Smart Grid

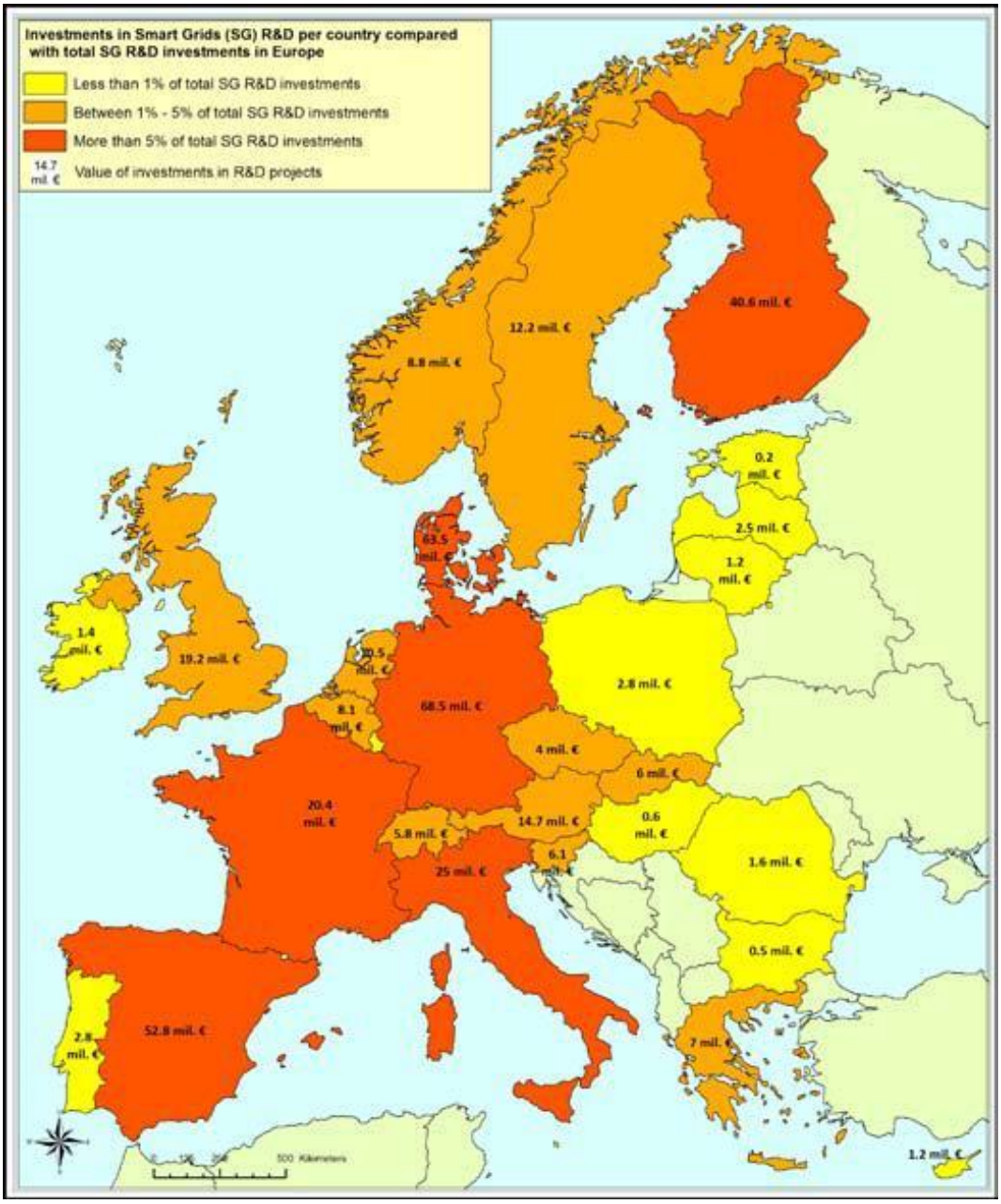

Рисунок 1.14 – Вложения в НИР по Smart Grid в Европе

Тезисно можно выделить три направления в концепции Smart Grid.

1. Работы, связанные с развитием распределенной энергетики – DES (distributed energy resources).

2. Возобновляемая энергетика – RES (renewable energy sources).

3. Регулирование спроса-генерации электроэнергии – DR (demand response).

Количество проектов и суммарный объем инвестиций в них среди стран Европы представлены на рисунках 1.15, 1.16.

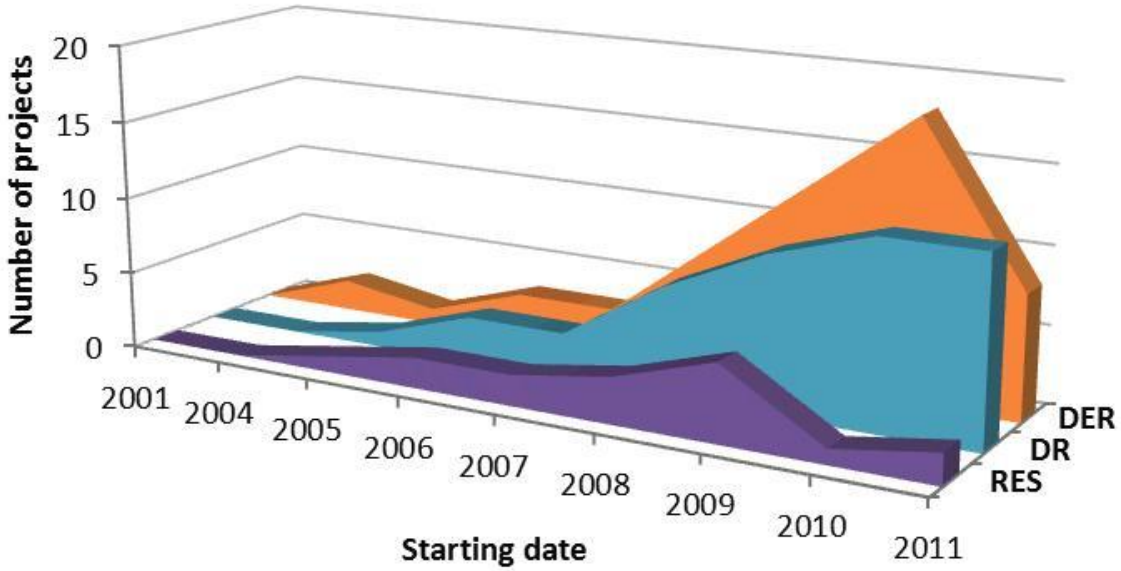

Рисунок 1.15 – Динамика количества проектов «умных сетей» в странах Европы

DES – работы, связанные с развитием распределенной энергетики;

RES – возобновляемая энергетика;

DR – регулирование спроса-генерации электроэнергии

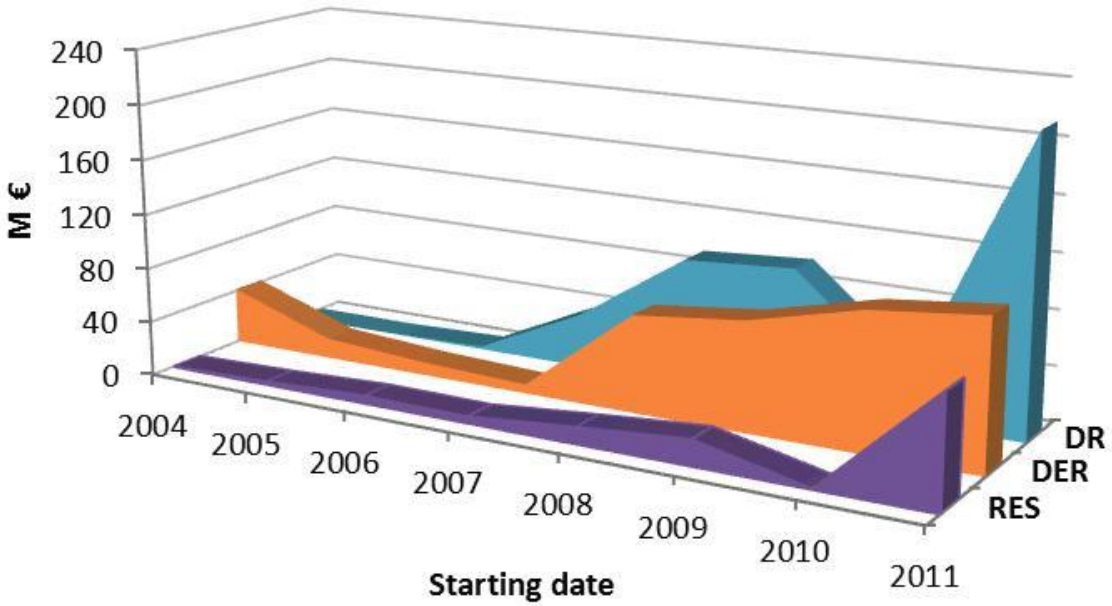

Рисунок 1.16 – Динамика суммарных вложений в проекты «умных сетей» в странах Европы, млн $

DES – работы, связанные с развитием распределенной энергетики;

RES – возобновляемая энергетика;

DR – регулирование спроса-генерации электроэнергии

Проекты также можно классифицировать на три подгруппы – научно-исследовательские работы (R&D, НИР), демонстрационные проекты (пилотные версии, модели) (demonstration), а также само развертывание проектов «умных сетей» в энергосистемах – т.н. размещение (deployment) [7]. Дания особенно выделяется по количеству НИР, связанных с концепцией Smart Grid. Это связано по большей части с тем, что в этой стране «процветает» ветряная энергетика (напомним, что это одновременное развитие распределенной энергетики вкупе с использованием возобновляемых источников энергии), и львиную долю всей генерации составляет «чистая» энергия ветра. Также в лидерах по развитию Smart Grid являются Испания, Германия и Великобритания (рисунок 1.17).

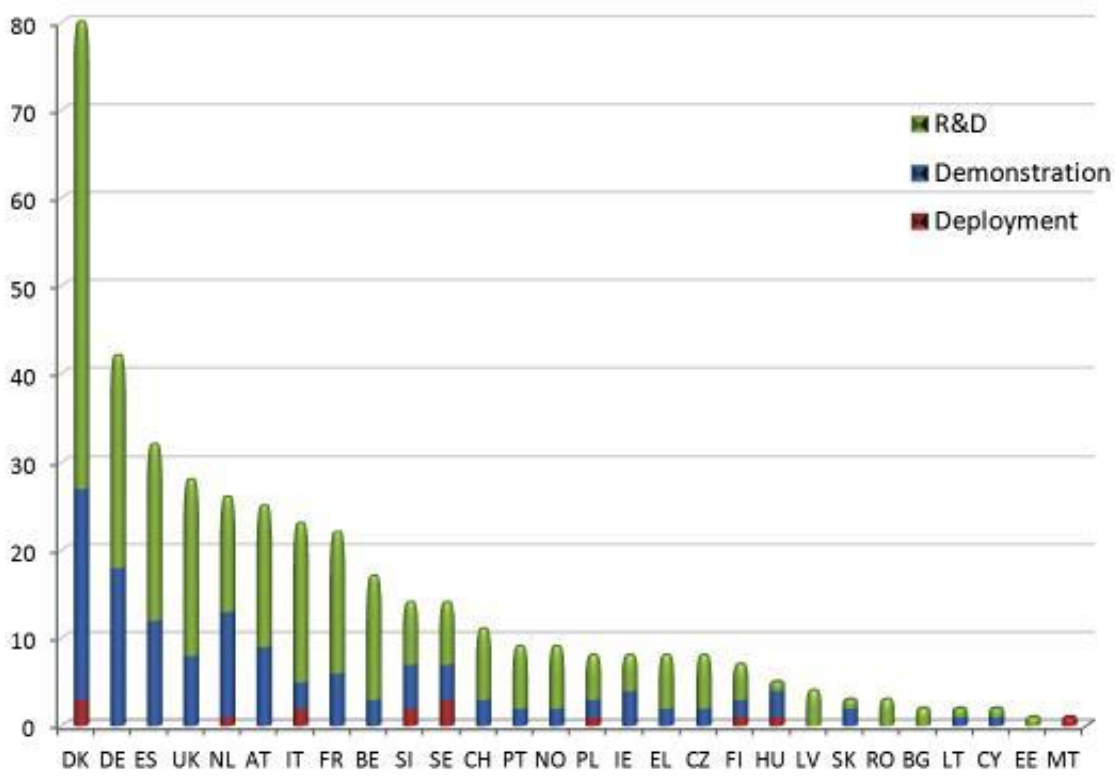

Рисунок 1.17 – Соотношение НИР, моделей и «пилотных» проектов Smart Grid в странах Европы

R&D – научно-исследовательские работы;

Demonstration – демонстрационные проекты (пилотные версии, модели);

Deployment – развертывание проектов «умных сетей» в энергосистеме

В России в последние годы наблюдается растущий интерес к концепции Смарт Грид, и в ряде регионов выполняются т.н. «пилотные» проекты, основными целями которых является тиражирование положительного эффекта от автоматизации сети и улучшение показателей надежности (вышеупомянутые индексы SAIDI и SAIFI). Зачастую эти проекты представляют собой автоматизацию проблемных участков распределительной сети коммутационными аппаратами нового типа –

реклоузерами. Ввиду непростой политической обстановки в мире и набравшему ход импортозамещению следует отметить тот факт, что в России есть компания, активно занимающаяся разработкой и установкой вышеупомянутых реклоузеров – «Таврида Электрик» в 2000 году представила первый аппарат [8,9]. Компания помимо российского рынка работает над зарубежными проектами (рисунок 1.18, таблица 1.2).

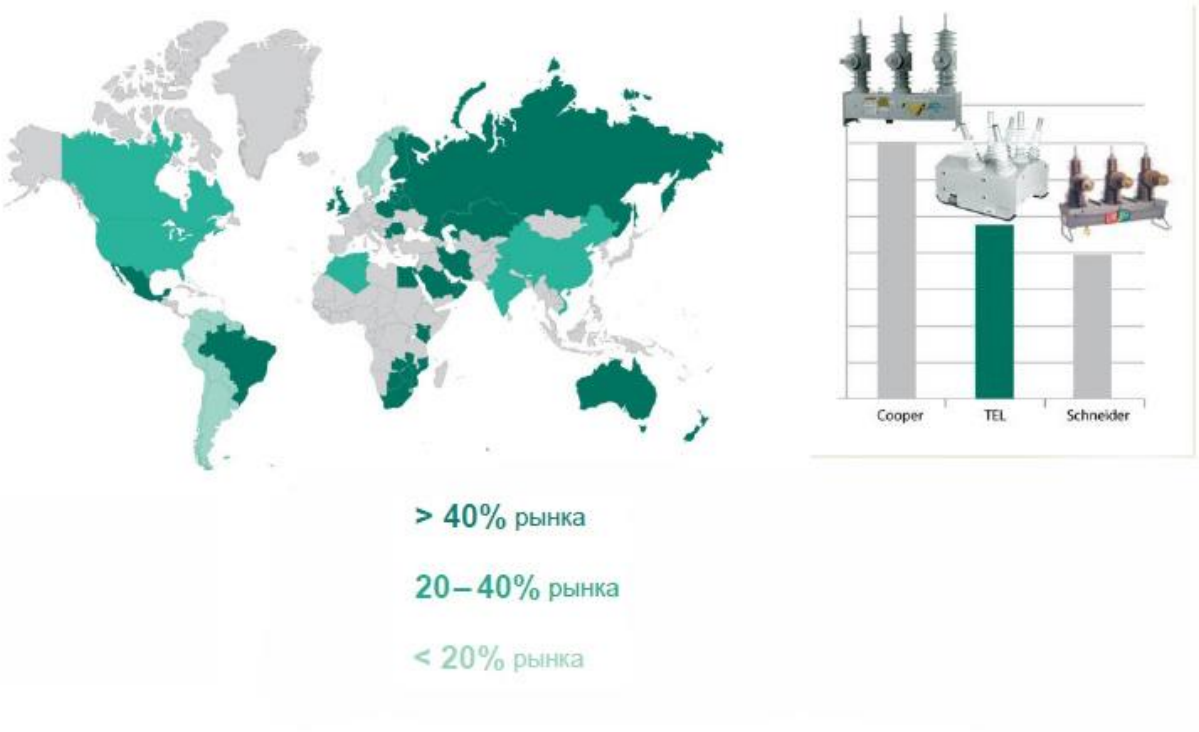

Рисунок 1.18 – Реклоузеры «Тавриды Электрик» на мировом рынке в сравнении с другими компаниями

Таблица 1.2 – Поставки российских реклоузеров в мире

Регион	Количество реклоузеров, шт
Мехико	4500
Россия	4000
Сан-Паоло	4000
Австралия	3000
США	1200
Казахстан	400

В отечественной литературе, как ранее было сказано, нет единого и четкого определения для концепции Smart Grid. Авторы сходятся в эпитете «интеллектуальная» для сети, однако, касаемо слов «революционный» и «инновационный» подход, предполагаемый концепцией, возникают споры. Как видно из зарубежного опыта, основной посыл всех проектов «умных» сетей направлен на рациональное использование ресурсов (уменьшение потерь от недоотпуска, снижение времени восстановления электроснабжения, решение проблемы хищения электроэнергии («умные»

счетчики), развитие альтернативных источников энергии так, где это возможно (Дания, как пример) лишь доказывает этот тезис). Собственно, один из «узловых» вопросов – выбор оптимального места установки реклоузеров (далее будет рассмотрено) также связан с уменьшением потерь от суммарного недоотпуска электроэнергии. Принцип телеуправления вакуумными выключателями реклоузера также связан с экономией – уменьшается время локализации поврежденного участка сети. В результате мы получаем наложение на уже существующую систему «генерация-потребление» еще одной – информационной [5]. Отсюда следует вывод, что определение концепции Smart Grid как эволюционное более корректно, нежели революционное как в отечественной, так и в зарубежных трактовках.

2 ПРИМЕНЕНИЕ КОНЦЕПЦИИ SMART GRID В СЕТЯХ АО «ЯНТАРЬЭНЕРГО»

Существующая система распределительных сетей среднего класса напряжения в энергосистеме (ЭС) Калининградской области (КО) имеет ряд как типичных, так и не свойственных другим отечественным энергосистемам проблем [1]. К повсеместной проблеме длинных фидеров, связанной с высокими показателями износа коммутационного и иного оборудования (рост износа на данный момент удается сдерживать), высокими показателями потерь электроэнергии [4] и времени восстановления электроснабжения, низкими показателями надежности, если сравнивать с зарубежными энергосистемами, прибавляются важные особенности калининградской энергосистемы – политические, географические и исторические. ЭС КО зависима от поставок энергоресурсов из-за рубежа ввиду своего положения-анклава [10]. Дамокловым мечом висит возможность изолированного режима калининградской ЭС, связанная с политикой интеграции прибалтийских стран-соседей КО с энергосистемой Европы. Кроме того, стоит добавить, что распределительная система класса напряжения 15 кВ – уникальная для российской энергетики сеть, оставшаяся с довоенных времен. «В наследство высший дар приемля» (цитируя поэта, не жившего, однако, в данном регионе), энергетики получили ряд проблем, связанный со сложностью выбора оборудования, соответствующего данному классу напряжения (коммутационное оборудование и силовые выключатели, а также трансформаторы, которым отведена важнейшая роль в системах энергообеспечения) [11].

Для решения вышеперечисленных проблем АО «Янтарьэнерго» решило следовать концепции «умных сетей», реализовав пилотный проект в объединенных после Мамоновском и Багратионовском РЭС (районы электрических сетей), а также точечно установив реклоузеры на проблемных участках в других РЭС ЭС КО. При этом преследовались следующие цели:

1. Снижение недоотпуска электрической энергии при аварийных и плановых отключениях, снизить потери в электрической сети, повысив надежность [12].

2. Снизить затраты на отыскание и устранение повреждений, сделать сеть гибкой.

Эти задачи решались путем снижения времени восстановления электроснабжения потребителей при аварийных отключениях, секционированием длинных (зачастую – буквально) фидеров т.о., чтобы появлялась возможность сохранять электроснабжение части потребителей, а также автоматическим отключением поврежденного участка сети, что экономило время и средства, которые расходовались прежде на локализацию аварий.

Кроме того, АО «Янтарьэнерго» преследовало за цель выявление положительного эффекта от внедрения в распределительные сети среднего класса напряжения реклоузеров для дальнейшего тиражирования опыта другим сетевым организациям и создания инициатив для корректировки действующих технических регламентов [4].

Выбор «пилотной зоны» проекта автоматизации в Мамоновском и Багратионовском РЭС предопределило дальнейшее объединение районов в единые Межрайонные сети с созданием единого диспетчерского центра, а также опыт установки реклоузеров персоналом. Первый в КО реклоузер был установлен именно в Мамоновском РЭС в 2007 году. Опыт оказался положительным – секционирование фидера 15-09 позволило решить ряд проблем, описанных выше. К линии было подключено около 3000 жителей Ладушкина, пос. Ново-Московское, пос. Ушаково, пос. Ульяновка и др. населенных пунктов, при повреждении которой выходило из строя 44 трансформаторных подстанции (ТП). Протяженность фидера составляла 33 км, что означало длительную локализацию повреждения. Результатом автоматизации стало сокращение времени восстановления электроснабжения в несколько раз – с 6 до 2 часов, суммарный недоотпуск электроэнергии с 45 до 28 тыс. кВт·ч.

Автоматизируя «пилотную зону» АО «Янтарьэнерго» ориентировалось на конкретные цифры – так, значение потерь электрической энергии должно было снизиться с 27(!) % до 10%, а количество отключений потребителей в год с 11,9 до 3,1. На момент начала реализации программы Smart Grid в сетях 15 кВ уже находилось в эксплуатации 49 реклоузеров (рисунок 2.1,таблица 2.1).

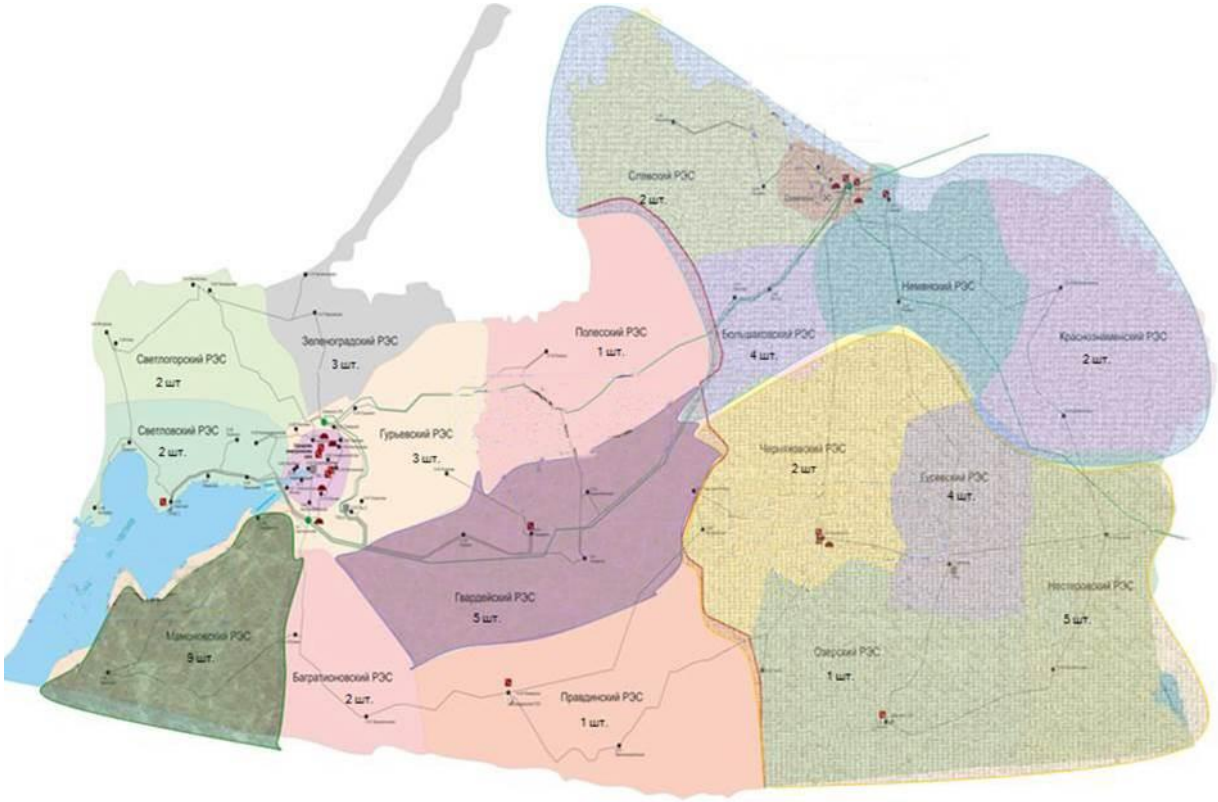

Рисунок 2.1 – Карта КО с делением на РЭС с указанием установленных реклоузеров на момент начала автоматизации «пилотной зоны» Smart Grid

Таблица 2.1 – График установки реклоузеров в ЭС КО

№ п/п	Наименование РЭС	ВЛ 15 кВ	Кол-во ТП, шт.	Кол-во откл. ВЛ 2003-2009 гг.	Кол-во реклоузеров, шт	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Черняховский РЭС	15-488	10	6	1					1		
2		15-486	18	6	2				1		1	
3	Славский РЭС	15-337	26	10	1		1					

Продолжение таблицы 2.1

4		15-331	21	6	1				1			
5		15-340	24	17	3			1		2		
6		15-334	10	10	1				1			
7	Озёрский РЭС	15-401	29	8	2		1			1		
8		15-406	28	13	1	1						
9	Нестеровский РЭС	15-442	19	20	2			1		1		
10		15-451	24	4	1			1				
11		15-452	24	8	1			1				
12		15-456	24	17	1		1					
13		15-443	18	10	3			1			2	
14	Неманский РЭС	15-373	11	9	1				1			
15		15-310	31	9	2	1				1		
16	Краснознаменский РЭС	15-323	32	5	1		1					
17		15-326	25	12	1		1					

Продолжение таблицы 2.1

18		15-328	11	9	1				1			
19	Гусевский РЭС	15-466	30	8	1	1						
20		15-468	22	1	3				1			
21	Большаковский РЭС	15-341	36	8	4	1				3		
22		15-390	13	20	3				1		2	
23		15-356	10	26	1				1			
	ИТОГО по ВЭС:				**50**	**4**	**5**	**5**	**8**	**9**	**5**	

Данные, которыми характеризовались районы, нельзя было назвать выдающимися:

- успешность АВП – 42%;
- удельной повреждаемость 0,21 аварий/км/год;
- среднее время восстановления электроснабжения 5,43 ч.
- отсутствовала возможность индикации однофазных коротких замыканий (ОЗ)

Соотношения аварийных отключений ВЛ 15 кВ по месту и причине возникновения, а также соотношения поиска, локализации и ремонта аварийного участка к полному времени восстановления электроснабжения для фидеров Мамоновского РЭС представлены на рисунках 2.2, 2.3, 2.4.

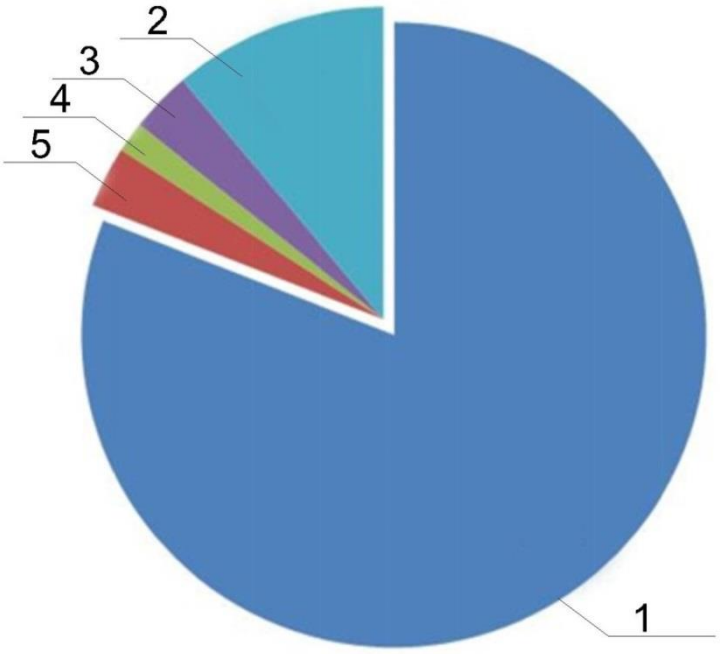

Рисунок 2.2 – Аварийные отключения ВЛ 15 кВ по месту возникновения

1 – Линия 15 кВ (81%); 2 – КТП после предохранителя (11,1%);

3 – КТП до предохранителя (3,2%); 4 – Разъединитель (1,6%);

5 – Подстанция (3,2%)

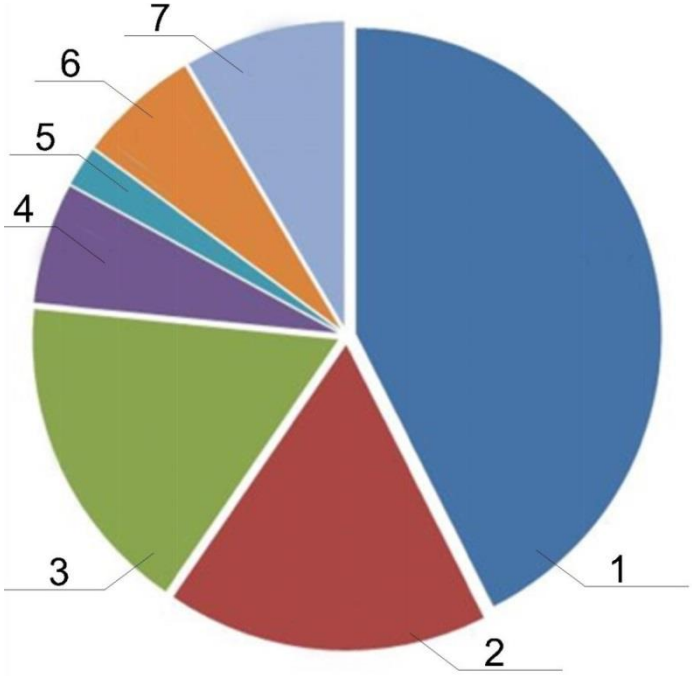

Рисунок 2.3 – Аварийные отключения ВЛ 15 кВ по причине возникновения

1 – Короткое замыкание (КЗ) (42,6%); 2 – Однофазное замыкание на землю (ОЗЗ) (17%); 3 – Обрыв (17%); 4 – КЗ + обрыв (6,4%);

5 – КЗ+ОЗЗ (2,1%); 6 – Обрыв + ОЗЗ (6,4%); 7 – другое (8,5%)

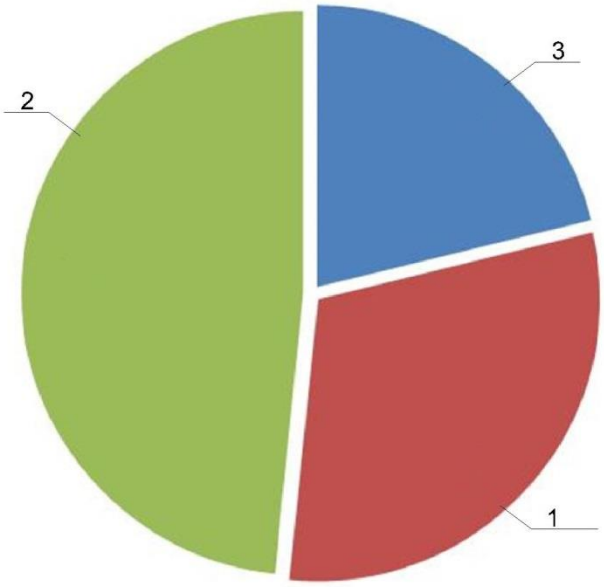

Рисунок 2.4 – Диаграмма соотношения поиска, локализации и ремонта аварийного участка к полному времени восстановления электроснабжения

1 – время поиска (31%);

2 – время ремонта (48%);

3 – время локализации (21%)

Общие сведения по «пилотной зоне» в КО вместе с параметрами и характеристикой Мамоновского РЭС представлены в таблицах 2.2, 2.3, 2.4.

Таблица 2.2 – Общие сведения по «пилотной зоне» в Калининградской области

Количество питающих ПС 110 кВ	5 шт.
Количество РП 15 кВ	12 шт.
Количество фидеров 15 кВ	39 шт.
Общая длина воздушных линий 15 кВ	533 км
Общая длина кабельных линий 15 кВ	19 км
Количество ТП 15/0,4 кВ	565 шт.
Количество реклоузеров (на момент начала проекта)	11 шт.
Количество линейных разъединителей	149 шт.
Общая численность бытовых потребителей	>50000 чел.

Таблица 2.3 – Параметры пилотной зоны автоматизации

Уровень потерь электроэнергии,%	26
Количество отключений в год (SAIFI)	11,9
Длительность отключений в год (SAIDI)	29,5
Средняя длительность ликвидации аварии за последние 3 года,ч	5,43
Удельная повреждаемость, аварий/км/год	0,21
Успешность первого АПВ,%	42

Таблица 2.4 – Характеристика Мамоновского РЭС

Количество питающих ПС 110 кВ (типа «О»)	4 шт.
Количество РП 15 кВ (ПС типа «В»)	9 шт.
Количество фидеров 15 кВ	23 шт.
Общая длина воздушных линий 15 кВ	312 км
Общая длина кабельных линий 15 кВ	28 км
Количество КТП 15/0,4 кВ	302 шт.
Количество реклоузеров	9 шт.
Количество линейных разъединителей	79 шт.
Количество отпаечных разъединителей	259 шт.

Математическая модель типового фидера Мамоновского РЭС вместе с его параметрами представлены на рисунке 2.5 и таблице 2.5.

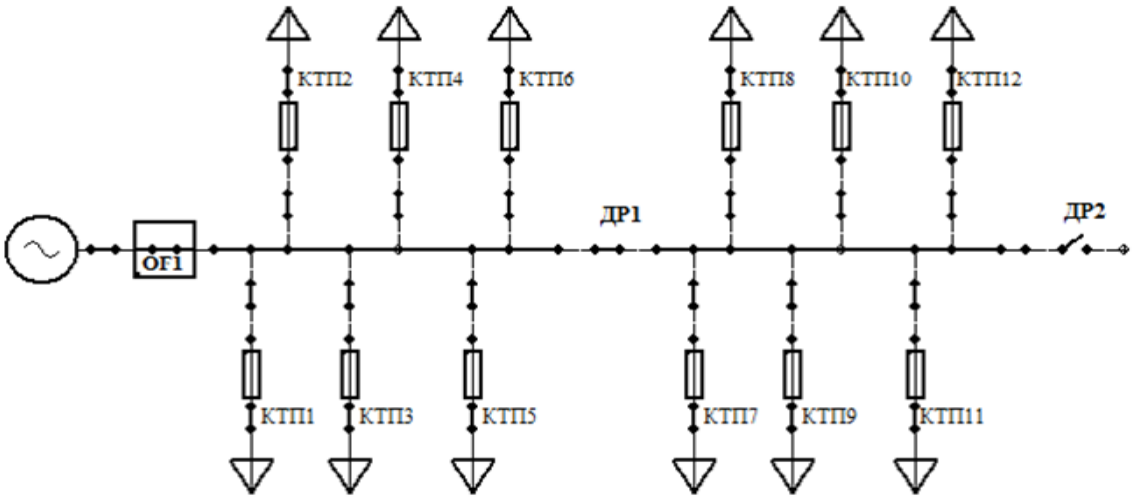

Рисунок 2.5 – Математическая модель типового фидера Мамоновского РЭС

Таблица 2.5 – Данные типового фидера Мамоновского РЭС

Длина, км	13,6
Количество трансформаторов 15/0.4 кВ, шт.	13,1
Количество отпаечных разъединителей, шт.	11,3
Количество линейных разъединителей, шт.	1
Количество РП 15 кВ, шт.	0,4
Количество питающих центров 110 кВ, шт.	1

Показатели надежности Мамоновского РЭС относительно энергосистем других стран представлены на рисунке 2.6.

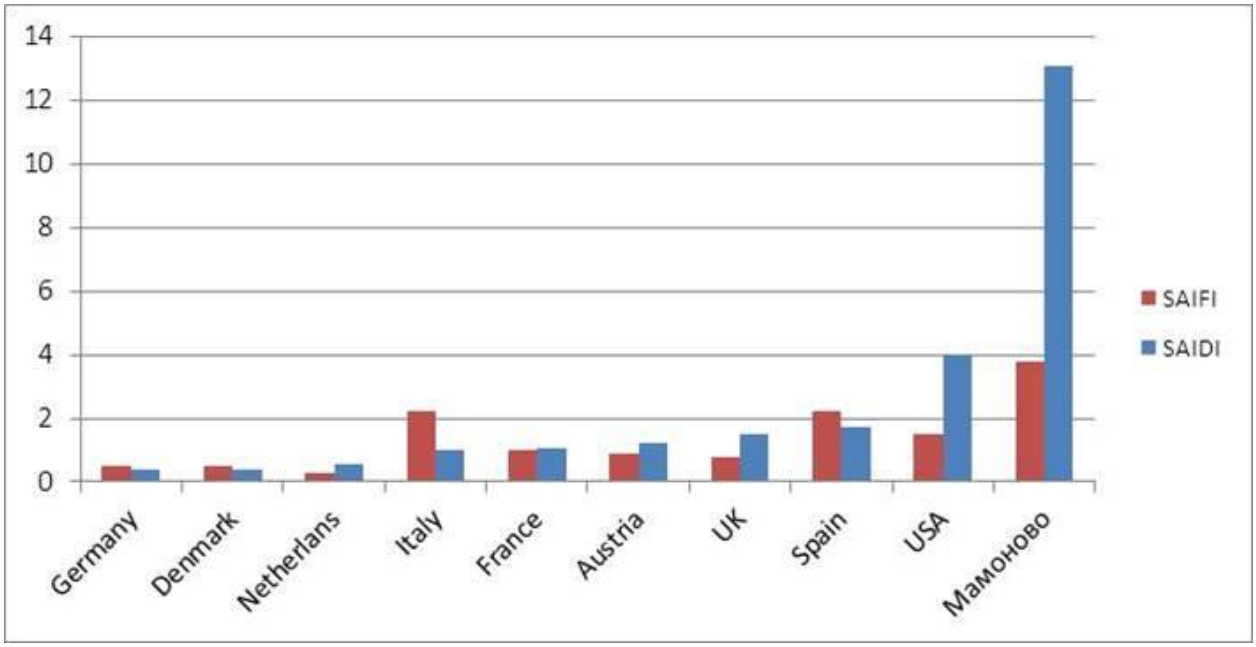

Рисунок 2.6 – Суммарные показатели надежности SAIFI/SAIDI Мамоновского РЭС в сравнении с различными странами мира

В рамках реализации программы автоматизации Мамоновского и Багратионовского РЭС было установлено 42 реклоузера и произведена наладка системы SCADA. Проект состоит из нескольких этапов (рисунок 2.7). В результате, за этим техническим условием шлейфом шли другие, решающие проблемы, описанные в начале главы. Тезисно:

- созданы автоматизированные кольцевые фидера;
- установленные реклоузеры служили как для секционирования длинного фидера, так и выполняли функции АВР (в отдельных случаях);
- введено двухкратное АПВ на реклоузерах;
- началась реконструкция центров питания (ЦП) с внедрением двухкратного АПВ;
- созданы новые связи, делающие сеть гибче;

- во многих местах произведена реконфигурация сети наиболее оптимальным образом (гибкость распределительной сети).

Рисунок 2.7 – Этапы проекта Smart Grid в ЭС КО

Автоматизация пилотных РЭС дала положительный эффект. Среднее время восстановления электроснабжения снизилось в несколько раз (рисунок 2.8). Поменялся сам принцип поиска поврежденного участка и работы оперативной бригады [13].

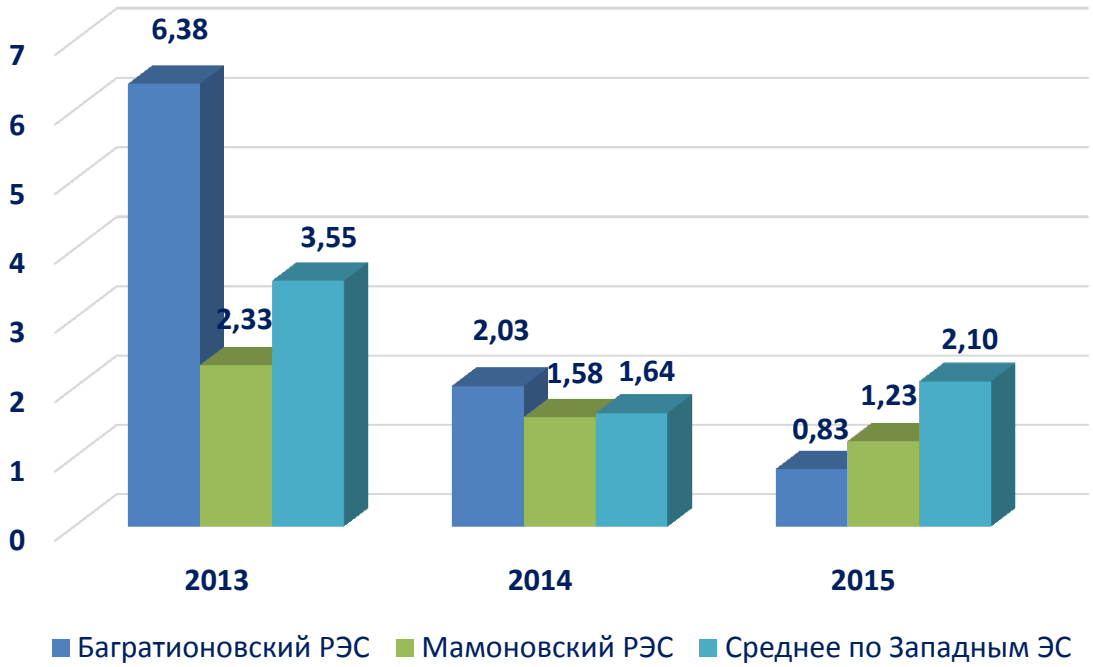

Рисунок 2.8 – Средняя продолжительность перерывов в электроснабжении потребителей в сетях 6-15 кВ, час

Промежуточные итоги позволили сделать вывод об эффективности автоматизации распределительных сетей реклоузерами (рисунки 2.9, 2.10). Программу Smart Grid было решено продолжить уже в другом РЭС – Гурьевском.

Однако, стоит отметить ложку дегтя в виде открытых вопросов электромагнитных помех и надежности каналов связи с аппаратами, а также то, что принцип телеуправления, который выделяется апологетами концепции «умных сетей» как один из главнейших, осуществляется пока не полностью – управляемые пока что только вакуумные выключатели реклоузера. Ключевой вопрос программы также необходимо выделить – выбор оптимальных мест установки реклоузеров осуществлялся путем поиска компромиссного варианта как с экономического, так и с технического (по вопросу надежности) подходов (будет рассмотрено далее).

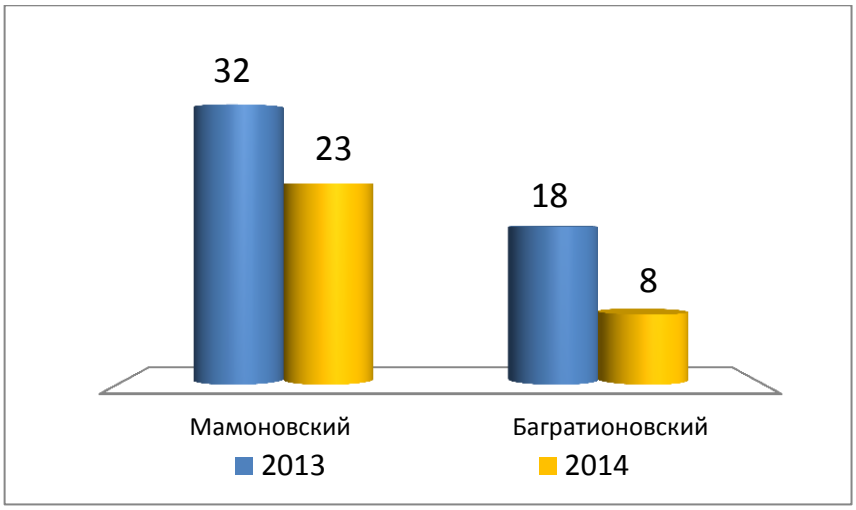

Рисунок 2.9 – Количество технологических нарушений до и после автоматизации пилотной зоны РЭС, шт.

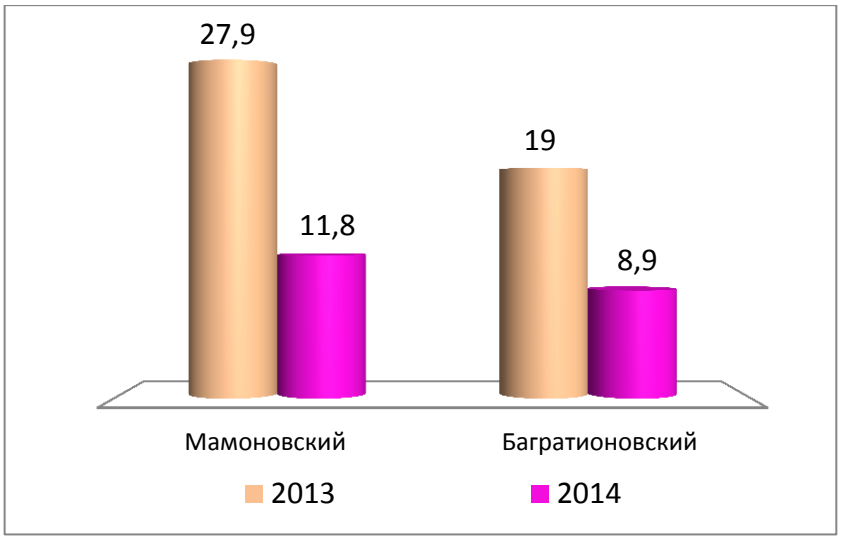

Рисунок 2.10 – Суммарный недоотпуск электроэнергии до и после автоматизации пилотной зоны РЭС, тыс. кВт·ч

3 ПРЕДПРОЕКТНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ГУРЬЕВСКОГО РЭС

Положительный опыт внедрения концепции «умных сетей» в ЭС КО получил отражение в схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Калининградской области в 2018-2022 гг. – создание комплексной системы автоматизации распределительных сетей класса напряжения 15 кВ стоит одним из приоритетных направлений инвестиционной программы развития, представленной в обновленном СиПРЭ КО [14]. В создание этой программы входит и автоматизация Гурьевского РЭС. Предварительное исследование объекта производится по методике расчета показателей надежности (индексы SAIFI/SAIDI). За основу взяты данные по аварийным отключениям на фидерах Гурьевского РЭС за три года.

Первым шагом анализа автоматизируемого объекта является определение количества и длительности отключений. Расчет выполняется для каждого фидера. Гурьевский РЭС включает в себя 40 фидеров.

Полученные из журналов аварийных отключений данные за три года усредняются. Считается среднее количество отключений в год:

$$n_{\text{средн}} = \frac{n_1+n_2+\cdots n_N}{N}, \quad (3.1)$$

где n_i – количество отключений за год;

N – количество лет, за которые предоставлены данные.

Среднее время перерыва электроснабжения:

$$t_{\text{средн}} = \frac{t_1+t_2+\cdots t_N}{N}, \quad (3.2)$$

где t_i – среднее время перерыва электроснабжения за год;

N – количество лет, за которые предоставлены данные.

Расчет коэффициента нагрузки также ведется для каждого фидера:

$$k_з = \frac{\sum I_{\text{НАГР}}}{\sum I_{\text{НОМ}}}, \quad (3.3)$$

где $\sum I_{\text{НАГР}}$ − максимальный ток нагрузки по результатам замеров летнего и зимнего максимума;

$\sum I_{\text{НОМ}}$ − сумма номинальных токов потребителей фидера (берется из схемы нормального режима работы фидера).

Номинальный ток потребителя:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}\cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (3.4)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, установленного на

					ВКР.13.04.02.45.02 ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Беклемешев И.С.			Применение концепции Smart Grid в сетях АО «Янтарьэнерго»	Лит.	Лист 26 / Листов 12
Провер.		Елагин Н.Н.					
Руковод.		Никишин А.Ю.					
Н. Контр.		Лозовенко В.И.				КГТУ 15–ЭЭм	
Зав.каф.		Белей В.Ф.					

ТП;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение.

Перед расчетом средней аварийности требуется выполнить корректировку количества отключений. Корректировка требуется если:

1. в средствах РЗА фидерного выключателя задейтсвовано АПВ, служба РЗА подтвердила, что оно введено, успешные включения фидера от АПВ не фиксируются.

2. первые ручные включения выключателя оперативным персоналом не фиксируются.

Корректировка выполняется для каждого фидера:

$$n_{\text{КОРР}} = \frac{n_{\text{ИСХ}}}{1-k_{\text{АПВ1}}}, \quad (3.5)$$

где $n_{\text{ИСХ}}$ – количество отключений линии по исходным данным, шт/год;

$k_{\text{АПВ1}}$ – вероятность устранения повреждений действием однократного АПВ или первого ручного включения, о.е.. Принимается $k_{\text{АПВ1}}$=0,6.

Средняя плотность аварий:

$$\omega_0 = \frac{n_{\text{КОРР}}}{L}, \quad (3.6)$$

где $n_{\text{КОРР}}$ – скорректированное количество аварийных отключений фидера, шт/год;

L – длина фидера с отпайками, км.

Для простоты в данной работе за основу будет взят индекс SAIFI. Индекс SAIFI, который рассчитывается для связки фидеров:

$$SAIFI_{\text{ОБЪЕД}} = \frac{SAIFI_1 \cdot N_1 + SAIFI_2 \cdot N_2}{N_1 + N_2}, \quad (3.7)$$

где $SAIFI_1$, $SAIFI_2$ – индексы SAIFI фидеров;

N_1, N_2 – количество потребителей фидеров.

Индекс RNRE рассчитывается:

$$RNRE = 1 - \frac{SAIFI_{\text{ЦЕЛ}}}{SAIFI(0)}, \quad (3.8)$$

где $SAIFI_{\text{ЦЕЛ}}$ – целевой показатель индекса надежности;

$SAIFI(0)$ – расчетное значение индекса, полученное для конкретного фидера.

Если индекс RNRE получился менее 0,33 для кольцевой схемы фидеров, 0,25 для радиальной схемы, то установка реклоузеров на данном фидере не требуется.

Результаты предварительного исследования Гурьевского РЭС представлены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Предварительное исследование Гурьевского РЭС

№	Фидер	n_i	$n_{средн}$	t_i	$t_{средн}$	N_1	Суммарная мощность	SAIFI	$\sum I_{НАГР}$	$\sum I_{НОМ}$	$k_з$	$n_{КОРР}$	L	ω_0	$SAIFI_{ЦЕЛ}$	RNRE
1	15-02	7	2,333333		134	1	160	134			0,27	5,833333	1,9	3,070175	3,15	0,976493
2	15-05	7	2,333333		134	1	800	134			0,27	5,833333	2,271	2,568619	3,15	0,976493
3	15-03	7	2,333333		134	34	9377	3,941176			0,27	5,833333	12,228	0,477047	3,15	0,200746
4	15-04	7	2,333333		134	9	3910	14,88889			0,27	5,833333	9,227	0,632203	3,15	0,788433
5	15-07	7	2,333333		134	15	5275	8,933333			0,27	5,833333	22,572	0,258432	3,15	0,647388
6	15-12	7	2,333333	570	190	24	5120	7,916667	120	360	0,333333	5,833333	22,733	0,256602	3,15	0,602105
7	15-21	7	2,333333		134	10	2193	13,4			0,27	5,833333	10,615	0,549537	3,15	0,764925
8	15-22		4		300	28	4122	10,71429			0,27	10	17,69	0,565291	3,15	0,706
9	15-25		7		120	23	3317	5,217391			0,27	17,5	16,174	1,081983	3,15	0,39625
10	15-33	3	1	27	9	12	1435	0,75	130	110	1,181818	2,5	14,403	0,173575	3,15	-3,2
11	15-34	8	2,666667	371	123,6667	10	1674	12,36667	110	138	0,797101	6,666667	9,297	0,717077	3,15	0,745283

Продолжение таблицы 3.1

12	15-46	6	2	1101	367	32	4169	11,46875	60	380	0,157895	5	36,423	0,137276	3,15	0,725341
13	15-47	17	5,666667	2452	817,3333	47	11593	17,39007	80	978	0,0818	14,16667	18,047	0,784987	3,15	0,818862
14	15-51	1	0,333333	1	0,333333	24	3061	0,013889	45	245	0,183673	0,833333	32,763	0,025435	3,15	-225,8
15	15-52	1	0,333333	0	0	7	820	0	25	68	0,367647	0,833333	6,09	0,136836	3,15	#ДЕЛ/0!
16	15-53	23	7,666667	1983	661	24	3250	27,54167	110	280	0,392857	19,16667	24,886	0,770179	3,15	0,885628
17	15-59	7	2,333333		134	16	1855	8,375		161	0,27	5,833333	20,022	0,291346	3,15	0,623881
18	15-137	7	2,333333		134	10	2396	13,4	75	235	0,319149	5,833333	3,822	1,526252	3,15	0,764925
19	15-138	7	2,333333		134	10	6090	13,4	75	489	0,153374	5,833333	3,81	1,531059	3,15	0,764925
20	15-139	7	2,333333		134	2	650	67	9	126	0,071429	5,833333	1,2	4,861111	3,15	0,952985
21	15-140	7	2,333333		134	4	1830	33,5	17	214	0,079439	5,833333	1,2	4,861111	3,15	0,90597
22	15-141	7	2,333333		134	18	4690	7,444444	60	424	0,141509	5,833333	9,544	0,611204	3,15	0,576866
23	15-142	18	6	1864	621,3333	28	4487	22,19048	100	332	0,301205	15	27,628	0,542927	3,15	0,858047
24	15-143	22	7,333333	830	276,6667	11	3813	25,15152	63	314	0,200637	18,33333	18,809	0,974711	3,15	0,874759
25	15-144	2	0,666667	17	5,666667	13	4340	0,435897	65	322	0,201863	1,666667	8,309	0,200586	3,15	-6,22647

Продолжение таблицы 3.1

26	15-145	2	0,666667	222	74	23	2693	3,217391	35	280	0,125	1,666667	21,993	0,075782	3,15	0,020946
27	15-146	12	4	1823	607,6667	23	4313	26,42029	60	310	0,193548	10	20,818	0,480354	3,15	0,880773
28	15-147	4	1,333333	387	129	0	0	-	93	0	0,27	3,333333	1,121	2,973536	3,15	-
29	15-148	3	1	100	33,33333	33	7086	1,010101	80	568	0,140845	2,5	17,855	0,140017	3,15	-2,11185
30	15-150	5	1,666667	449	149,6667	6	745	24,94444	30	81	0,37037	4,166667	8,755	0,475919	3,15	0,873719
31	15-241	7	2,333333	1901	633,6667	11	4463	57,60606	140	345	0,405797	5,833333	8,866	0,657944	3,15	0,945318
32	15-250	7	2,333333		134	15	4368	8,933333			0,27	5,833333	14,224	0,410105	3,15	0,647388
33	15-251	7	2,333333		134	7	7700	19,14286			0,27	5,833333	14,42	0,404531	3,15	0,835448
34	15-252	7	2,333333		134	1	25	134			0,27	5,833333	1,144	5,099068	3,15	0,976493
35	15-253	7	2,333333		134	6	3040	22,33333			0,27	5,833333	3,357	1,737663	3,15	0,858955
36	15-254	5	1,666667	232	77,33333	15	3719	5,155556			0,27	4,166667	6,38	0,653083	3,15	0,389009
37	15-260	7	2,333333		134	8	2560	16,75	25	207	0,120773	5,833333	6,077	0,959903	3,15	0,81194
38	15-261	4	1,333333	263	87,66667	20	6970	4,383333	110	386	0,284974	3,333333	8,701	0,383098	3,15	0,281369
39	15-262	10	3,333333	1681	560,3333	22	3996	25,4697	60	338	0,177515	8,333333	10,846	0,768332	3,15	0,876324
40	15-309	3	1	125	41,66667	5	680	8,333333			0,27	2,5	6,61	0,378215	3,15	0,622

Выводы:

1. Анализ индекса RNRE показал, что установка реклоузеров обоснована на 32 фидерах из 40. Учитывая планы сетевой организации, принятие во внимание фидеров с наибольшей длиной, аварийностью, нагрузкой были отобраны 9 фидеров для реализации концепции «умных сетей» в Гурьевском РЭС: 15-46, 15-47, 15-51, 15-53, 15-142, 15-143, 15-145, 15-261, 15-262. Дальнейшее исследование будет относиться к выбранным фидерам.

2. Среднее время восстановления электроснабжения по Гурьевскому РЭС превышает два часа (134 минуты) при среднем количестве аварийных инцидентов 2,3 аварий/год.

4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО МЕСТА УСТАНОВКИ РЕКЛОУЗЕРОВ

В математике вероятностей весьма популярна т.н. задача о разборчивой невесте. Общими словами, у невесты есть массив женихов. Имея замечательную способность спросить абсолютно любой вопрос и получить правдивый ответ, невеста, переходя от одного кандидата к другому, в конце концов, должна сделать свой выбор, при условии, что подходить к одному жениху можно только единожды. Ключевой вопрос – в какой момент сделать выбор невесте? Ведь абсолютно нельзя точно сказать, что рассматриваемый в данную секунду кандидат окажется лучше (или хуже!) следующего или предыдущего [15].

Данная задача прекрасно иллюстрирует проблему выбора оптимального решения. Собственно, выбор оптимального места установки реклоузера при автоматизации распределительной сети является узловым вопросом проекта «Умных сетей». Какими критериями нужно руководствоваться? Чисто экономическими или, сделав ставку на повышение электрической надежности? В данном случае инженер-проектировщик находится в роли буриданова осла, который, как известно, не мог сделать выбор между двумя равноценными стогами сена. Другое дело, далее будет показано, что экономический эффект, например, в части окупаемости весьма спорен, а повышение электрической надежности сети присутствует, но не обосновано как рационально, так и логически. Существует одно из решений вышеупомянутого философского парадокса – соединение двух стогов в один, вследствие чего одной неопределенностью становится меньше. Данный подход будет взят за основу решения узлового вопроса данного раздела. Следует отметить, что третье решение по Лейбницу (по которому осел так и не решится сделать выбор, все время метясь между стогами сена) инженеру-проектировщику никак нельзя принять – согласно «Схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Калининградской области на 2018-2022 годы» Smart Grid одно из приоритетных направлений [14].

Существует решение и у рассмотренной выше задачи о разборчивой невесте. Согласно распространенной трактовке, невеста должна пропустить примерно треть (а именно 0,368 часть) массива претендентов, а далее выбрать первого лучшего, подходящего под необходимые критерии выбора. Деление рассматриваемого массива на части и нахождение экстремумов

функции, содержащей в своих переменных свойства-критерии выбора оптимального места установки реклоузера на фидере применим в дальнейших расчетах.

Изготовитель реклоузеров (в России – «Таврида Электрик») при поиске оптимальных мест рекомендует отталкиваться от двух критериев [16]. Речь идет, во-первых, о показателе суммарного годового недоотпуска электроэнергии, а, во-вторых, показателе количества и длительности отключений потребителя. В литературе можно встретить две методики расчета недоотпуска электроэнергии – рекомендуемую производителем и упрощенный вариант.

Формула расчета суммарного годового недоотпуска, предлагаемая изготовителем, имеет вид:

$$W_{\text{НО}} = 0{,}01 * \omega_0 * \text{Т} * L * S_y * cos\varphi * k_c \,, \quad (4.1)$$

где $W_{\text{НО}}$ – годовой недоотпуск электроэнергии (кВт·ч/год);

ω_0 – удельная частота повреждений ВЛ (1/ на 100 км в год);

Т – среднее время восстановления одного устойчивого повреждения (ч);

L – длина участка линии (м);

S_y – установленная мощность трансформатора ПС (кВА);

$cos\varphi$ – коэффициент мощности;

k_c – коэффициент спроса [17].

Упрощенный вариант содержит следующие переменные:

$$W_{\text{НО}} = P * l * q * h \,, \quad (4.2)$$

где $W_{\text{НО}}$ – годовой недоотпуск электроэнергии (кВт·ч/год);

P – мощность, передаваемая через рассматриваемый участок линии электропередачи (кВт);

l – длина участка ЛЭП (км);

q – удельная частота отказов ЛЭП (1/год·км);

h – среднее время поиска и ремонта повреждений (ч) [18]

Методика расчета для обеих формул одинакова. Фидер установкой реклоузера разбирается на два участка (при монтаже двух реклоузеров – три и т.д.), каждый из которых рассматривается отдельно. Результаты расчета можно представить графически с результирующей недоотпуска для всех участков. Нижние точки экстремума этой результирующей покажут наиболее оптимальный и экономически выгодный вариант автоматизации фидера. Рассмотрим расчет недоотпуска электроэнергии на реальном примере. Фидер 15-50 (Зеленоградский РЭС) автоматизирован двумя реклоузерами. Проведем сравнение пяти вариантов расположения коммутационных аппаратов на фидере:

1. Существующий вариант секционирования.

2. Первый реклоузер (R1) перемещается вдоль фидера с опоры 93 на опору 137, второй реклоузер (R2) остается на месте.

3. R2 перемещается вдоль фидера с опоры 217 на опору 155, R1 остается на месте.

4. R1 перемещается с опоры 93 на опору 140, R2 – с опоры 217 на опору 225.

5. R1 перемещается с опоры 93 на опору 137, R2 – с опоры 217 на опору 229.

Схема фидера 15-50 представлена на рисунке 4.1. Результаты расчета суммарного годового недоотпуска электроэнергии по формуле производителя и по упрощенной формуле графически показаны на рисунках 4.2,4.3.

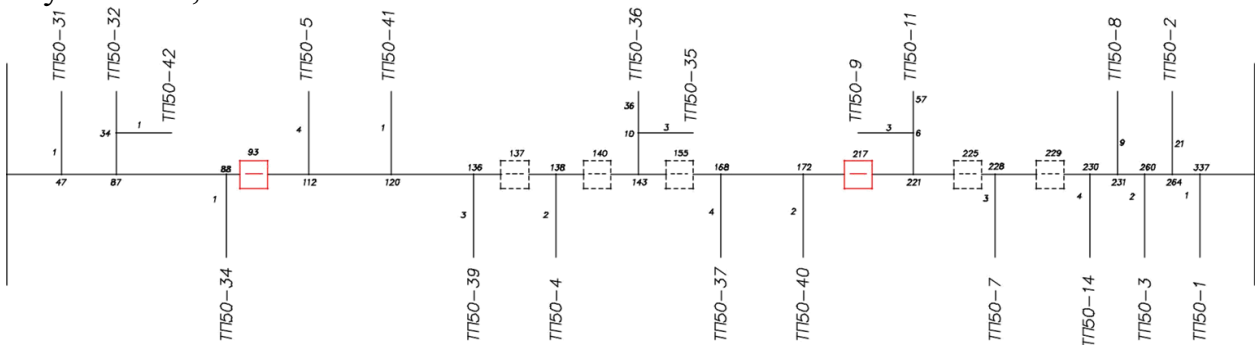

Рисунок 4.1 – Схема длинного фидера 15-50

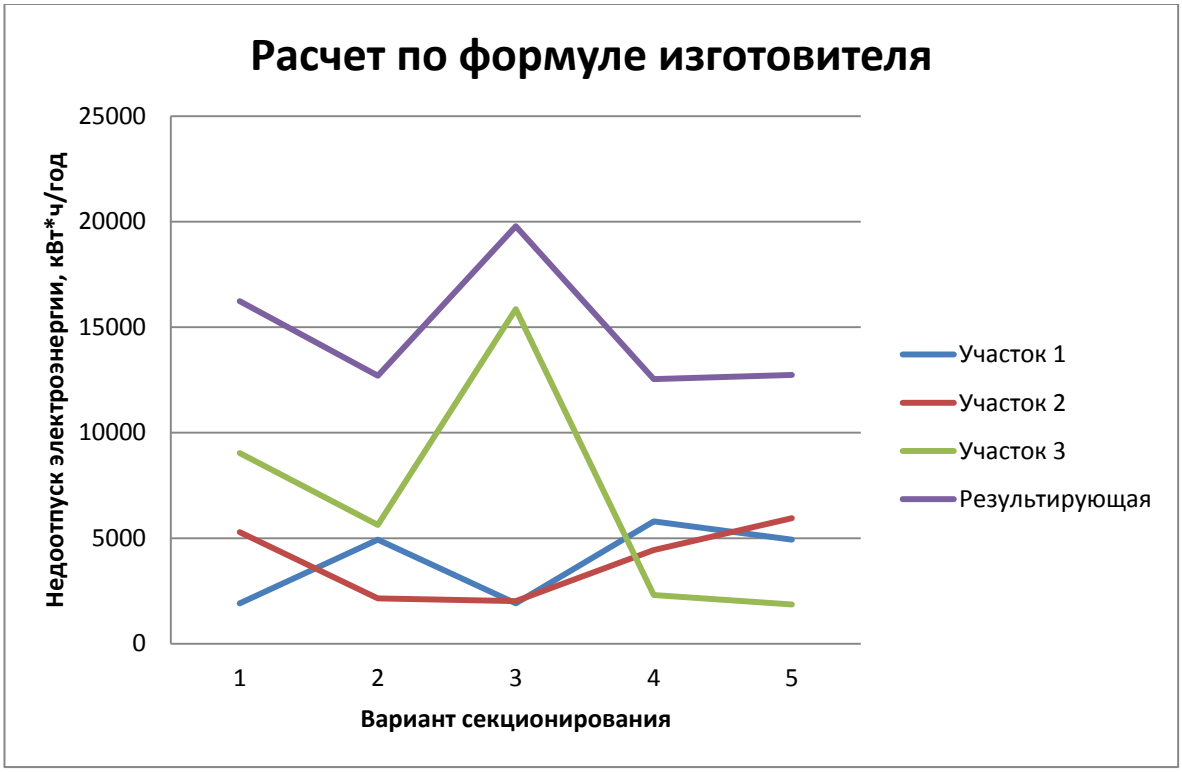

Рисунок 4.2 – Результаты расчета суммарного годового недоотпуска энергии по формуле производителя

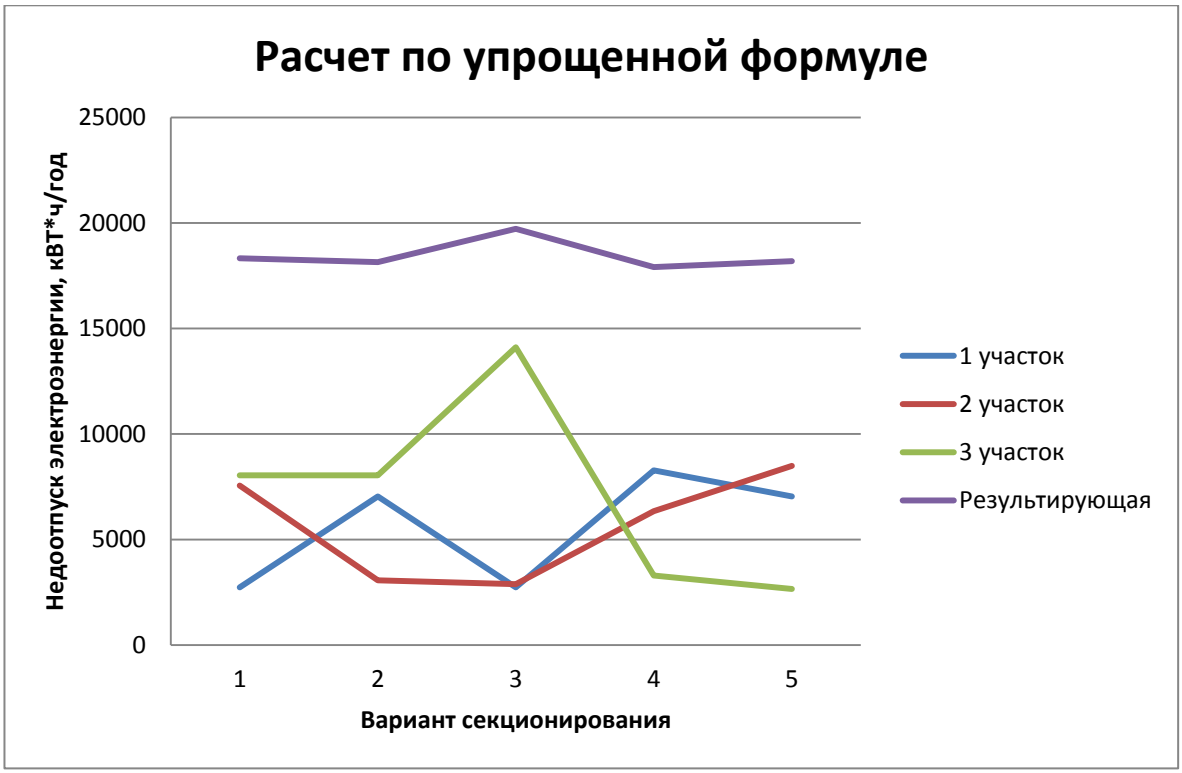

Рисунок 4.3 – Результаты расчета суммарного годового недоотпуска энергии по упрощенной формуле

За счет наличия дополнительного коэффициента (коэффициент спроса) формула производителя более информативна и точна. Однако, в данном случае, она применилась для фидера, где место установки реклоузеров уже было определено и необходимо было сравнить с 3-4 другими, предполагаемыми местами. Если задаться целью проанализировать каждую точку фидера для нахождения минимумов суммарного недоотпуска, то расчет окажется трудоемким. Например, если за точки принять опоры с первой до конечной, то в данном фидере придется произвести 344 вариантных расчета.

Применение второго критерия выбора оптимального места установки реклоузера имеет тот же недостаток. Он используется, если необходимо точечно повышать надежность электроснабжения отдельных потребителей, а значит удобен при поиске альтернатив уже существующему варианту автоматизации.

Общие рекомендации, касаемые выбора мест установки реклоузеров, тезисно можно представить так:

1. Место должно быть выбрано таким образом, чтобы максимальное количество потребителей были подключены к магистральным участкам электрической сети;

2. Необходимо выявлять участки с повреждаемостью выше среднего, особое внимания уделяя труднодоступным для оперативного персонала участкам сети;

3. Произведение суммарной длины линий на мощность для каждого участка должна быть одного порядка, тем самым обеспечивая минимальное значение суммарного недоотпуска электроэнергии по фидеру в целом, что, в

конечном итоге, определяет максимальные значения параметров надежности электроснабжения для фидеров в целом.

В литературе можно встретить рекомендации ориентироваться на другой параметр, а именно показатели надежности SAIFI/SAIDI. Данной методика лишена недостатка вышеописанных подходов и позволяет точечно находить оптимальные места установки реклоузеров. Для простоты ограничимся одним показателем – SAIFI.

Идея заключается в том, что аварийность, как явление, определяется только инцидентами в линии. Предположим, что частота аварийных инцидентов на любом участке фидера (как и вероятность аварийной ситуации) одинакова и равна γ_0. Частота аварийных инцидентов во всей сети определяется как произведение инцидентов на рассматриваемом участке фидера на число участков (n) и будет равна $n \cdot \gamma_0$. Частота прерываний электроснабжения принимается равной у всех потребителей и составит $\lambda = n \cdot \gamma_0$. Суммарное число прерываний электроснабжения у потребителей сети составит $\lambda_{total} = C\lambda$. Индекс SAIFI будет равен λ_{total}/C.

Предполагаемая точка установки реклоузера делит фидер на несколько регионов (два и выше), в каждый из которых входит определенное число потребителей (C). Вероятность возникновения аварийной ситуации по-прежнему остается одинаковой как для первого, так и для второго регионов и принимается равной γ_0. В литературе предлагается для второго региона учитывать инциденты первого и в расчете суммировать инциденты регионов. В настоящей работе будет выбрана трактовка раздельного учета вероятностей инцидентов на линии при расчете. Индекс SAIFI для сети принимает вид:

$$SAIFI = \frac{\lambda_{total(I)} + \lambda_{total(II)}}{C(I) + C(II)}, \quad (4.3)$$

где $\lambda_{total(I)}$, $\lambda_{total(II)}$ – суммарное число прерываний электроснабжения утверждена потребителей фидера;

C(I), C(II) – количество потребителей в первом и во втором регионах (регионов может быть больше).

Введение весовых коэффициентов позволяет усовершенствовать представленную методику и с помощью графического представления определить места оптимальной установки реклоузера.

Необходимо учесть, что нагрузка распределена по фидеру зачастую неравномерно. Это значит, что необходимо вести две переменные – первый коэффициент, учитывающий отношение мощности потребителей региона к суммарной установленной мощности фидера, и второй коэффициент, учитывающий отношение длин регионов к суммарной длине фидера вместе с отпайками. Тогда формула SAIFI примет вид:

$$SAIFI = \frac{\lambda_{total(I)} \cdot k_{S(I)} \cdot k_{L(I)} + \lambda_{total(II)} \cdot k_{S(II)} \cdot k_{L(II)}}{C(I) + C(II)}, \quad (4.4)$$

где $\lambda_{total(I)}$, $\lambda_{total(II)}$ – суммарное число прерываний электроснабжения утверждена потребителей фидера;

$k_{S(I)}, k_{S(II)}$ – отношение мощности потребителей региона к суммарной установленной мощности фидера;

$k_{L(I)}, k_{L(II)}$ – отношение длин регионов к суммарной длине фидера;

C(I), C(II) – количество потребителей в первом и во втором регионах (регионов может быть больше).

Найдем точки оптимальной установки реклоузеров в выбранных ранее фидерах Гурьевского РЭС, а именно ВЛ 15-46, ВЛ 15-47, ВЛ 15-51, ВЛ 15-53, ВЛ 15-142, ВЛ 15-143, ВЛ 15-145, ВЛ 15-146, ВЛ 15-261, ВЛ 15-262.

4.1. Выбор оптимального места установки реклоузера на фидере ВЛ 15-46.

Исходные данные фидера 15-46 представлены в таблице 4.1.1. Комбинации и варианты компоновки регионов фидера в таблице 4.1.2.

Таблица 4.1.1 – Исходные данные фидера 15-46

Длина, км	Число потребителей, шт. ТП	Суммарная установленная трансформаторная мощность, МВА	$К_з$
37,074	32	4169	0,157

Таблица 4.1.2 – Комбинации ТП и варианты компоновки регионов фидера 15-46

№ варианта установки	Количество ТП на I участке	Количество ТП на II участке	$\lambda_{total(I)}$	$\lambda_{total(II)}$
1	3	29	3	29
2	5	27	5	27
3	7	25	7	25
4	8	24	8	24
5	10	22	10	22
6	12	20	12	20
7	13	19	13	19
8	14	18	14	18
9	15	17	15	17
10	16	16	16	16
11	17	15	17	15
12	18	14	18	14
13	19	13	19	13
14	20	12	20	12
15	21	11	21	11
16	23	9	23	9
17	24	8	24	8

Продолжение таблицы 4.1.2

18	25	7	25	7

19	29	3	29	3
20	30	2	30	2
21	31	1	31	1

Расчет коэффициентов $k_{S(I)}, k_{S(II)}$ и индекса $SAIFI_S$, учитывающего только коэффициент отношения мощностей представлен в таблице 4.1.3.

Таблица 4.1.3 – Коэффициенты $k_{S(I)}$, $k_{S(II)}$ и индекс $SAIFI_S$

$k_{S(I)}$	$k_{S(II)}$	$SAIFI_S$
0,122331494	0,877668506	23,10063115
0,220676421	0,779323579	17,92636873
0,28064284	0,71935716	14,47967888
0,323818662	0,676181338	12,81890142
0,347805229	0,652194771	10,95133725
0,393379707	0,606620293	9,352962341
0,417366275	0,582633725	8,777052351
0,429359559	0,570640441	8,407561765
0,441352842	0,558647158	8,148544315
0,450947469	0,549052531	8
0,460542096	0,539457904	7,952334193
0,498920604	0,501079396	8,120682418
0,514032142	0,485967858	8,365442852
0,521228112	0,478771888	8,669824898
0,54521468	0,45478532	9,233396798
0,569201247	0,430798753	10,50006746
0,593187815	0,406812185	11,49100504
0,631566323	0,368433677	12,89944381
0,922523387	0,077476613	24,26685806
0,946509954	0,053490046	26,62727872
0,984888462	0,015111538	29,57790387

Расчет коэффициентов $k_{L(I)}$, $k_{L(II)}$ и индекса SAIFI, учитывающего оба коэффициента представлен в таблице 4.1.4. Графически результаты расчетов представлены на рисунках 4.4, 4.5.

Таблица 4.1.4 – Коэффициенты $k_{L(I)}$, $k_{L(II)}$ и индекс SAIFI

$k_{L(I)}$	$k_{L(II)}$	SAIFI
0,064028579	0,935971421	20,47127
0,112668315	0,887331685	14,96623
0,158560044	0,841439956	11,50855
0,186589722	0,813410278	8,035552
0,358889805	0,641110195	6,423616

Продолжение таблицы 4.1.4.

0,392003298	0,607996702	5,270674
0,397774114	0,602225886	4,674245

0,434597417	0,565402583	4,329213
0,460153888	0,539846112	4,114297
0,479389942	0,520610058	4,014019
0,48213795	0,51786205	3,972444
0,489832372	0,510167628	4,161671
0,551112943	0,448887057	4,462526
0,586562242	0,413437758	4,902941
0,630255565	0,369744435	5,806086
0,705276175	0,294723825	7,145218
0,727809838	0,272190162	8,437096
0,772877164	0,227122836	11,01552
0,887881286	0,112118714	22,05505
0,909590547	0,090409453	25,2749
0,949436658	0,050563342	28,8947
0,976916735	0,023083265	

Рисунок 4.4 – Значение индекса $SAIFI_S$ в зависимости от варианта размещения реклоузера на фидере 15-46

Рисунок 4.5 – Значение индекса SAIFI в зависимости от варианта размещения реклоузера на фидере 15-46

Согласно полученным расчетам, наиболее оптимальным местом установки реклоузера на фидере 15-46 является опора №105.

4.2. Выбор оптимального места установки реклоузера на фидере ВЛ 15-47.

Исходные данные фидера 15-47 представлены в таблице 4.2.1. Комбинации и варианты компоновки регионов фидера представлены в таблице 4.2.2.

Таблица 4.2.1 – Исходные данные фидера 15-47

Длина, км	Число потребителей, шт. ТП	Суммарная установленная трансформаторная мощность, МВА	$К_з$
21,097	48	10893	0,183

Таблица 4.2.2 – Комбинации ТП и варианты компоновки регионов фидера 15-47

№ варианта установки	Количество ТП на I участке	Количество ТП на II участке	$\lambda_{total(I)}$	$\lambda_{total(II)}$
1	2	46	2	46
2	4	44	4	44
3	5	43	5	43
4	11	37	11	37
5	12	36	12	36
6	13	35	13	35
7	16	32	16	32
8	25	23	25	23
9	26	22	26	22
10	27	21	27	21

Продолжение таблицы 4.2.2

11	28	20	28	20
12	29	19	29	19
13	30	18	30	18
14	31	17	31	17
15	32	16	32	16
16	33	15	33	15
17	34	14	34	14
18	36	12	36	12
19	41	7	41	7
20	44	4	44	4
21	45	3	45	3
22	46	2	46	2
23	47	1	47	1

Расчет коэффициентов $k_{S(I)}, k_{S(II)}$ и индекса $SAIFI_S$, учитывающего только коэффициент отношения мощностей представлен в таблице 4.2.3.

Таблица 4.2.3 – Коэффициенты $k_{S(I)}$, $k_{S(II)}$ и индекс $SAIFI_S$

$k_{S(I)}$	$k_{S(II)}$	$SAIFI_S$
0,046541934	0,953458066	42,03548822
0,07074374	0,92925626	37,50358373
0,085637159	0,914362841	35,26662129
0,144093829	0,855906171	24,77439379
0,218560923	0,781439077	21,75453784
0,233454342	0,766545658	20,3848378
0,254863632	0,745136368	17,25551522
0,48291911	0,51708089	11,98667155
0,4899004	0,5100996	12,04293493
0,504793819	0,495206181	12,21626292
0,507586335	0,492413665	12,39402402
0,512240529	0,487759471	12,64323862
0,549474076	0,450525924	13,34368891
0,558782463	0,441217537	13,84378782
0,56809085	0,43190915	14,42278693
0,626733687	0,373266313	15,96870637
0,641627106	0,358372894	16,91587545
0,737503491	0,262496509	20,70008378
0,867820907	0,132179093	30,52674416
0,91529368	0,08470632	36,94508052
0,930187099	0,069812901	39,25535814
0,953458066	0,046541934	42,03548822
0,962766453	0,037233547	44,30809015

Расчет коэффициентов $k_{L(I)}$, $k_{L(II)}$ и индекса SAIFI, учитывающего оба коэффициента представлен в таблице 4.2.4. Графически результаты расчетов представлены на рисунках 4.4, 4.5.

Таблица 4.2.4 – Коэффициенты $k_{L(I)}$, $k_{L(II)}$ и индекс SAIFI

$k_{L(I)}$	$k_{L(II)}$	SAIFI
0,055124892	0,944875108	38,71661
0,121751026	0,878248974	35,11923
0,129350965	0,870649035	29,36233
0,238030096	0,761969904	21,23213
0,258853929	0,741146071	19,52396
0,28378173	0,71621827	16,89118
0,349394538	0,650605462	11,363
0,499164007	0,500835993	8,407793
0,55211025	0,44788975	8,277073
0,567310128	0,432689872	8,29537
0,586563307	0,413436693	8,307604
0,601763186	0,398236814	8,477601
0,658002736	0,341997264	9,114646
0,665602675	0,334397325	9,551259
0,683335867	0,316664133	10,04777
0,694735775	0,305264225	11,41805
0,706135684	0,293864316	12,24113
0,717535593	0,282464407	16,59211
0,803668237	0,196331763	26,20276
0,857374474	0,142625526	32,90391
0,890307544	0,109692456	35,9971
0,916907331	0,083092669	40,69263
0,968080255	0,031919745	43,46588
0,981000152	0,018999848	

Рисунок 4.6 – Значение индекса $SAIFI_S$ в зависимости от варианта размещения реклоузера на фидере 15-47

Рисунок 4.7 – Значение индекса SAIFI в зависимости от варианта размещения реклоузера на фидере 15-47

Согласно полученным расчетам, наиболее оптимальным местом установки реклоузера на фидере 15-47 является опора №33 – 43 (№ опоры следует уточнить при проектировании).

4.3. Выбор оптимального места установки реклоузера на фидере ВЛ 15-51.

Исходные данные фидера 15-51 представлены в таблице 4.3.1. Комбинации и варианты компоновки регионов фидера в таблице 4.3.2.

Таблица 4.3.1 – Исходные данные фидера 15-51

Длина, км	Число потребителей, шт. ТП	Суммарная установленная трансформаторная мощность, кВА	$K_з$
32,477	24	3061	0,183

Таблица 4.3.2 – Комбинации ТП и варианты компоновки регионов фидера 15-51

№ варианта установки	Количество ТП на I участке	Количество ТП на II участке	$\lambda_{total(I)}$	$\lambda_{total(II)}$
1	1	22	1	22
2	2	21	2	21
3	3	20	3	20

4	4	19	4	19
5	5	18	5	18
6	6	17	6	17
7	10	13	10	13
8	11	12	11	12
9	13	10	13	10
10	14	9	14	9
11	18	5	18	5
12	19	4	19	4
13	20	3	20	3
14	21	2	21	2
15	22	1	22	1

Расчет коэффициентов $k_{L(I)}$, $k_{L(II)}$ и индекса SAIFI, учитывающего оба коэффициента представлен в таблице 4.3.3. Графически результаты расчетов представлены на рисунке 4.8.

Таблица 4.3.3 – Коэффициенты $k_{L(I)}$, $k_{L(II)}$ и индекс SAIFI

$k_{L(I)}$	$k_{L(II)}$	SAIFI
0,037666	0,96258	19,54976
0,054407	0,945839	16,25278
0,121369	0,878877	13,39083
0,17159	0,828656	10,78096
0,238552	0,761694	9,213749
0,246923	0,753323	7,893173
0,272033	0,728213	4,142334
0,276219	0,724028	3,383423
0,33481	0,665436	2,702932
0,359921	0,640325	2,677533
0,376662	0,623584	4,011897

Продолжение таблицы 4.3.3

0,418513	0,581733	7,635514
0,560807	0,439439	9,691331
0,619399	0,380847	12,34201
0,698917	0,301329	18,77098
0,945839	0,054407	

Рисунок 4.8 – Значение индекса SAIFI в зависимости от варианта размещения реклоузера на фидере 15-51

Согласно полученным расчетам, наиболее оптимальным местом установки реклоузера на фидере 15-51 является опора №88-89 (ТП 51-20) (№ опоры следует уточнить при проектировании).

4.4. Выбор оптимального места установки реклоузера на фидере ВЛ 15-53.

Исходные данные фидера 15-53 представлены в таблице 4.4.1. Комбинации и варианты компоновки регионов фидера в таблице 4.4.2.

Таблица 4.4.1 – Исходные данные фидера 15-53

Длина, км	Число потребителей, шт. ТП	Суммарная установленная трансформаторная мощность, кВА	$К_з$
36,069	24	3030	0,39

Таблица 4.4.2 – Комбинации ТП и варианты компоновки регионов фидера 15-53

№ варианта установки	Количество ТП на I участке	Количество ТП на II участке	$\lambda_{total(I)}$	$\lambda_{total(II)}$
1	1	23	1	23
2	3	21	3	21
3	4	20	4	20
4	11	13	11	13
5	12	12	12	12
6	13	11	13	11
7	15	9	15	9
8	16	8	16	8
9	17	7	17	7
10	18	6	18	6
11	21	3	21	3
12	22	2	22	2
13	23	1	23	1

Расчет коэффициентов $k_{S(I)}, k_{S(II)}$ и индекса $SAIFI_S$, учитывающего только коэффициент отношения мощностей представлен в таблице 4.4.3.

Таблица 4.4.3 – Коэффициенты $k_{S(I)}$, $k_{S(II)}$ и индекс $SAIFI_S$

$k_{S(I)}$	$k_{S(II)}$	$SAIFI_S$
0,007691124	0,992308876	21,87246193
0,038609445	0,961390555	17,68003
0,069373942	0,930626058	15,55668359
0,472388863	0,527611137	6,09688894
0,52161206	0,47838794	6
0,570835256	0,429164744	6,183337179
0,678510998	0,321489002	7,44606599
0,727734195	0,272265805	8,488540225
0,758498693	0,241501307	9,626653592
0,766189817	0,233810183	10,6942778
0,85848331	0,14151669	15,82769958
0,873865559	0,126134441	17,64397785
0,923088756	0,076911244	20,34961929

Расчет коэффициентов $k_{L(I)}$, $k_{L(II)}$ и индекса SAIFI, учитывающего оба коэффициента представлен в таблице 4.4.4. Графически результаты расчетов представлены на рисунках 4.9, 4.10.

Таблица 4.4.4 – Коэффициенты $k_{L(I)}$, $k_{L(II)}$ и индекс SAIFI

$k_{L(I)}$	$k_{L(II)}$	SAIFI
0,051025513	0,948974487	19,44315484
0,111055528	0,888944472	14,38080952
0,186093047	0,813906953	4,780657108
0,693846923	0,306153077	2,769908986
0,708854427	0,291145573	3,061171102
0,735867934	0,264132066	3,546133713
0,744872436	0,255127564	5,109999479
0,762881441	0,237118559	6,622021979
0,837918959	0,162081041	7,862796108
0,852926463	0,147073537	9,113827449
0,876938469	0,123061531	14,02866445
0,888944472	0,111055528	15,82666013
0,897948974	0,102051026	19,73581305
0,969984992	0,030015008	

Рисунок 4.9 – Значение индекса $SAIFI_S$ в зависимости от варианта размещения реклоузера на фидере 15-53

Рисунок 4.10 – Значение индекса SAIFI в зависимости от варианта размещения реклоузера на фидере 15-53

Согласно полученным расчетам, наиболее оптимальным местом установки реклоузера на фидере 15-53 является опора №78.

4.5. Выбор оптимального места установки реклоузера на фидере ВЛ 15-142.

Исходные данные фидера 15-142 представлены в таблице 4.5.1. Комбинации и варианты компоновки регионов фидера в таблице 4.5.2.

Таблица 4.5.1 – Исходные данные фидера 15-142

Длина, км	Число потребителей, шт. ТП	Суммарная установленная трансформаторная мощность, кВА	$К_з$
29,229	25	3447	0,3

Таблица 4.5.2 – Комбинации ТП и варианты компоновки регионов фидера 15-142

№ варианта установки	Количество ТП на I участке	Количество ТП на II участке	$\lambda_{total(I)}$	$\lambda_{total(II)}$
1	1	24	1	24
2	2	23	2	23
3	3	22	3	22
4	4	21	4	21
5	5	20	5	20
6	6	19	6	19
7	7	18	7	18
8	8	17	8	17
9	9	16	9	16

Продолжение таблицы 4.5.2.

10	10	15	10	15
11	11	14	11	14
12	12	13	12	13
13	18	7	18	7
14	19	6	19	6
15	20	5	20	5
16	21	4	21	4
17	22	3	22	3
18	23	2	23	2
19	24	1	24	1

Расчет коэффициентов $k_{S(I)}, k_{S(II)}$ и индекса $SAIFI_S$, учитывающего только коэффициент отношения мощностей представлен в таблице 4.5.3.

Таблица 4.5.3 – Коэффициенты $k_{S(I)}$, $k_{S(II)}$ и индекс $SAIFI_S$

$k_{S(I)}$	$k_{S(II)}$	$SAIFI_S$
0,072526835	0,927473165	21,3718828
0,079779518	0,920220482	19,48463011
0,152306353	0,847693647	16,46617929
0,170583116	0,829416884	14,74008703
0,21700029	0,78299971	12,74499565
0,289527125	0,710472875	10,67614737
0,307803887	0,692196113	9,574157238
0,336814621	0,663185379	8,528668407
0,365825355	0,634174645	7,679222512
0,394836089	0,605163911	7,025819553
0,413112852	0,586887148	6,600661445
0,421816072	0,578183928	6,338183928
0,80475776	0,19524224	10,81233536
0,810559907	0,189440093	11,97727879
0,822164201	0,177835799	13,33246301
0,822164201	0,177835799	14,61679141
0,836669568	0,163330432	16,25672179
0,85494633	0,14505367	18,11387293
0,927473165	0,072526835	21,3718828

Расчет коэффициентов $k_{L(I)}$, $k_{L(II)}$ и индекса SAIFI, учитывающего оба коэффициента представлен в таблице 4.5.4. Графически результаты расчетов представлены на рисунках 4.11, 4.12.

Таблица 4.5.4 – Коэффициенты $k_{L(I)}$, $k_{L(II)}$ и индекс SAIFI

$k_{L(I)}$	$k_{L(II)}$	SAIFI
0,066866695	0,933133305	19,44575972
0,090012859	0,909987141	17,62020643
0,095156451	0,904843549	14,72872384
0,102871839	0,897128161	12,98764786
0,113159023	0,886840977	10,81828151
0,138876982	0,861123018	8,512671936
0,177453922	0,822546078	7,321020059
0,197171024	0,802828976	5,869863453
0,26403772	0,73596228	5,010341166
0,279468495	0,720531505	4,269594401
0,30432919	0,69567081	3,709046407
0,342906129	0,657093871	2,897470575
0,683669096	0,316330904	7,40652126
0,699099871	0,300900129	9,058487067
0,768538363	0,231461637	11,11883396
0,843120446	0,156879554	12,31962322
0,848264038	0,151735962	14,78670068
0,912558937	0,087441063	16,74315586
0,925417917	0,074582083	20,32494692

Рисунок 4.11 – Значение индекса $SAIFI_S$ в зависимости от варианта размещения реклоузера на фидере 15-142

Рисунок 4.12 – Значение индекса SAIFI в зависимости от варианта размещения реклоузера на фидере 15-142

Согласно полученным расчетам, наиболее оптимальным местом установки реклоузера на фидере 15-142 является опора №120-121 (№ опоры уточнить при проектировании).

4.6. Выбор оптимального места установки реклоузера на фидере ВЛ 15-145.

Исходные данные фидера 15-145 представлены в таблице 4.6.1. Комбинации и варианты компоновки регионов фидера в таблице 4.6.2.

Таблица 4.6.1 – Исходные данные фидера 15-145

Длина, км	Число потребителей, шт. ТП	Суммарная установленная трансформаторная мощность, кВА	$К_з$
24,05	24	3093	0,125

Таблица 4.6.2 – Комбинации ТП и варианты компоновки регионов фидера 15-145

№ варианта установки	Количество ТП на I участке	Количество ТП на II участке	$\lambda_{total(I)}$	$\lambda_{total(II)}$
1	2	22	2	22
2	4	20	4	20
3	6	18	6	18
4	7	17	7	17
5	8	16	8	16
6	9	15	9	15
7	10	14	10	14
8	13	11	13	11

Продолжение таблицы 4.6.2.

9	14	10	14	10
10	17	7	17	7
11	18	6	18	6
12	19	5	19	5
13	23	1	23	1

Расчет коэффициентов $k_{S(I)}$, $k_{S(II)}$ и индекса $SAIFI_S$, учитывающего только коэффициент отношения мощностей представлен в таблице 4.6.3.

Таблица 4.6.3 – Коэффициенты $k_{S(I)}$, $k_{S(II)}$ и индекс $SAIFI_S$

$k_{S(I)}$	$k_{S(II)}$	$SAIFI_S$
0,042030391	0,957969609	19,32605884
0,090526996	0,909473004	15,21823472
0,193986421	0,806013579	11,17216295
0,274814096	0,725185904	9,293525703
0,326543809	0,673456191	8,054316198
0,407371484	0,592628516	6,930771096
0,459101196	0,540898804	6,330261882
0,507597801	0,492402199	6,05686227
0,523763337	0,476236663	6,261720013
0,659553831	0,340446169	8,637204979
0,679922405	0,320077595	9,659068865
0,760750081	0,239249919	11,6921678
0,870675719	0,129324281	19,19653249

Расчет коэффициентов $k_{L(I)}$, $k_{L(II)}$ и индекса SAIFI, учитывающего оба коэффициента представлен в таблице 4.6.4. Графически результаты расчетов представлены на рисунках 4.13, 4.14.

Таблица 4.6.4 – Коэффициенты $k_{L(I)}$, $k_{L(II)}$ и индекс SAIFI

$k_{L(I)}$	$k_{L(II)}$	SAIFI
0,16086826	0,83913174	13,45775
0,303504783	0,696495217	10,19359
0,328814723	0,671185277	6,999184
0,366565141	0,633434859	5,505754
0,394877955	0,605122045	4,609526
0,407747415	0,592252585	3,613446
0,464587534	0,535412466	3,033899
0,552400154	0,447599846	3,094073
0,560121831	0,439878169	3,463495
0,645060272	0,354939728	5,425821
0,652781948	0,347218052	8,417697
0,912487667	0,087512333	11,44295

Рисунок 4.13 – Значение индекса $SAIFI_S$ в зависимости от варианта размещения реклоузера на фидере 15-145

Рисунок 4.14 – Значение индекса SAIFI в зависимости от варианта размещения реклоузера на фидере 15-145

Согласно полученным расчетам, наиболее оптимальным местом установки реклоузера на фидере 15-145 является опора №123-125 (№ опоры уточнить при проектировании).

4.7. Выбор оптимального места установки реклоузера на фидере ВЛ 15-261.

Исходные данные фидера 15-261 представлены в таблице 4.7.1. Комбинации и варианты компоновки регионов фидера в таблице 4.7.2.

Таблица 4.7.1 – Исходные данные фидера 15-261

Длина, км	Число потребителей, шт. ТП	Суммарная установленная трансформаторная мощность, кВА	$К_з$
8,823	20	6320	0,284

Таблица 4.7.2 – Комбинации ТП и варианты компоновки регионов фидера 15-261

№ варианта установки	Количество ТП на I участке	Количество ТП на II участке	$\lambda_{total(I)}$	$\lambda_{total(II)}$
1	2	18	2	18
2	4	16	4	16
3	5	15	5	15
4	6	14	6	14
5	7	13	7	13
6	9	11	9	11
7	12	8	12	8
8	13	7	13	7
9	16	4	16	4
10	17	3	17	3
11	18	2	18	2

Расчет коэффициентов $k_{S(I)}$, $k_{S(II)}$ и индекса $SAIFI_S$, учитывающего только коэффициент отношения мощностей представлен в таблице 4.7.3.

Таблица 4.7.3 – Коэффициенты $k_{S(I)}$, $k_{S(II)}$ и индекс $SAIFI_S$

$k_{S(I)}$	$k_{S(II)}$	$SAIFI_S$
0,118670886	0,881329114	14,30126582
0,19778481	0,80221519	10,42658228
0,213607595	0,786392405	9,113924051
0,412974684	0,587025316	6,496202532
0,452531646	0,547468354	5,734810127
0,579113924	0,420886076	4,891772152
0,723101266	0,276898734	6,092405063
0,738924051	0,261075949	6,883544304
0,857594937	0,142405063	11,09113924
0,897151899	0,102848101	13,01012658
0,936708861	0,063291139	15,18734177

Расчет коэффициентов $k_{L(I)}$, $k_{L(II)}$ и индекса SAIFI, учитывающего оба коэффициента представлен в таблице 4.7.4. Графически результаты расчетов представлены на рисунках 4.15, 4.16.

Таблица 4.7.4 – Коэффициенты $k_{L(I)}$, $k_{L(II)}$ и индекс SAIFI

$k_{L(I)}$	$k_{L(II)}$	SAIFI
0,08700495	0,91299505	11,90837
0,166212871	0,833787129	8,50659
0,174257426	0,825742574	6,873961
0,229950495	0,770049505	4,170022
0,315965347	0,684034653	3,429842
0,34009901	0,65990099	2,420544
0,626113861	0,373886139	3,76268
0,665841584	0,334158416	5,505226
0,868193069	0,131806931	10,08987
0,918316832	0,081683168	12,54818
0,967821782	0,032178218	15,17468

Рисунок 4.15 – Значение индекса $SAIFI_S$ в зависимости от варианта размещения реклоузера на фидере 15-261

Рисунок 4.16 – Значение индекса SAIFI в зависимости от варианта размещения реклоузера на фидере 15-261

Согласно полученным расчетам, наиболее оптимальным местом установки реклоузера на фидере 15-261 является опора №29-31 (№ опоры уточнить при проектировании).

4.8. Выбор оптимального места установки реклоузера на фидере ВЛ 15-262.

Исходные данные фидера 15-262 представлены в таблице 4.8.1. Комбинации и варианты компоновки регионов фидера в таблице 4.8.2.

Таблица 4.8.1 – Исходные данные фидера 15-262

Длина, км	Число потребителей, шт. ТП	Суммарная установленная трансформаторная мощность, кВА	$К_з$
12,782	22	3996	0,177

Таблица 4.8.2 – Комбинации ТП и варианты компоновки регионов фидера 15-262

№ варианта установки	Количество ТП на I участке	Количество ТП на II участке	$\lambda_{total(I)}$	$\lambda_{total(II)}$
1	5	17	5	17
2	6	16	6	16
3	7	15	7	15
4	8	14	8	14
5	9	13	9	13
6	19	3	19	3
7	20	2	20	2
8	21	1	21	1

Расчет коэффициентов $k_{S(I)}, k_{S(II)}$ и индекса $SAIFI_S$, учитывающего только коэффициент отношения мощностей представлен в таблице 4.8.3.

Таблица 4.8.3 – Коэффициенты $k_{S(I)}$, $k_{S(II)}$ и индекс $SAIFI_S$

$k_{S(I)}$	$k_{S(II)}$	$SAIFI_S$
0,190569265	0,809430735	10,84953246
0,215001222	0,784998778	9,48635142
0,254092353	0,745907647	8,194533905
0,315172245	0,684827755	7,018057437
0,354263376	0,645736624	6,264764676
0,789152211	0,210847789	13,03552629
0,886880039	0,113119961	16,14565889
0,984607867	0,015392133	19,73761189

Расчет коэффициентов $k_{L(I)}$, $k_{L(II)}$ и индекса SAIFI, учитывающего оба коэффициента представлен в таблице 4.8.4. Графически результаты расчетов представлены на рисунках 4.17, 4.18.

Таблица 4.8.4 – Коэффициенты $k_{L(I)}$, $k_{L(II)}$ и индекс SAIFI

$k_{L(I)}$	$k_{L(II)}$	SAIFI
0,256707403	0,743292597	6,612873
0,385939036	0,614060964	5,399504
0,425270403	0,574729597	4,170681
0,489605282	0,510394718	3,548354
0,492414665	0,507585335	1,817902
0,859530833	0,140469167	11,3773
0,877791825	0,122208175	15,33333
0,950835792	0,049164208	19,3072
0,978227279	0,021772721	

Рисунок 4.17 – Значение индекса $SAIFI_S$ в зависимости от варианта размещения реклоузера на фидере 15-262

Рисунок 4.18 – Значение индекса SAIFI в зависимости от варианта размещения реклоузера на фидере 15-262

Согласно полученным расчетам, наиболее оптимальным местом установки реклоузера на фидере 15-262 является опора №78 (установка реклоузера вместо ДР 1/262), также рекомендуется установка второго реклоузера на отпайке от опоры №85 (№ опоры уточнить при проектировании).

4.9. Выбор оптимального места установки реклоузера на связке фидеров ВЛ 15-46, ВЛ 15-143, ВЛ 15-146.

Связку фидеров ВЛ 15-46, ВЛ 15-143, ВЛ 15-146 необходимо проанализировать комплексно, пересмотрев ранее полученный результат расчета для фидера ВЛ 15-46. Исходные данные фидеров представлены в таблице 4.9.1. Комбинации и варианты компоновки регионов фидера в таблице 4.9.2.

Таблица 4.9.1 – Исходные данные фидеров 15-46, 15-143, 15-146

Длина, км	Число потребителей, шт. ТП	Суммарная установленная трансформаторная мощность, кВА	$К_з$
ВЛ 15-46			
37,074	32	4169	0,157
ВЛ 15-143			
18,864	11	3813	0,2
ВЛ 15-146			
20,743	23	4313	0,193

Таблица 4.9.2 – Комбинации ТП и варианты компоновки регионов связки фидеров

№ варианта установки	Количество ТП на I участке	Количество ТП на II участке	$\lambda_{total(I)}$	$\lambda_{total(II)}$
1	1	35	1	35
2	2	34	2	34
3	3	33	3	33
4	4	32	4	32
5	5	31	5	31
6	6	30	6	30
7	7	29	7	29
8	8	28	8	28
9	9	27	9	27
10	10	26	10	26
11	11	25	11	25
12	12	24	12	24
13	13	23	13	23
14	14	22	14	22

Продолжение таблицы 4.9.2.

15	15	21	15	21
16	16	20	16	20
17	17	19	17	19
18	18	18	18	18
19	19	17	19	17
20	20	16	20	16
21	22	14	22	14
22	25	11	25	11
23	26	10	26	10
24	27	9	27	9
25	28	8	28	8
26	30	6	30	6
27	32	4	32	4
28	35	1	35	1

Расчет коэффициентов $k_{S(I)}, k_{S(II)}$ и индекса $SAIFI_S$, учитывающего только коэффициент отношения мощностей представлен в таблице 4.9.3.

Таблица 4.9.3 – Коэффициенты $k_{S(I)}$, $k_{S(II)}$ и индекс $SAIFI_S$

$k_{S(I)}$	$k_{S(II)}$	$SAIFI_S$
0,012044492	0,987955508	33,61826504
0,042155723	0,957844277	30,76212797
0,061426911	0,938573089	28,40719267
0,213187515	0,786812485	22,47519403
0,232458702	0,767541298	20,65051818
0,240046733	0,759953267	19,23887842
0,391807336	0,608192664	14,74134971
0,411078524	0,588921476	13,5562073
0,41710077	0,58289923	12,74218614
0,429145263	0,570854737	11,91145358
0,535136795	0,464863205	9,869195977
0,553733492	0,446266508	9,355198102
0,582790829	0,417209171	8,866536151
0,611848167	0,388151833	8,549659107
0,658339908	0,341660092	8,299960554
0,704831648	0,295168352	8,291784519
0,723428344	0,276571656	8,580921089
0,735051279	0,264948721	9
0,746674215	0,253325785	9,521126207
0,775731552	0,224268448	10,21403732
0,800139716	0,199860284	11,84556217

Продолжение таблицы 4.9.3

0,832683934	0,167316066	15,01868619
0,84430687	0,15569313	16,28668769
0,862903566	0,137096434	17,78226418
0,88937736	0,11062264	19,56532498
0,936651992	0,063348008	23,47964782
0,990545074	0,009454926	28,1797065

Расчет коэффициентов $k_{L(I)}$, $k_{L(II)}$ и индекса SAIFI, учитывающего оба коэффициента представлен в таблице 4.9.4. Графически результаты расчетов представлены на рисунках 4.19, 4.20.

Таблица 4.9.4 – Коэффициенты $k_{L(I)}$, $k_{L(II)}$ и индекс SAIFI

$k_{L(I)}$	$k_{L(II)}$	SAIFI
0,063316583	0,936683417	31,07972
0,075502513	0,924497487	27,46968
0,106909548	0,893090452	18,98625
0,331457286	0,668542714	14,94889
0,333467337	0,666532663	13,52406
0,342638191	0,657361809	11,27851
0,411557789	0,588442211	8,459846
0,420351759	0,579648241	7,537814
0,43718593	0,56281407	6,720528
0,467839196	0,532160804	6,22862
0,471356784	0,528643216	4,934598
0,5	0,5	4,637998
0,508040201	0,491959799	4,35309
0,52361809	0,47638191	4,225513
0,526130653	0,473869347	4,147955
0,528643216	0,471356784	4,199869
0,531155779	0,468844221	4,426157
0,544723618	0,455276382	4,703042
0,54798995	0,45201005	5,090808
0,560552764	0,439447236	5,542958
0,562060302	0,437939698	7,013615
0,61281407	0,38718593	9,792419
0,664321608	0,335678392	10,79371
0,671859296	0,328140704	14,54534
0,829396985	0,170603015	16,5892
0,855025126	0,144974874	21,01059
0,896984925	0,103015075	26,52628
0,941457286	0,058542714	34,02778

Рисунок 4.19 – Значение индекса $SAIFI_S$ в зависимости от варианта размещения реклоузера на связке фидеров

Рисунок 4.20 – Значение индекса SAIFI в зависимости от варианта размещения реклоузера на связке фидеров

Согласно полученным расчетам, наиболее оптимальным местом установки реклоузера на связке фидеров ВЛ 15-143 и ВЛ 15-146 является опора №119 ВЛ 15-143 (№ опоры уточнить при проектировании) (возможна установка реклоузера вместо ДВН 1/143), второй реклоузер необходимо установить на фидере ВЛ 15-46 на опоре № 105.

5 АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ АВТОМАТИЗИРУЕМЫХ РЕКЛОУЗЕРАМИ ФИДЕРОВ КЛАССА НАПРЯЖЕНИЯ 15 КВ

Режимы работы автоматизируемых реклоузерами фидеров смоделированы и просчитаны в программе RastrWin3. В программной среде созданы математические модели каждого из выбранных ранее для автоматизации фидеров и просчитаны нормальный режим и, как правило, два (реже – три) утяжеленных режима (в зависимости от количества установленных на фидере реклоузеров). С помощью макроса получено графическое представление отклонения напряжения от номинального значения по узлам в нормальном и утяжеленном режимах, представленное на рисунках 5.1 – 5.14 [19,20,21]. Расчетные данные, отклонения напряжения и токовые нагрузки представлены в приложении.

Нормальный режим соответствует схеме нормального режима линии, согласованной и утвержденной с Западными электрическими сетями и АО «Янтарьэнерго». Как правило, все рассматриваемые фидера построены по схеме с двумя центрами питания (ЦП), один из которых – в резерве.

Утяжеленные режимы работы рассматриваются вкупе с локализацией аварийного участка сети реклоузером. Рассмотрим алгоритм работы коммутационного аппарата на примере фидера 15-53. Реклоузер делит линию на две зоны. При замыкании в первой зоне срабатывают выключатель на ЦП ПС О-24 и вакуумный выключатель реклоузера. Далее следует цикл АПВ, и, если замыкание оказывается устойчивым, первая зона локализуется. Электроснабжение второй зоны будет осуществляться от резервного источника (в данном случае от ПС В-5). При замыкании во второй зоне отключается реклоузер и выключатель на В-5. При устойчивом характере замыкания и выключатель реклоузера и выключатель на В-5 отключаются, локализуя вторую зону.

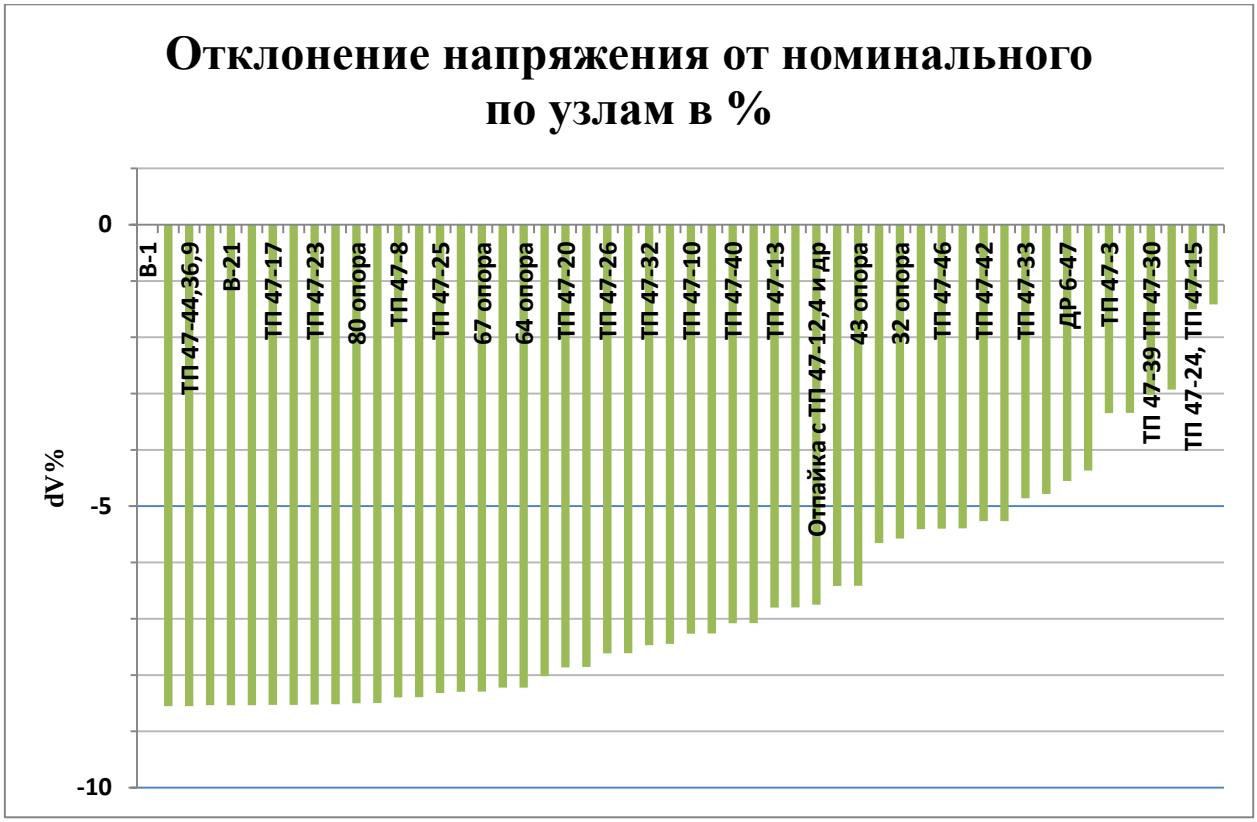

Рисунок 5.1 – Отклонения напряжения от номинального значения по узлам в % в нормальном режиме работы фидера 15-47

Рисунок 5.2 – Отклонения напряжения от номинального значения по узлам в % в утяжеленных режимах работы фидера 15-47

Рисунок 5.3 – Отклонения напряжения от номинального значения по узлам в % в нормальном режиме работы фидера 15-51

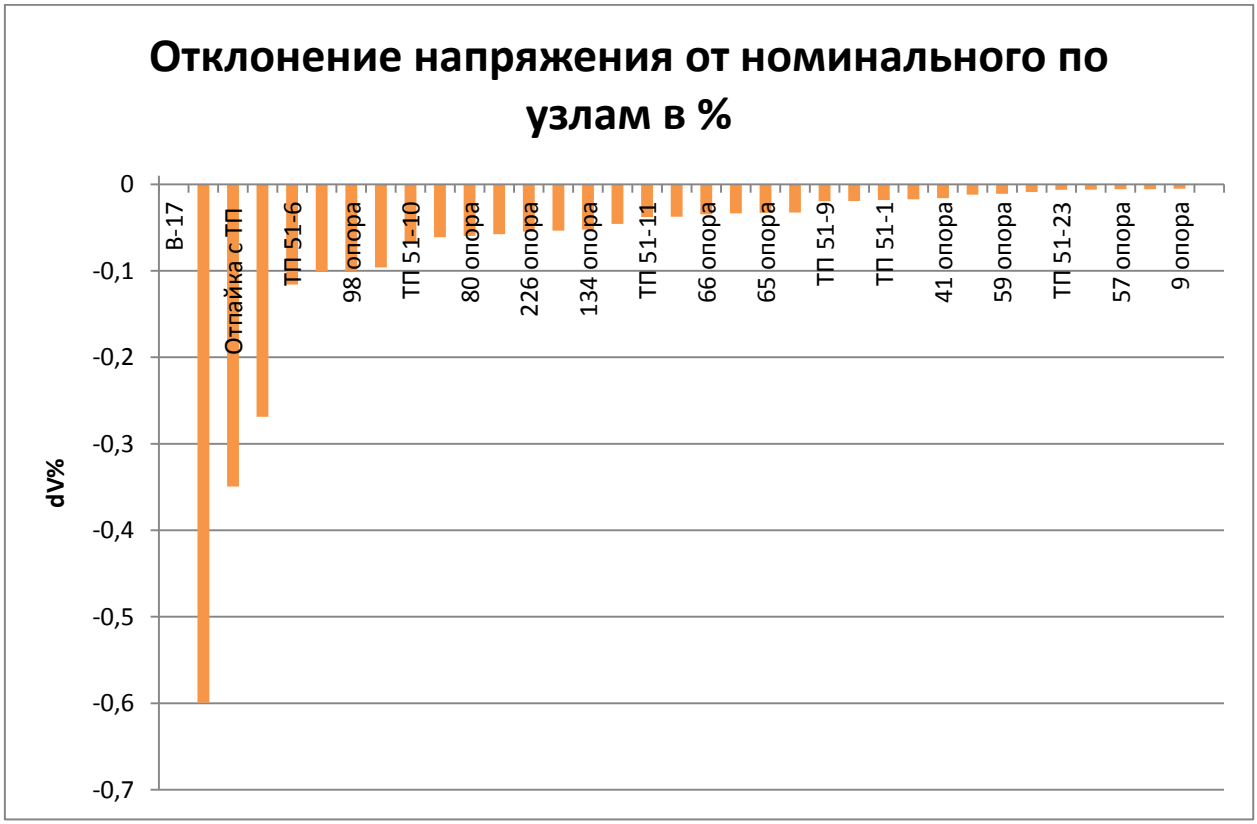

Рисунок 5.4 – Отклонения напряжения от номинального значения по узлам в % в утяжеленных режимах работы фидера 15-51

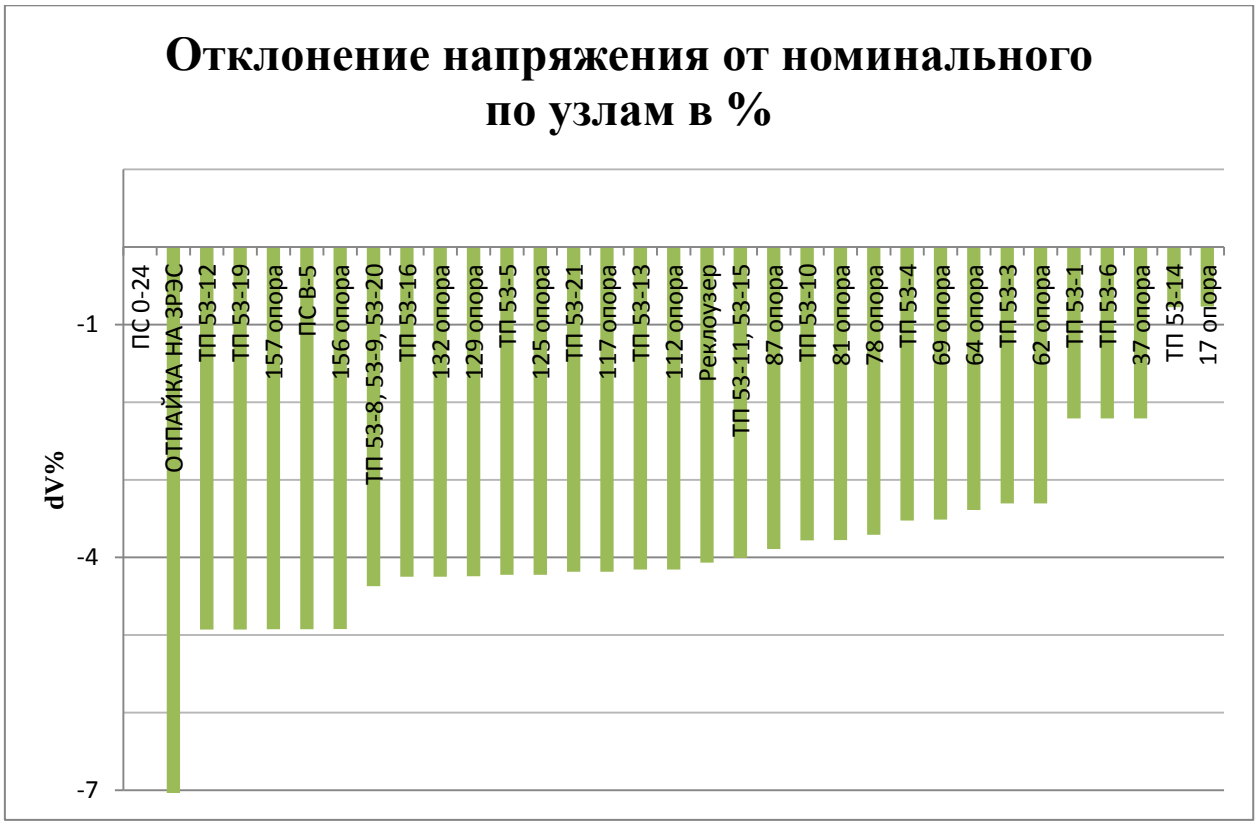

Рисунок 5.5 – Отклонения напряжения от номинального значения по узлам в % в нормальном режиме работы фидера 15-53

Рисунок 5.6 – Отклонения напряжения от номинального значения по узлам в % в утяжеленных режимах работы фидера 15-53

Рисунок 5.7 – Отклонения напряжения от номинального значения по узлам в % в нормальном режиме работы фидера 15-142

Рисунок 5.8 – Отклонения напряжения от номинального значения по узлам в % в утяжеленных режимах работы фидера 15-142

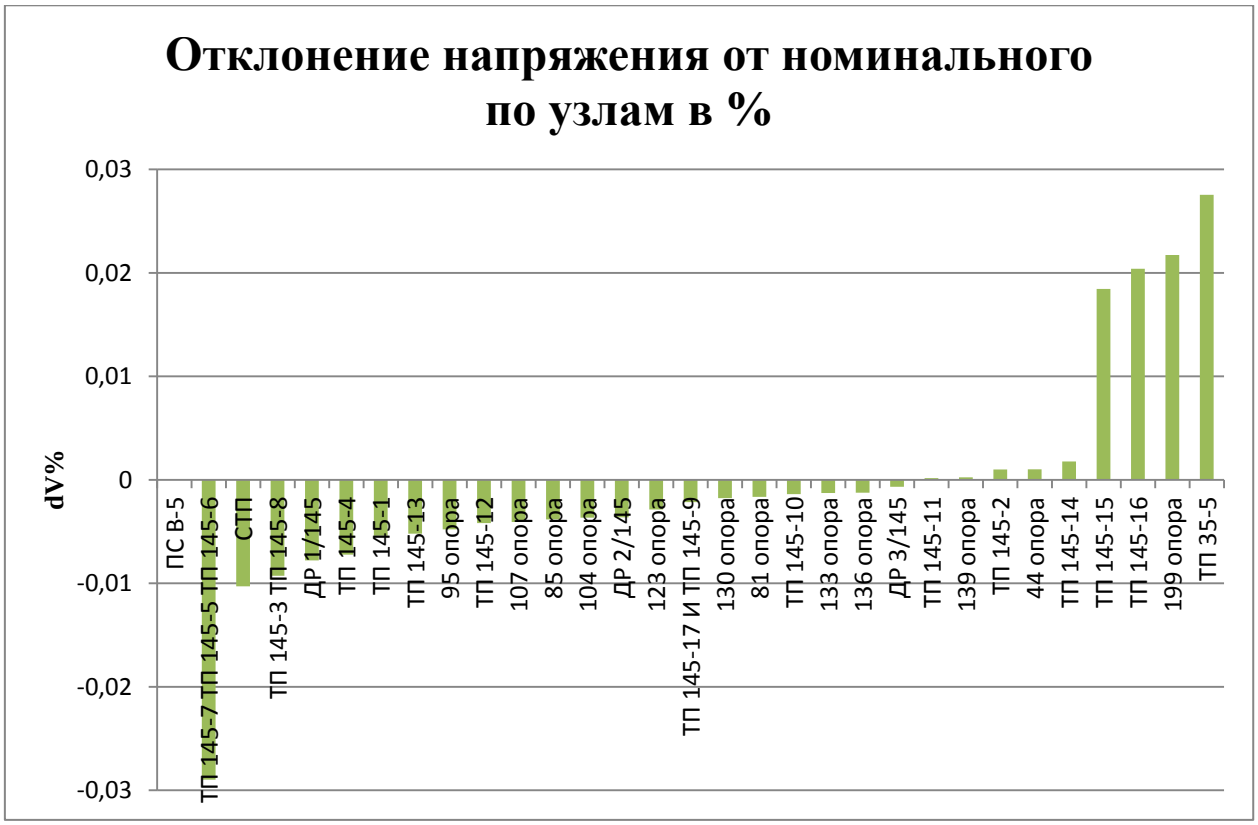

Рисунок 5.9 – Отклонения напряжения от номинального значения по узлам в % в нормальном режиме работы фидера 15-145

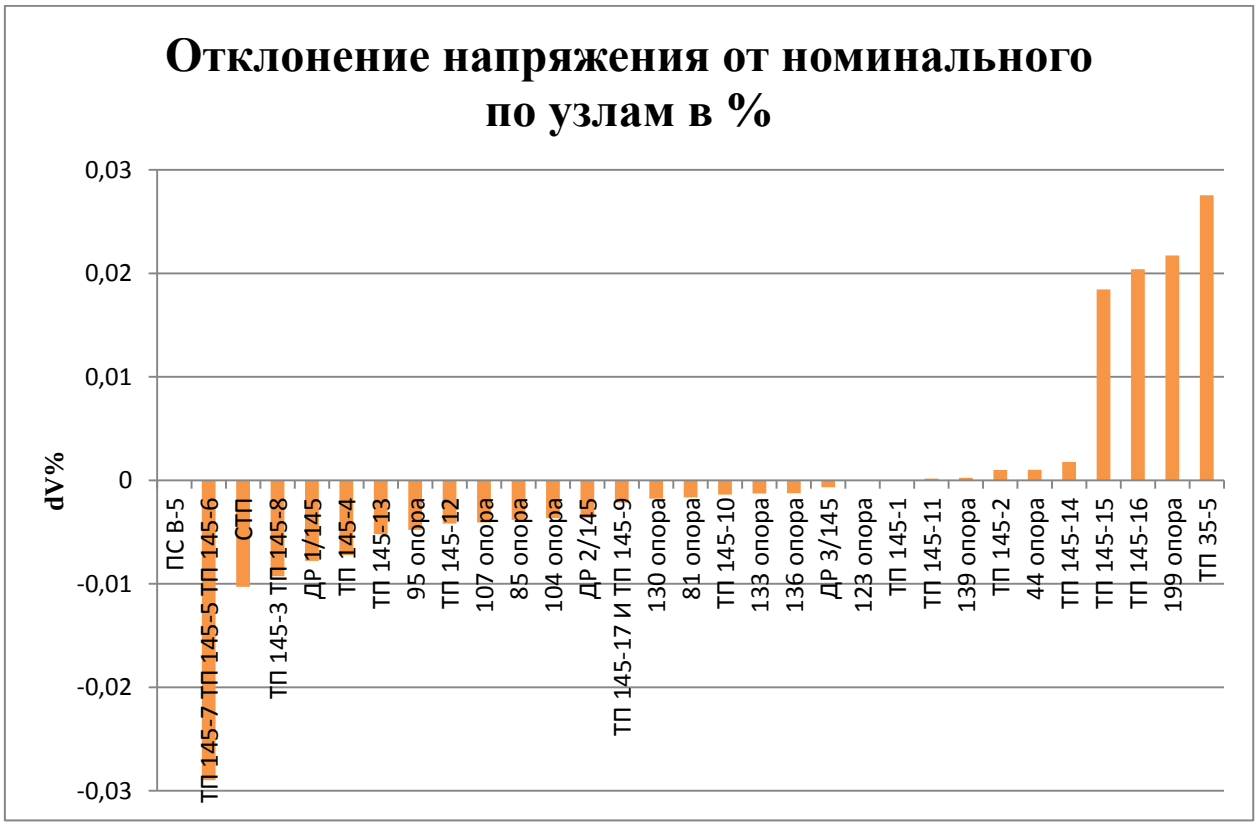

Рисунок 5.10 – Отклонения напряжения от номинального значения по узлам в % в утяжеленных режимах работы фидера 15-145

Рисунок 5.11 – Отклонения напряжения от номинального значения по узлам в % в нормальном режиме работы фидера 15-261

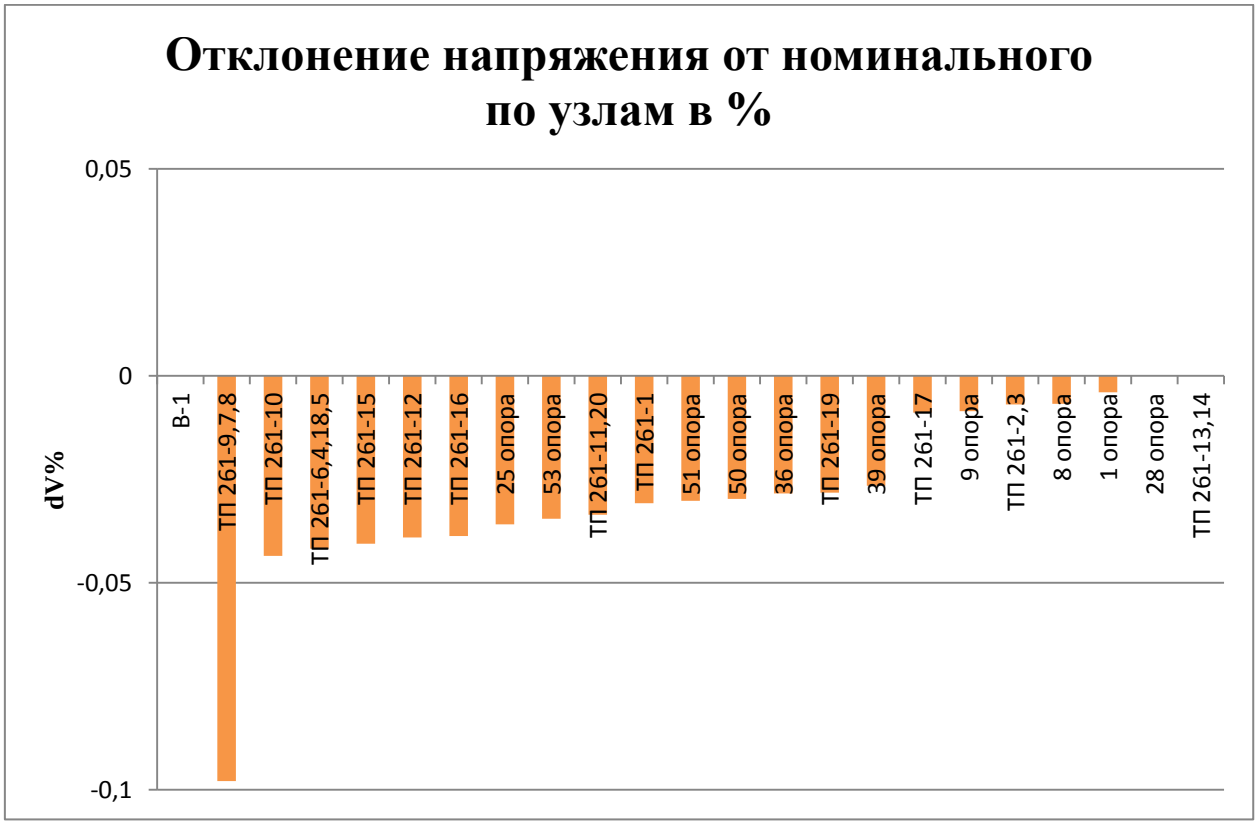

Рисунок 5.12 – Отклонения напряжения от номинального значения по узлам в % в утяжеленных режимах работы фидера 15-261

Рисунок 5.13 – Отклонения напряжения от номинального значения по узлам в % в нормальном режиме работы фидера 15-262

Рисунок 5.14 – Отклонения напряжения от номинального значения по узлам в % в утяжеленных режимах работы фидера 15-262

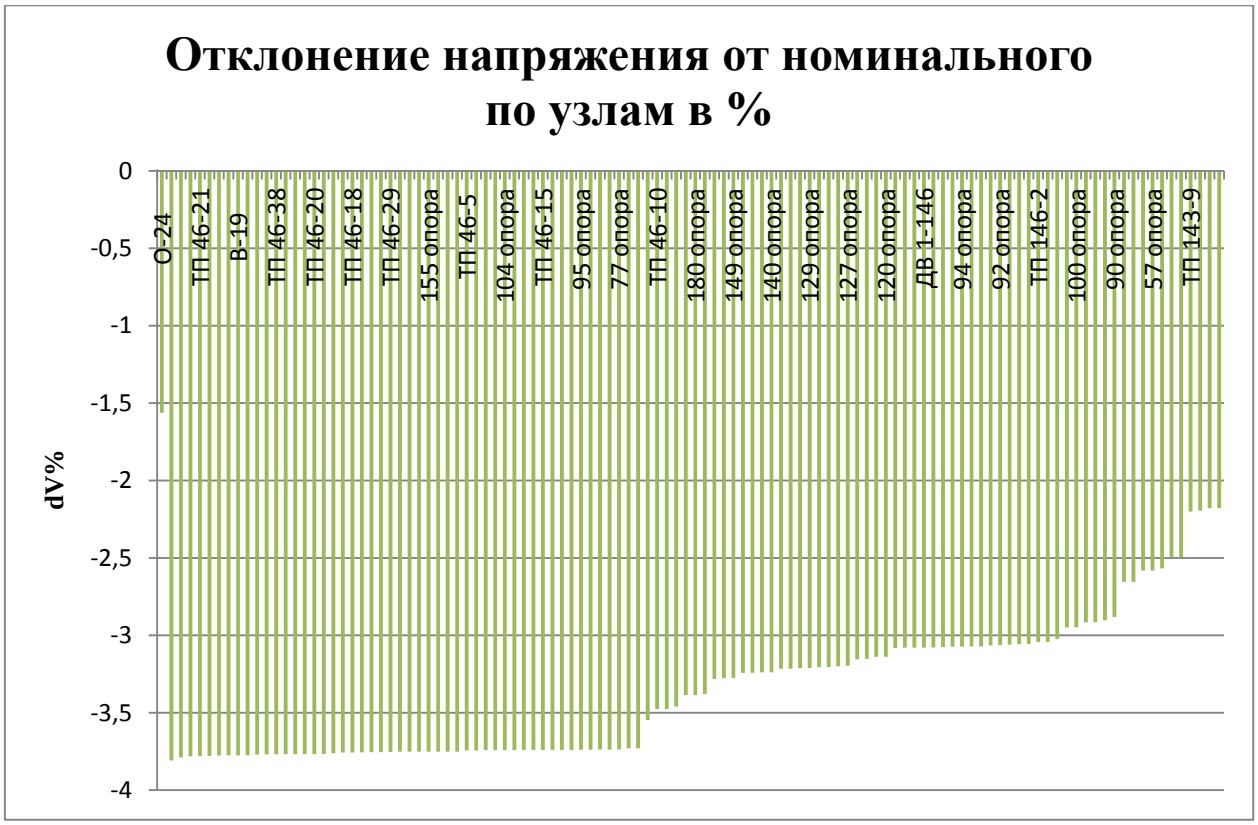

Рисунок 5.15 – Отклонения напряжения от номинального значения по узлам в % в нормальном режиме работы связки фидеров 15-46, 15-143, 15-146

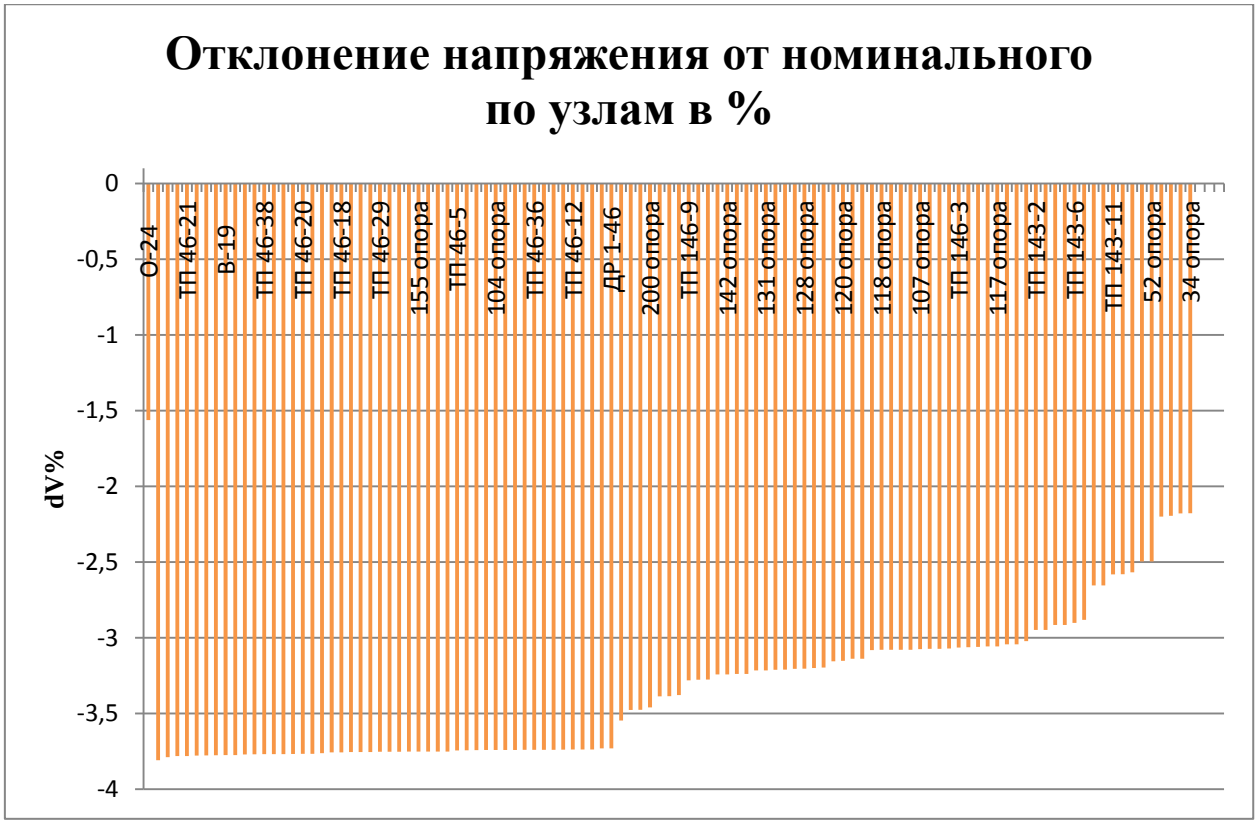

Рисунок 5.14 – Отклонения напряжения от номинального значения по узлам в % в утяжеленных режимах работы связки фидеров 15-46, 15-143, 15-146

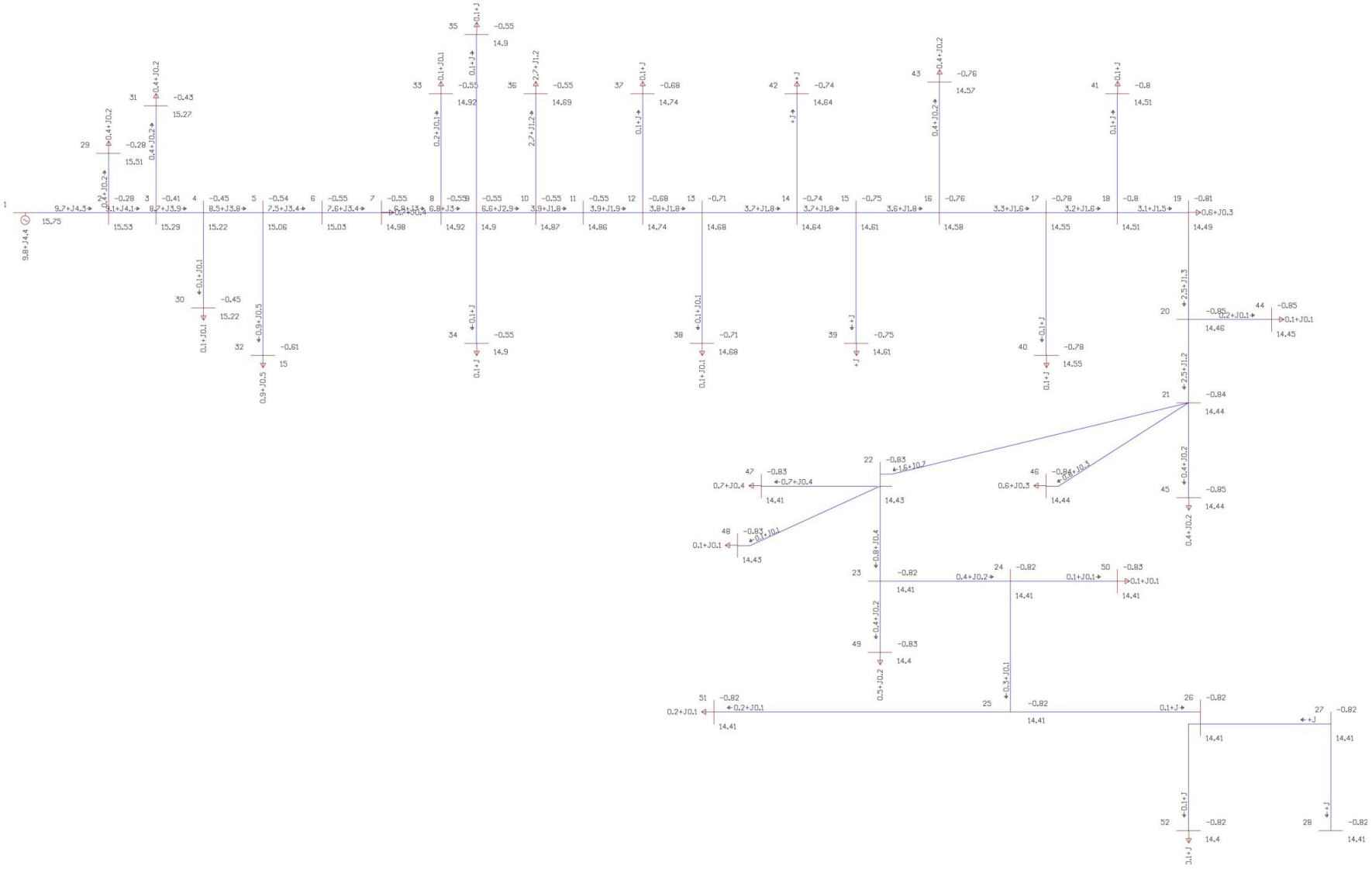

Рисунок 5.17 – Схема фидера 15-47 в нормальном режиме работы до установки реклоузера

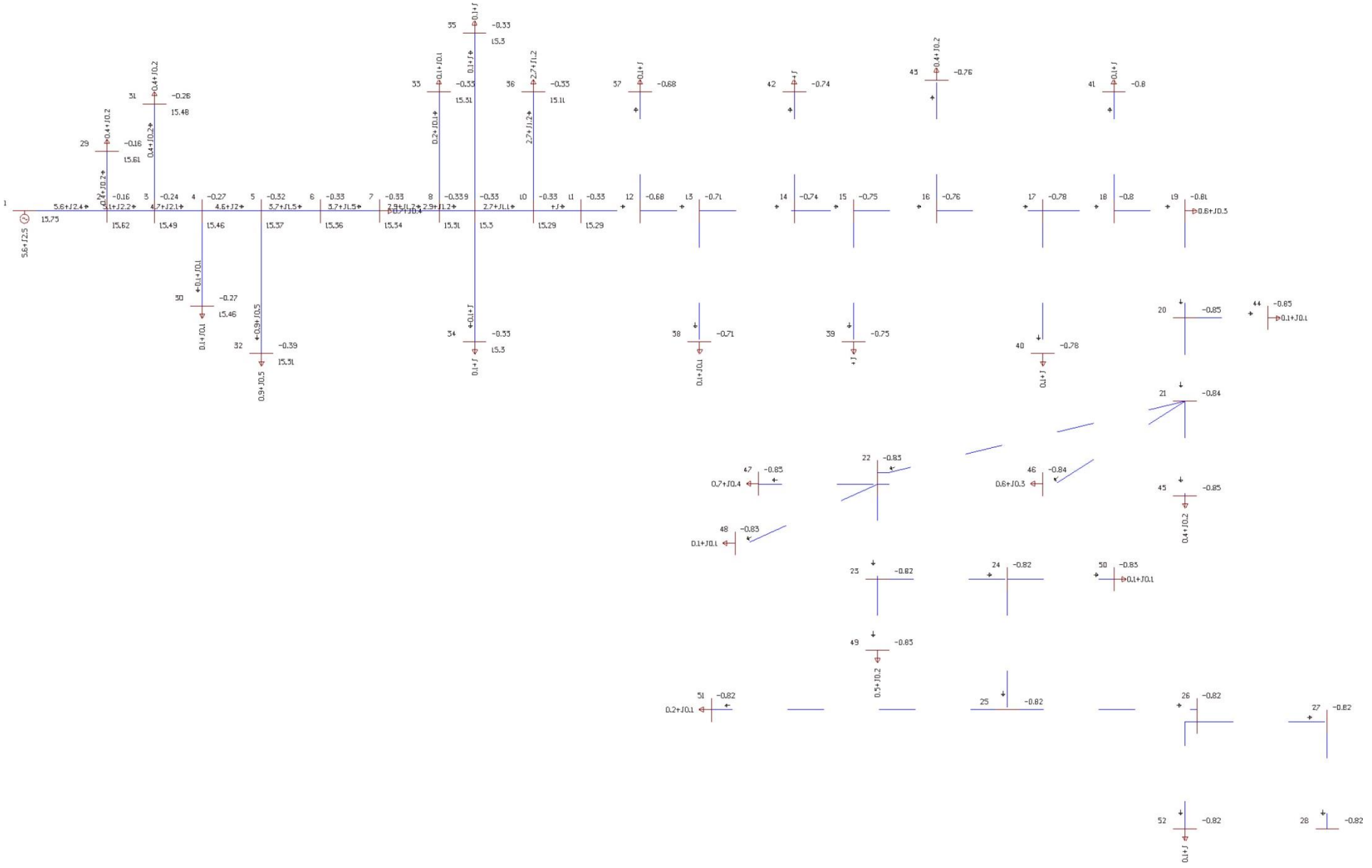

Рисунок 5.18 – Схема фидера 15-47 в утяжеленном режиме работы после установки реклоузера

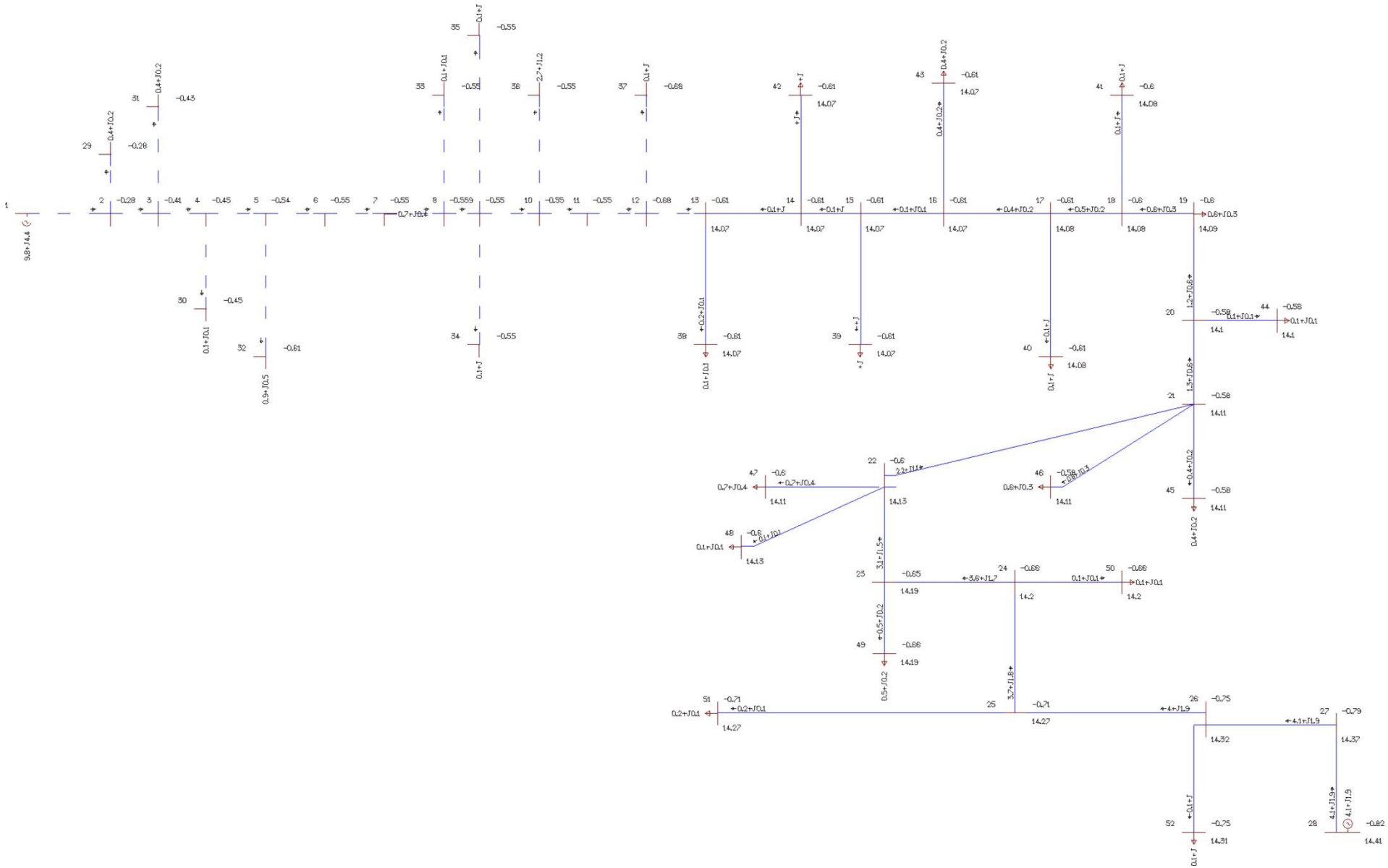

Рисунок 5.19 – Схема фидера 15-47 в утяжеленном режиме работы после установки реклоузера

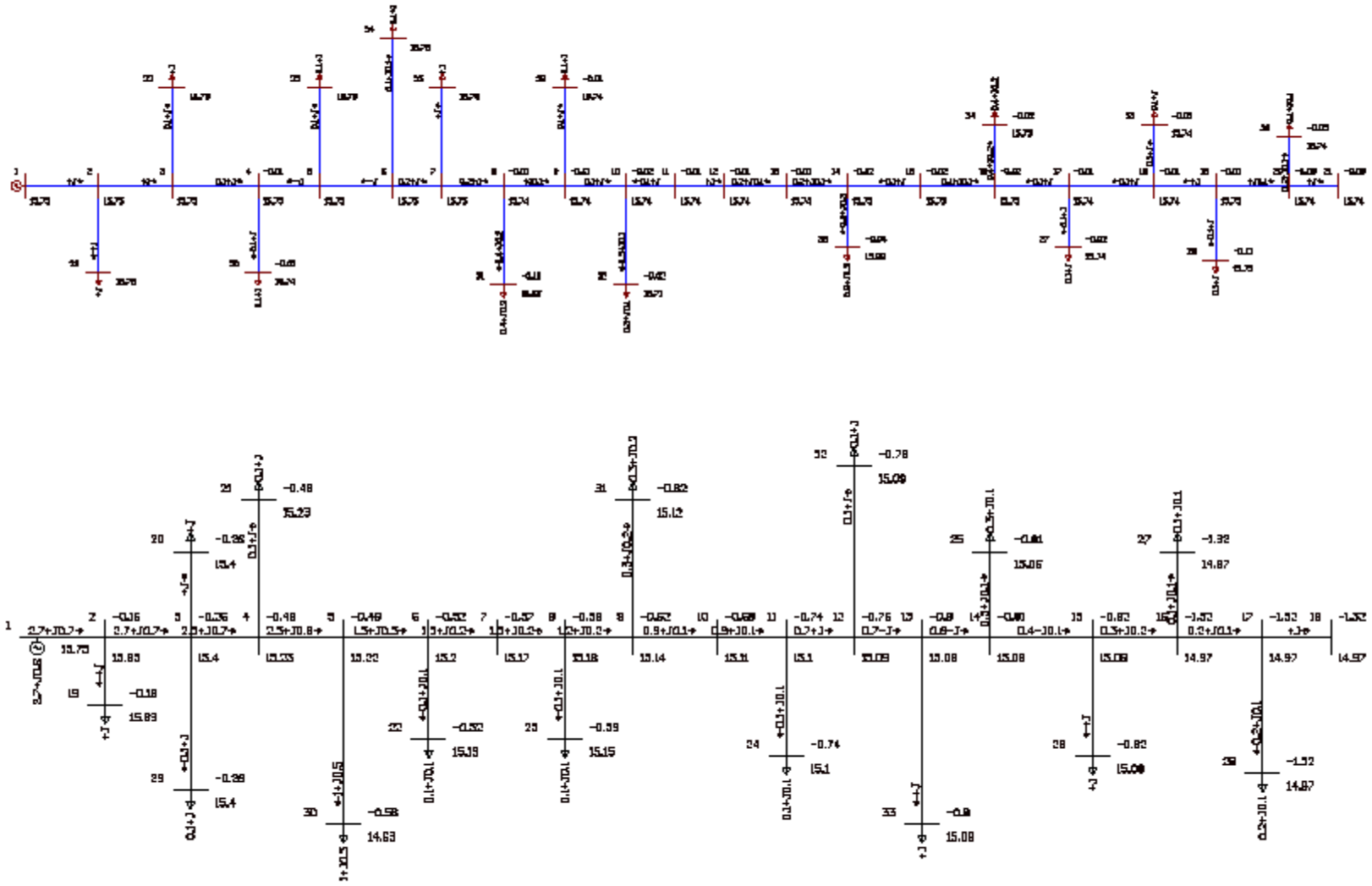

Рисунок 5.20 – Схема фидеров 15-51 и 15-53 в нормальном режиме работы до установки реклоузера

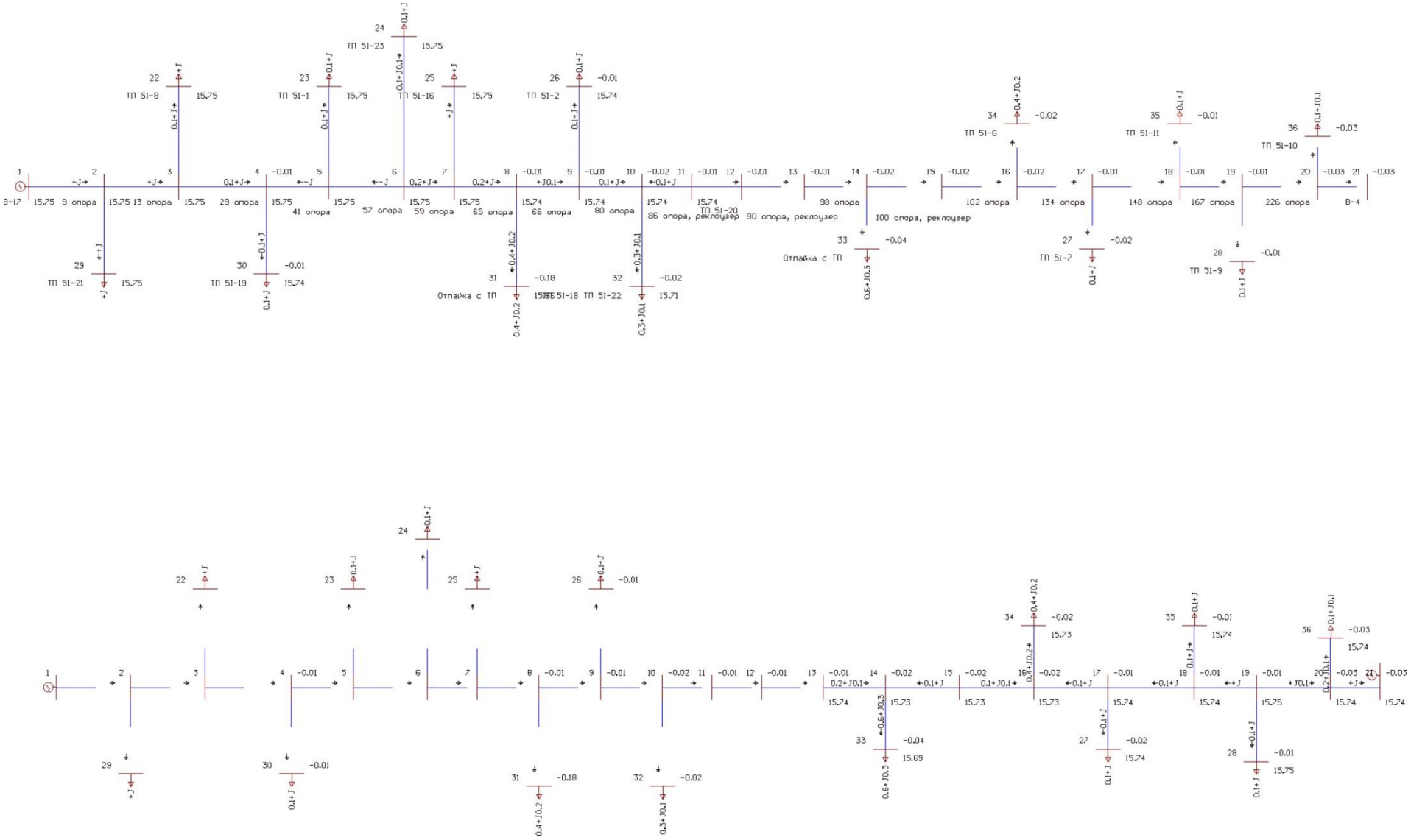

Рисунок 5.21 – Схемы фидера 15-51 в утяжеленном режиме работы после установки реклоузера

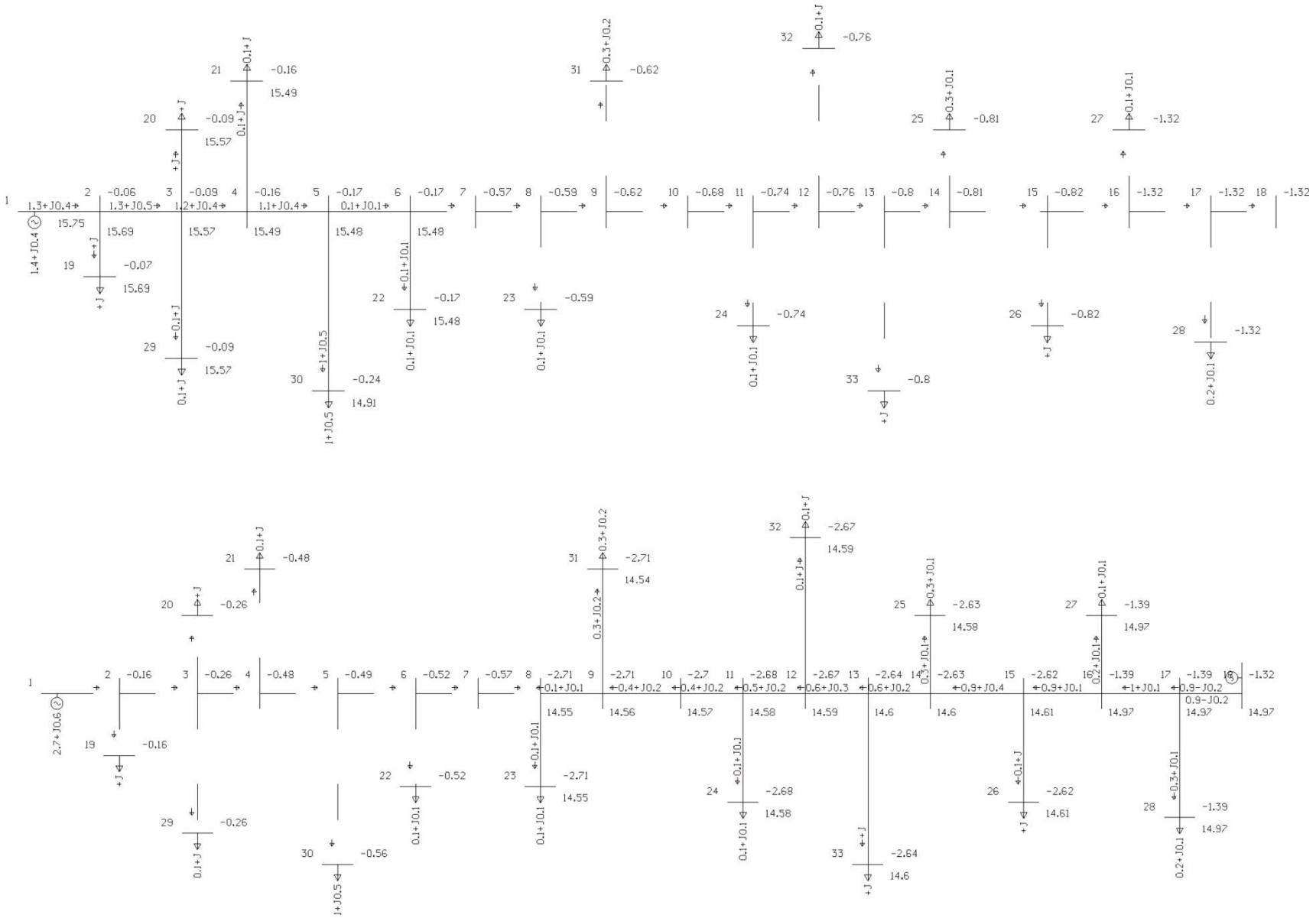

Рисунок 5.22 – Схемы фидера 15-53 в утяжеленном режиме работы после установки реклоузера

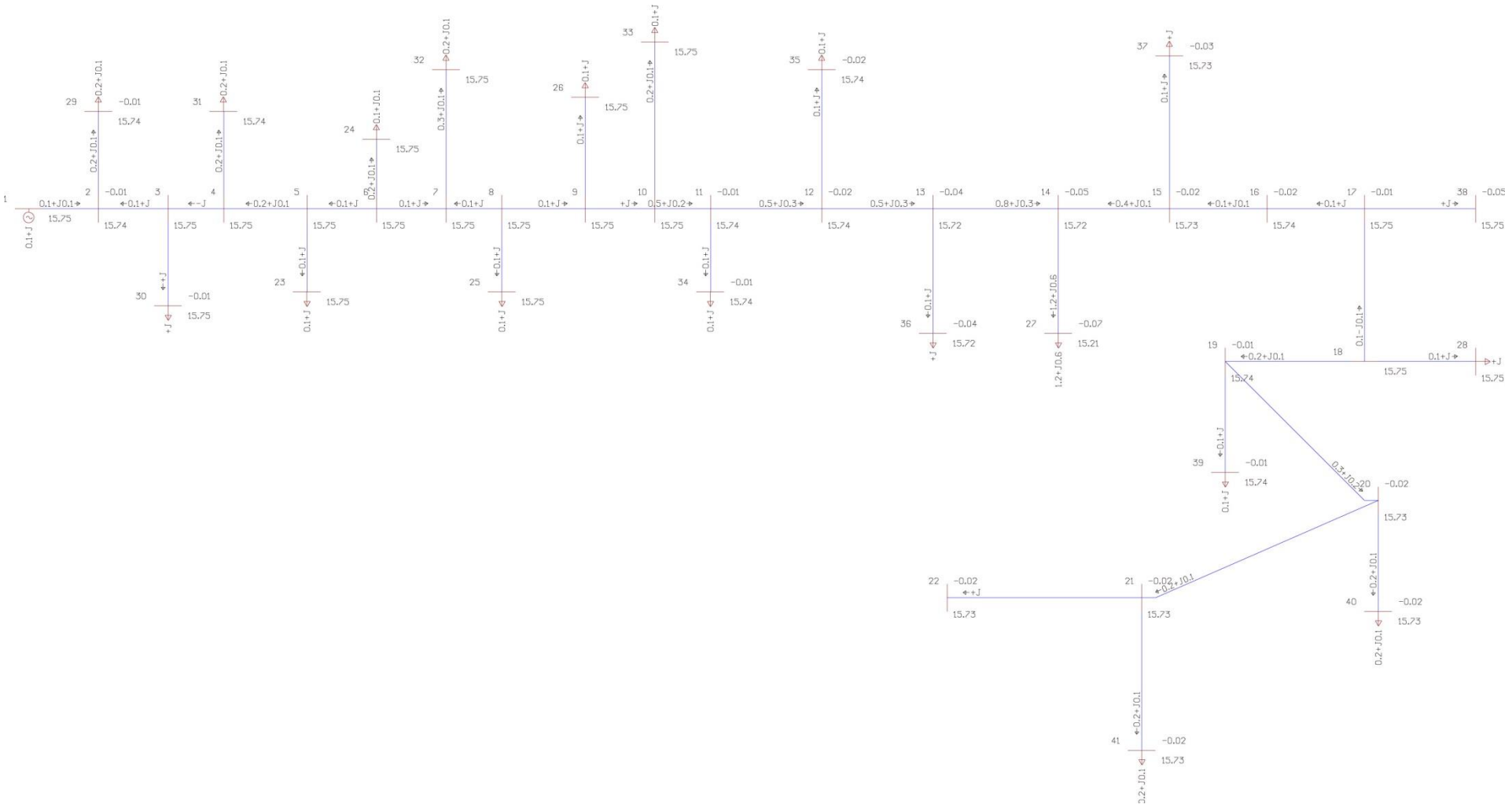

Рисунок 5.23 – Схема фидера 15-142 в нормальном режиме работы до установки реклоузера

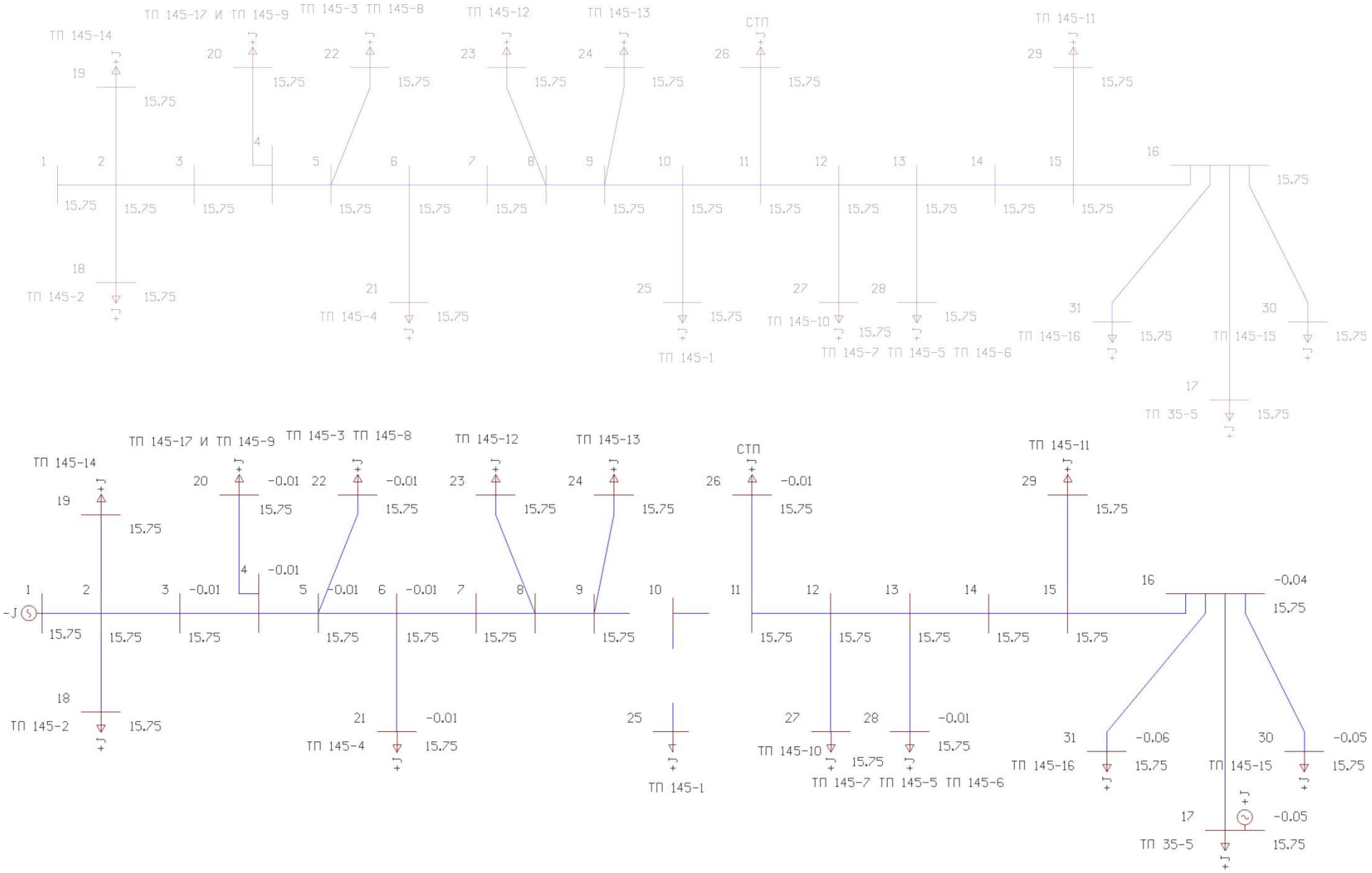

Рисунок 5.24 – Схема фидера 15-145 в нормальном режиме работы до установки реклоузера и в утяжеленном режиме

Рисунок 5.25 – Схема фидера 15-261 в нормальном режиме работы до установки реклоузера и в утяжеленном режиме

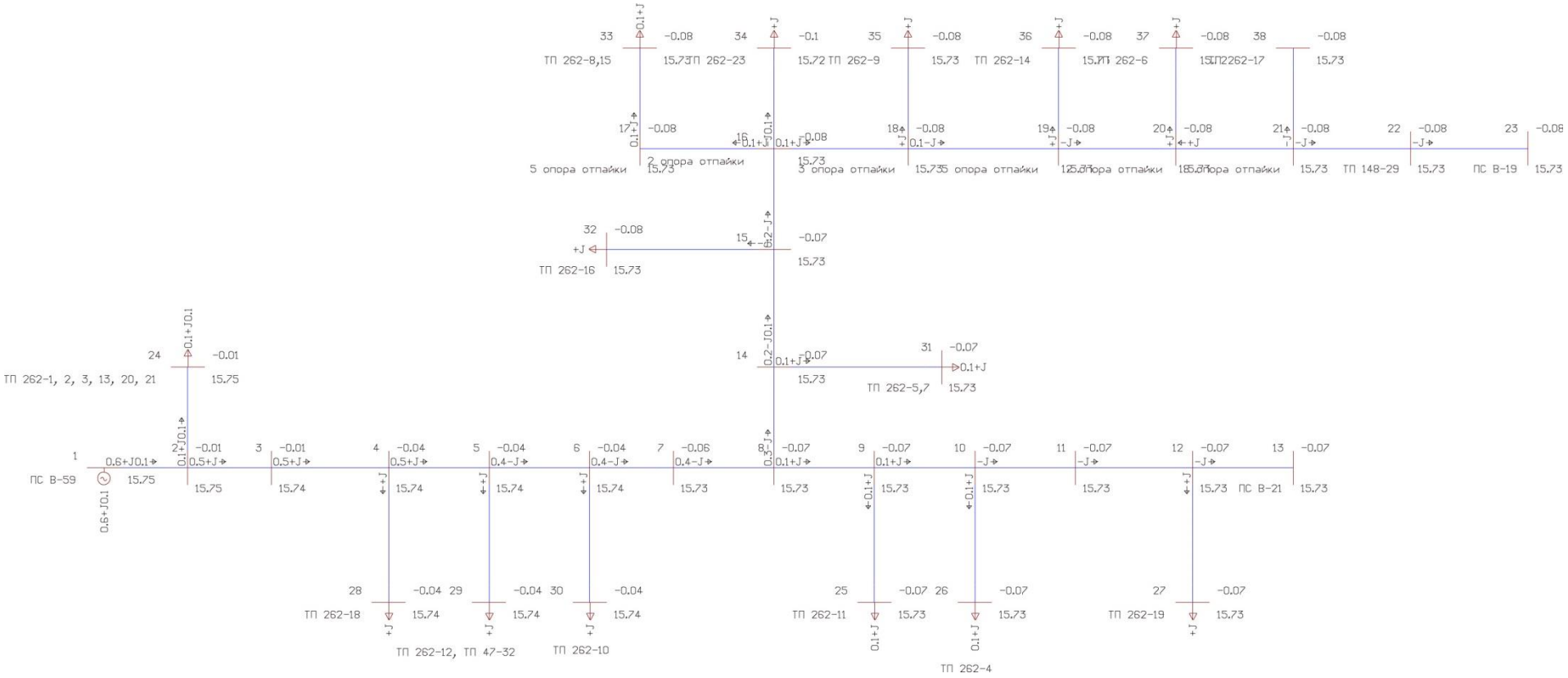

Рисунок 5.26 – Схема фидера 15-262 в нормальном режиме работы до установки реклоузеров

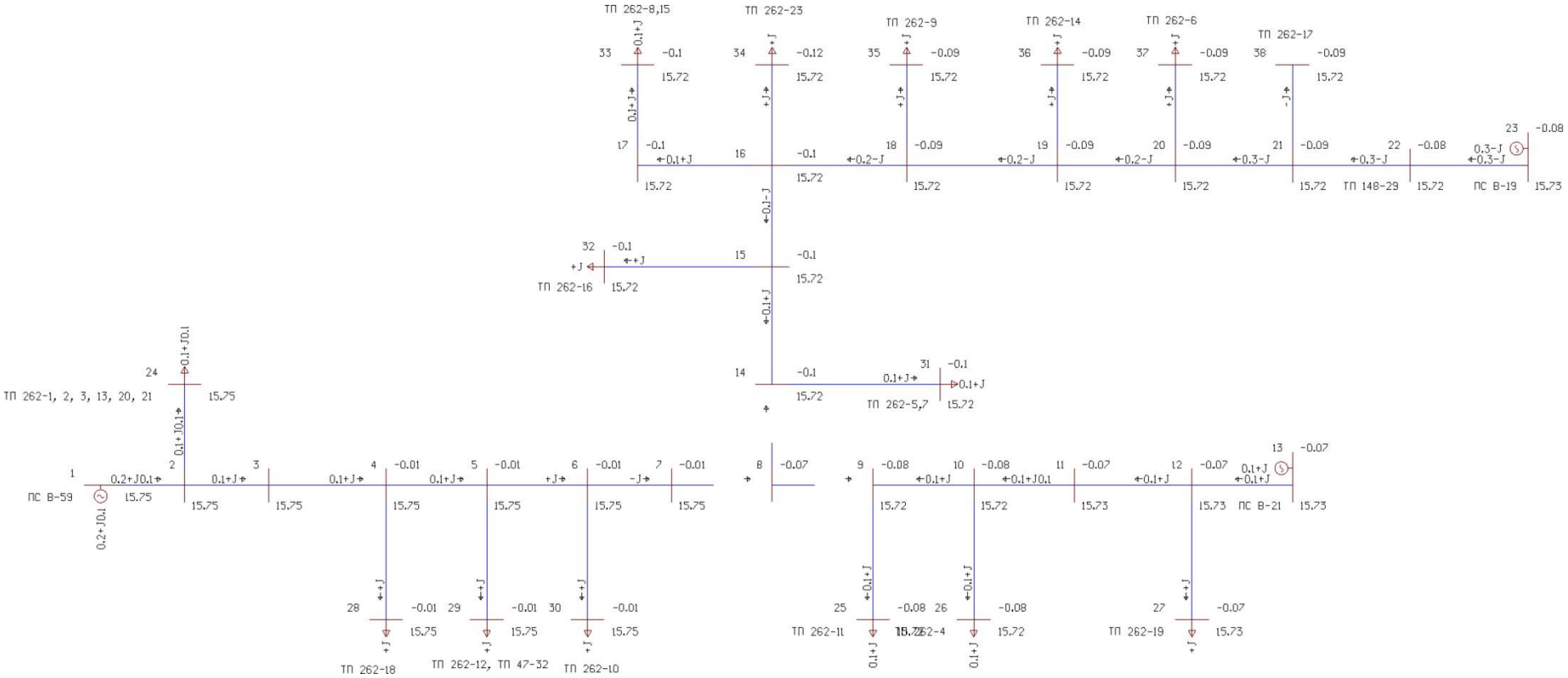

Рисунок 5.27 – Схемы фидера 15-262 в утяжеленном режиме работы после установки реклоузеров

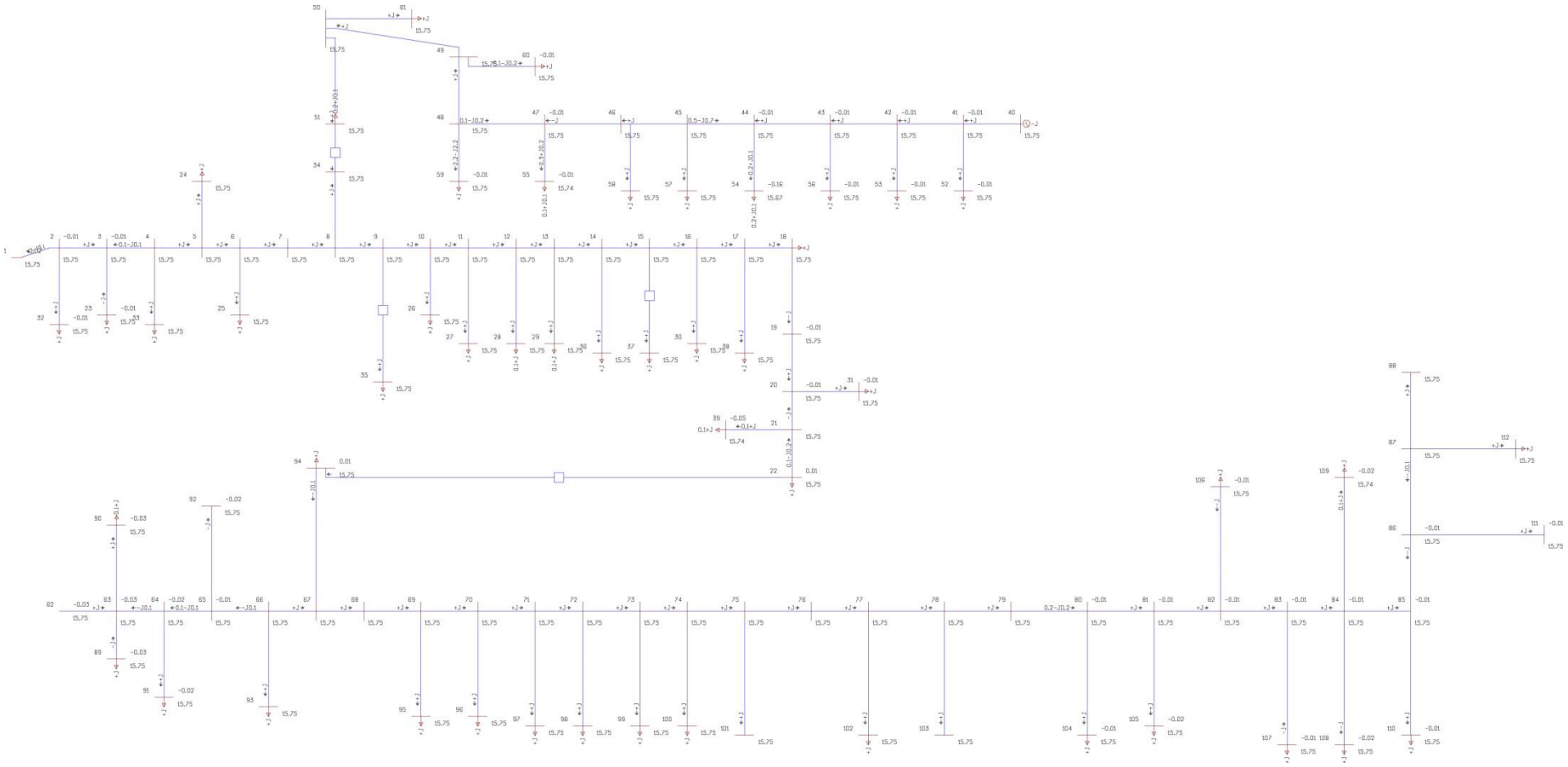

Рисунок 5.28 – Схема связки фидеров 15-46, 15-143, 15-146 в нормальном режиме работы до установки реклоузеров

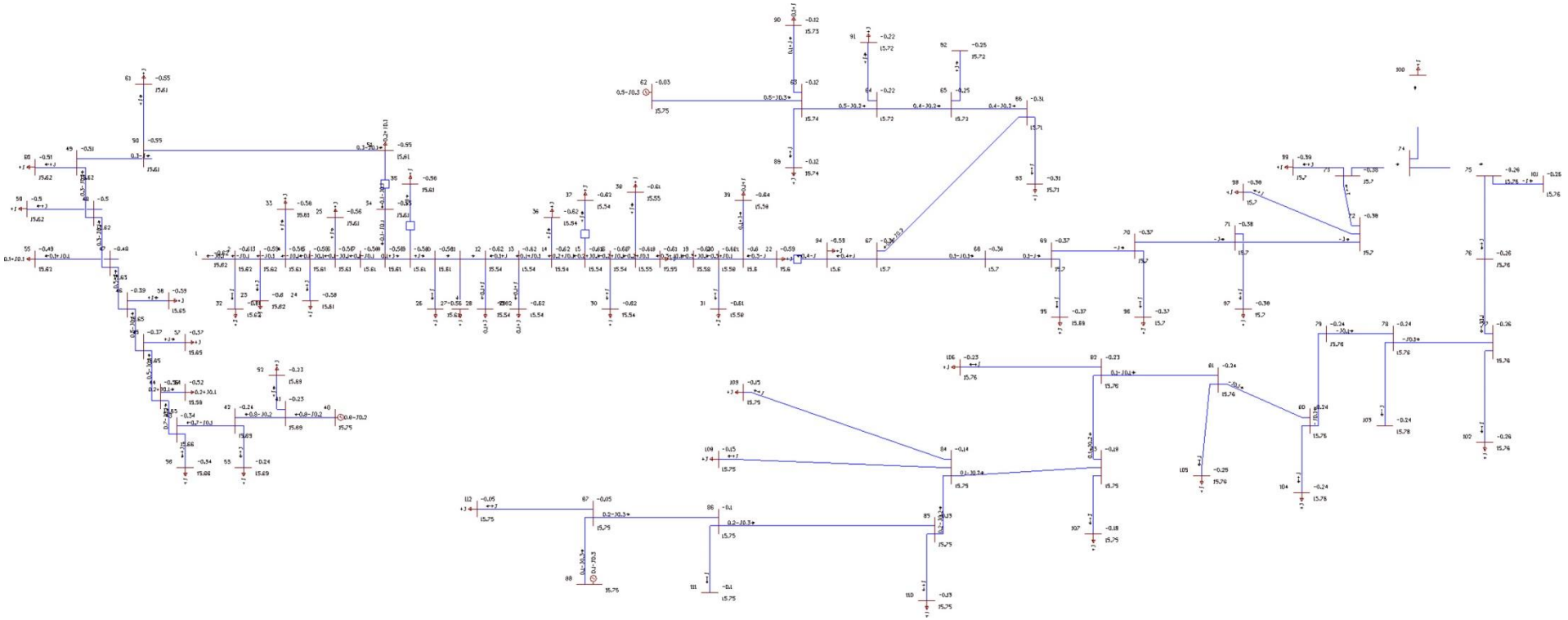

Рисунок 5.29 – Схемы связки фидеров 15-46, 15-143, 15-146 в утяжеленном режиме работы после установки реклоузеров

5.1 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для выбора уставок коммутационного аппарата, входящего в реклоузер необходимо определить токи КЗ [22]. Расчет ведется для выбранного ранее оптимального места установки реклоузера на фидере в программе RastrWin3. Результаты представлены в таблице 5.1. Ввиду того, что расчет защит не является узловым вопросом настоящей дипломной работы проверка коммутационных аппаратов на отключающую способность, а также расчет защит, опционально предусмотренных в реклоузере производится не будет.

Таблица 5.1.1 – Результаты расчета токов КЗ для автоматизируемых фидеров Гурьевского РЭС

Фидер	Сопротивление от ПС до точки КЗ, Ом	Ток КЗ, кА
15-47	1,59	5,726
15-51	4,4	2,063
15-53	3,945	2,368
15-142	3,927	2,379
15-145	5,958	1,554
15-261	1,372	7,179
15-262	2,171	4,101
15-46	5,328	1,709
15-143	5,429	1,677

6 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ

Методика оценки экономического эффекта от внедрения реклоузеров заключается в оценке показателей:

1. величины снижения значения суммарного недоотпуска электроэнергии от перерывов электроснабжения;
2. величины снижения ущербов сетевой организации от перерывов электроснабжения;
3. величины снижения затрат сетевой организации на поиск и локализацию аварийного участка;
4. срока окупаемости автоматизации фидера.

Оценка проводится для каждого автоматизируемого фидера отдельно. В качестве примера производим оценку технико-экономического эффекта от установки реклоузера на фидере 15-53.

6.1. Расчет технического эффекта автоматизации фидера 15-53.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Исходные данные фидера 15-53

Количество отключений фидера, раз/год	n	8
Коэффициент загрузки фидера	$К_з$	0,39
Длина фидера с отпайками, км	L	36,069
Среднее время восстановления одного устойчивого повреждения, ч	T_1	11,01
Сумма мощностей фидера с учетом $К_з$, кВА	$S_{ном1}$	1267
Коэффициент мощности	cosφ	0,93

Удельная повреждаемость фидера на 100 км рассчитывается по формуле:

$$\omega_{01} = \frac{n_{откл} \cdot 100}{L}, \quad (6.1)$$

Для оценки технико-экономического эффекта расчет производится для базового (до автоматизации) варианта и варианта (реже – нескольких вариантов) автоматизации. В результате установки реклоузера все потребители фидера распределены по зонам (2 зоны в случае установки на фидере 1 реклоузера).

Величина суммарного годового недоотпуска электроэнергии рассчитывается по формуле:

$$\Delta W_{\text{НО}} = 0{,}01 \cdot \omega_{01} \cdot T \cdot L \cdot S_{\text{ном1}} \cdot cos\varphi \cdot \text{К}_\text{з}, \quad (6.2)$$

где $\Delta W_{\text{НО}}$ – годовой недоотпуск электроэнергии, кВт · ч/год;

ω_{01} – удельная частота повреждений на 100 км линии в год;

T – среднее время восстановления одного устойчивого повреждений, ч;

L – длина участка фидера (в расчете базового варианта – длина фидера с отпайками);

$S_{\text{ном1}}$ – сумма мощностей фидера с учетом $\text{К}_\text{з}$;

$cos\varphi$ – коэффициент мощности;

$\text{К}_\text{з}$ – коэффициент загрузки фидера.

Количество отключений потребителя рассчитывается по формуле:

$$\omega_{\text{П1}} = 0{,}01 \cdot \omega_{01} \cdot L, \quad (6.3)$$

где $\omega_{\text{П1}}$ – количество отключений потребителя, откл/год;

ω_{01} – удельная частота повреждений на 100 км линии в год;

L – длина участка фидера (в расчете базового варианта – длина фидера с отпайками);

Длительность отключений потребителя:

$$T_{\text{П1}} = \omega_{\text{П1}} \cdot T_1, \quad (6.4)$$

где $T_{\text{П1}}$ – длительность отключений потребителя, ч/год;

$\omega_{\text{П1}}$ – количество отключений потребителя, откл/год;

T_1 – среднее время восстановления одного устойчивого повреждения, ч.

Суммарный годовой недоотпуск электроэнергии для вариантных расчетов находится как сумма недоотпусков каждого участка:

$$\Delta W_{\text{НО}} = \Delta W_{\text{НО1}} + \Delta W_{\text{НО2}} + \cdots + \Delta W_{\text{НО}n}, \quad (6.5)$$

Количество отключений потребителей рассчитывается для каждой зоны:

$$\omega_{\text{П1.1}} = 0{,}01 \cdot \omega_{01} \cdot L_1, \quad (6.6)$$

$$\omega_{\text{П1.}n} = 0{,}01 \cdot \omega_{01} \cdot L_n, \quad (6.7)$$

где $\omega_{\text{П1.1}}$ – количество отключений потребителя, откл/год;

ω_{01} – удельная частота повреждений на 100 км линии в год;

L_1 – длина участка фидера.

Длительность отключений потребителя:

$$T_{\text{П1.1}} = \omega_{\text{П1.1}} \cdot T_1 \cdot k_{\text{вв.1}}, \quad (6.8)$$

$$T_{\text{П1.}n} = \omega_{\text{П1.}n} \cdot T_n \cdot k_{\text{вв.1}}, \quad (6.9)$$

где $T_{\text{П1.1}}$ – длительность отключений потребителя, ч/год;

$\omega_{\text{П1.1}}$ – количество отключений потребителя, откл/год;

T_1 – среднее время восстановления одного устойчивого повреждения, ч;

$k_{вв.1}$ – коэффициент, учитывающий влияние сокращения зоны поиска поврежденного участка сети за счет секционирования длинного фидера на общее время восстановления электроснабжения. Принимается $k_{вв.1} = 0{,}6$.

Результаты расчета технического эффекта от автоматизации фидера 15-53 приведен в таблице 6.2. В графическом виде сравнение величин суммарного недоотпуска электроэнергии до реконструкции сети и после представлен на рисунке 6.1.

Таблица 6.2 – Результаты расчета технического эффекта автоматизации фидера 15-53

Конфигурация сети (вариант реконструкции)	Параметр	Зона №1	Зона №2
	ω_{01}, откл/100 км	22,17971	
Базовый	$\omega_{П1}$, откл/год	8	
	$T_{П1}$, ч/год	88,08	
	$W_{НО}$, кВт· ч/год	103785,5448	
Вариант 1	ω, откл/год	3,4245	4,5754
	T, ч/год	22,622	30,225
	$W_{НО}$, кВт· ч/год	4411,922	9646,986

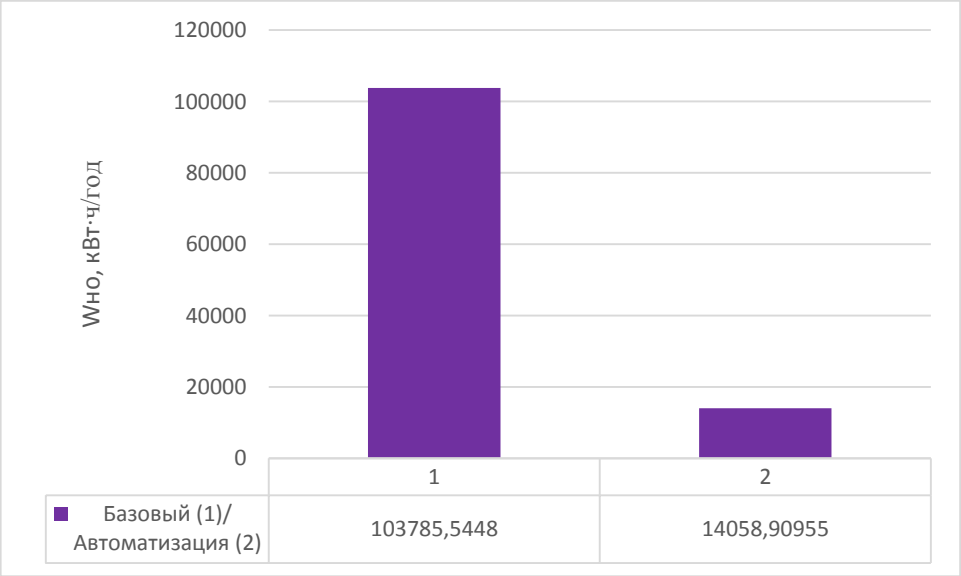

Рисунок 6.1 – Величина суммарного недоотпуска электроэнергии автоматизированного варианта по сравнению с базовым вариантом

6.2. Расчет экономического эффекта.

Для оценки величины ущерба потребителей от перерывов электроснабжения «Таврида Электрик» рекомендует использовать методику, приведенную в «РД 34.20.582. Правила применения скидок (надбавок) к тарифу за электрическую энергию за надежность электроснабжения сельскохозяйственных потребителей и установления штрафов за внезапные перерывы электроснабжения потребителей».

Исходные данные для расчета экономического эффекта приведены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Исходные данные для экономического расчета

Стоимость реклоузера (включая монтаж, наладку и т.п.)	$S_{рек.}$	1 200 000
Заработная плата сотрудника ОВБ	$S_{зп}$	125
Средняя скорость движения автомобиля, км/ч	υ	30
Стоимость топлива, руб./л	$S_Б$	40
Расход топлива, л/км	p	0,12
Транспортная составляющая стоимости 1 кВт·ч, руб./кВт·ч		0,5
Стоимость автомобиля ОВБ, руб.	$S_{ам}$	600 000
Нормативный пробег автомобиля до капитального ремонта, км	$L_{ам}$	150 000
Численность бригады ОВБ, чел.	n	5

Ущерб потребителей от перерывов электроснабжения:

$$У = К_с + У_{год} + Т_{откл}, \quad (6.10)$$

где $К_с$ – коэффициент, учитывающий степень совпадения аварийного инцидента с основным технологическим процессом потребителя. Принимается $К_с = 0{,}5$;

$У_{год}$ – размер удельного ущерба потребителя, приведенный к годовому потреблению электроэнергии;

$Т_{откл}$ – продолжительность внезапного перерыва электроснабжения, ч.

Ущерб сетевой организации определяется как размер стоимости недопоставленной потребителям электроэнергии:

$$У_{ЭЭ} = W_{НО} \cdot Т_{ЭЭ}, \quad (6.11)$$

где $W_{НО}$ – недоотпуск электроэнергии, кВт·ч/год;

$Т_{ЭЭ}$ – транспортная составляющая тарифа за электроэнергию, руб./кВт·ч.

При расчете ущерба учитывается коэффициент пересчета в текущие цены значений 1991 года, представленные в методике РД. Принимается к=50,78.

Тогда размер удельного ущерба потребителя, приведенный к годовому потреблению электроэнергии:

$$У_{год1} = \frac{У \cdot к \cdot К_{з1} \cdot cos\varphi \cdot T_{max}}{8760}, \quad (6.12)$$

где У – ущерб потребителей от перерывов электроснабжения;

к – коэффициент пересчета в текущие цены;

$К_{з1}$ – коэффициент загрузки;

$cos\varphi$ – коэффициент нагрузки;

T_{max} – время использования максимальной нагрузки (для производства – 5500 ч, коммунальные потребители – 3500 ч). Принимается $T_{max} = 3500$.

Затраты на поиск и локализацию аварийного участка включают:

1. затраты на амортизацию автотранспорта;
2. затраты на ГСМ;
3. затраты на фонд заработной платы персоналу ОВБ.

Затраты на амортизацию автотранспорта:

$$З_{ам} = \frac{L_{\Sigma}}{L_{ам}} \cdot S_{ам}, \quad (6.13)$$

где L_{Σ} – длина пробега автомобиля при поиске аварийного участка, км;

$L_{ам}$ – длина пробега автомобиля по паспорту до капитального ремонта, км;

$S_{ам}$ – стоимость автомобиля ОВБ.

Длина пробега при локализации аварийного участка:

$$L_{\Sigma} = 2 \cdot \upsilon \cdot T \cdot k, \quad (6.14)$$

где υ – средняя скорость автомобиля при локализации аварийного участка, км/ч;

T – общее время восстановления электроснабжения по фидеру, ч;

k – коэффициент, учитывающий снижение эксплуатации автомобиля при локализации аварийного участка фидера.

$$k = k_{вв} - 0{,}4\ , \quad (6.15)$$

где, $k_{вв}$ – коэффициент, учитывающий влияние реклоузеров на время снижения восстановления электроснабжения. Принимаем $k_{вв} = 0{,}6$.

Постоянная 0,4 – постоянная составляющая, которая учитывает время ремонта после локализации аварийного участка фидера.

Общее время восстановления электроснабжения в год для нескольких участков фидера:

$$T = k_{\text{вв}} \cdot T_{\text{в}} \sum 0{,}01 \cdot L_i \cdot \omega_i \cdot k_{\text{ну}}, \quad (6.16)$$

где L_i – длина участка сети, км;

ω_i – количество повреждений на участке;

$k_{\text{ну}}$ – коэффициент, учитывающий наличие многократных АПВ на устранение неустойчивых повреждений в сети;

$T_{\text{в}}$ – среднее время восстановления электроснабжения по фидеру, ч.

Затраты на ГСМ:

$$З_{\text{ГСМ}} = \text{р} \cdot S_{\text{Б}} \cdot L_{\sum}, \quad (6.17)$$

где р – расход топлива автомобиля на 1 км, л/км;

$S_{\text{Б}}$ – стоимость топлива, руб./л;

$L_{\sum}$ – длина пробега автомобиля при поиске аварийного участка, км.

Затраты на фонд заработной платы:

$$З_{\text{ФЗП}} = n \cdot T \cdot S_{\text{ЗП}}, \quad (6.18)$$

где n – численность бригады ОВБ, чел;

$S_{\text{ЗП}}$ – удельная заработная плата в час, руб./ч;

T – общее время восстановления электроснабжения в год для нескольких участков фидера.

Сумма издержек и ущербов:

$$W_{\sum.0} = З_{\text{ФЗП}} + З_{\text{ГСМ}} + З_{\text{ам}} + У_{\text{ЭЭ}} + У, \quad (6.19)$$

где $З_{\text{ФЗП}}$ – затраты на фонд заработной платы, руб.;

$З_{\text{ГСМ}}$ – затраты на ГСМ, руб.;

$З_{\text{ам}}$ – затраты на амортизацию автотранспорта, руб.;

$У_{\text{ЭЭ}}$ – ущерб сетевой организации, руб.;

У – ущерб потребителей от перерывов электроснабжения, руб.

Срок окупаемости инвестиций в автоматизацию фидера реклоузером:

$$T_{\text{ок.1}} = \frac{n_{\text{рек.1}} \cdot S_{\text{рек}}}{W_{\sum.0} - W_{\sum.1}}, \quad (6.20)$$

где $n_{\text{рек.1}}$ – количество установленных реклоузеров;

$S_{\text{рек}}$ – стоимость реклоузера, руб.;

$(W_{\sum.0} - W_{\sum.1})$ – разница между суммами издержек и ущербов в базовом варианте и вариантом после реконструкции (автоматизации) фидера реклоузером;

$T_{\text{ок.1}}$ – срок окупаемости, лет.

Результаты расчета экономического эффекта от автоматизации фидера 15-53 приведен в таблице 6.4. В графическом виде сравнение сумм ущербов и издержек базового варианта и после автоматизации представлено на рисунке 6.2.

Таблица 6.4 – Результаты расчета экономического эффекта автоматизации фидера 15-53

Показатель	Базовый вариант	После автоматизации
$У_{ЭЭ}$, руб./год	51892,7	7029,4
У, руб./год	307956,5	91809,9
$L_{\sum}$, км	1056,96	634,176
$З_{ГСМ}$, руб./год	5073,4	3044
$З_{ФЗП}$, руб./год	55050	33030
n, человек в бригаде	5	5
$S_{ЗП}$, руб./ч	125	125
$З_{ам}$, руб./год	12683,5	2536,7
$L_{ам}$, км	150 000	150 000
$S_{ам}$, руб.	600 000	600 000
$W_{\sum.i}$, руб./год	432656	137450
$T_{ок.1}$, лет	–	4,06

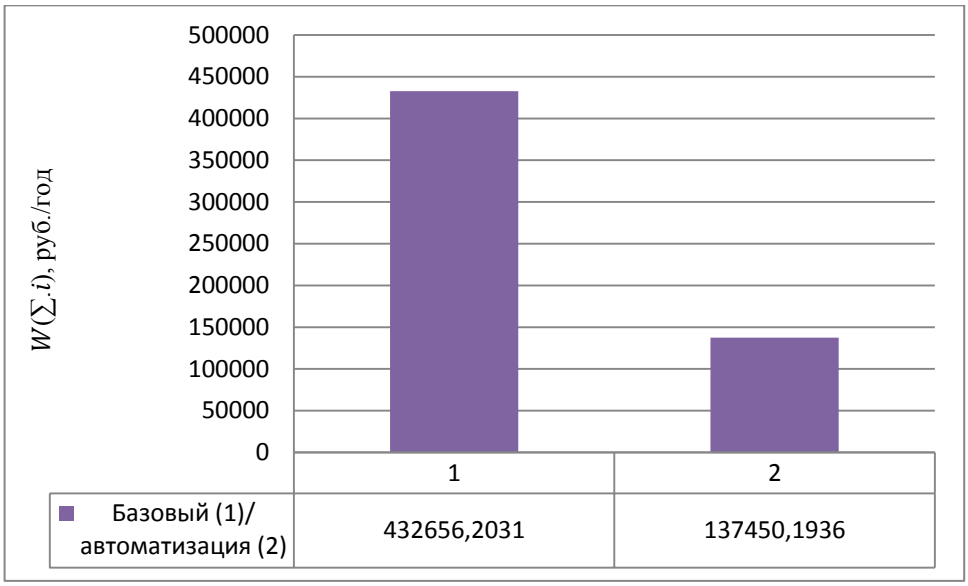

Рисунок 6.2 – Сравнение сумм ущербов и издержек базового варианта и после автоматизации фидера 15-53.

Технико-экономический расчет остальных фидеров выполняется аналогичным образом. Результаты представлены в таблицах 6.5 – 6.25 , рисунках 6.3. – 6.18.

Таблица 6.5 – Исходные данные фидера 15-51

Количество отключений фидера, раз/год	n	1
Коэффициент загрузки фидера	$К_з$	0,183
Длина фидера с отпайками, км	L	32,763
Среднее время восстановления одного устойчивого повреждения, ч	$Т_1$	2,23
Сумма мощностей фидера с учетом $К_з$, кВА	$S_{ном1}$	560,16
Коэффициент мощности	cosφ	0,93

Таблица 6.6 – Результаты расчета технического эффекта автоматизации фидера 15-51

Конфигурация сети (вариант реконструкции)	Параметр	Зона №1	Зона №2
	ω_{01}, откл/100 км	3,0522	
Базовый	$\omega_{П1}$, откл/год	1	
	$T_{П1}$, ч/год	2,23	
	$W_{НО}$, кВт· ч/год	1161,71	
Вариант 1	ω, откл/год	0,537	0,462
	T, ч/год	0,7188	0,6191
	$W_{НО}$, кВт· ч/год	9,2668	7,6559

Таблица 6.7 – Результаты расчета экономического эффекта автоматизации фидера 15-53

Показатель	Базовый вариант	После автоматизации
$У_{ЭЭ}$, руб./год	580,85	8,46
У, руб./год	1617,47	480,62
L_{Σ}, км	80,28	16,056
$З_{ГСМ}$, руб./год	385,34	77,06
$З_{ФЗП}$, руб./год	1393,75	836,25
n, человек в бригаде	5	5
$S_{ЗП}$, руб./ч	125	125
$З_{ам}$, руб./год	321,12	64,22
$L_{ам}$, км	150 000	150 000
$S_{ам}$, руб.	600 000	600 000
$W_{\Sigma.i}$, руб./год	4298,55	1466,62
$T_{ок.1}$, лет	–	423,74

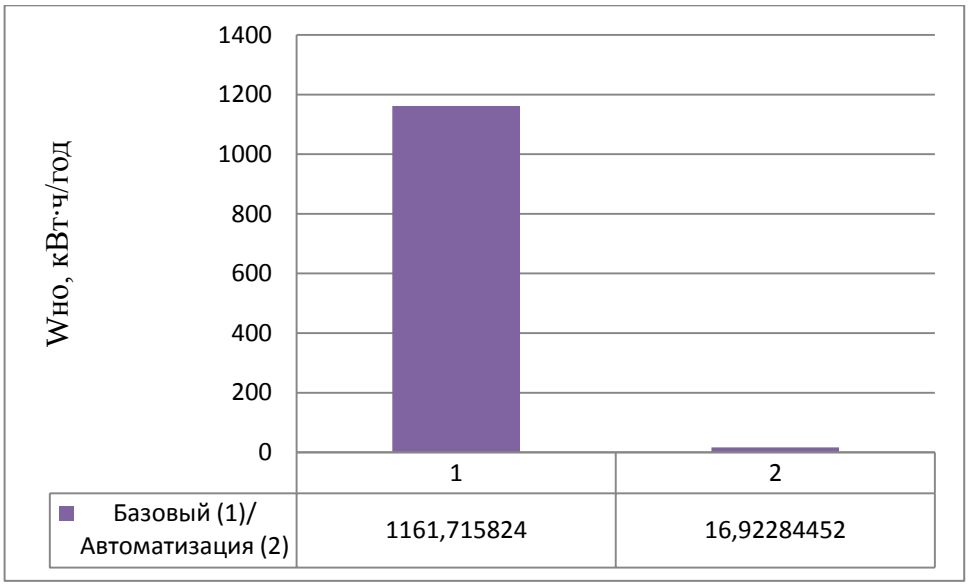

Рисунок 6.3 – Величина суммарного недоотпуска электроэнергии автоматизированного варианта по сравнению с базовым вариантом для фидера 15-51

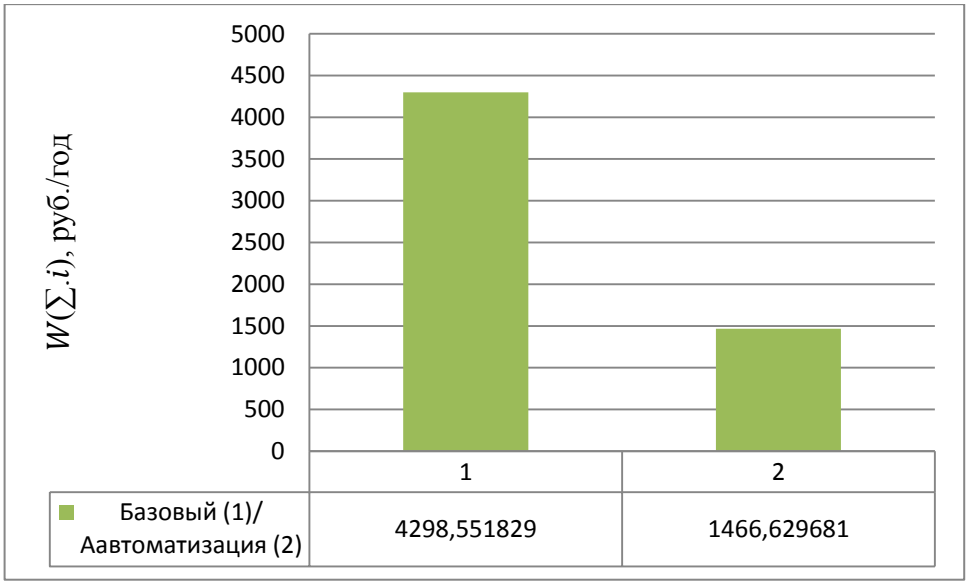

Рисунок 6.4 – Сравнение сумм ущербов и издержек базового варианта и после автоматизации фидера 15-51

Таблица 6.8 – Исходные данные фидера 15-47

Количество отключений фидера, раз/год	n	6
Коэффициент загрузки фидера	$К_з$	0,08
Длина фидера с отпайками, км	L	21,097
Среднее время восстановления одного устойчивого повреждения, ч	$Т_1$	2,23
Сумма мощностей фидера с учетом $К_з$, кВА	$S_{ном1}$	1965,97
Коэффициент мощности	cosφ	0,93

Таблица 6.9 – Результаты расчета технического эффекта автоматизации фидера 15-47

Конфигурация сети (вариант реконструкции)	Параметр	Зона №1	Зона №2
	ω_{01}, откл/100 км	28,44	
Базовый	$\omega_{П1}$, откл/год	6	
	$T_{П1}$, ч/год	13,38	
	$W_{НО}$, кВт· ч/год	24463,35	
Вариант 1	ω, откл/год	3,415	2,584
	T, ч/год	4,57	3,45
	$W_{НО}$, кВт· ч/год	993,183	460,627

Таблица 6.10 – Результаты расчета экономического эффекта автоматизации фидера 15-53

Показатель	Базовый вариант	После автоматизации
$У_{ЭЭ}$, руб./год	12231,67	726,90
У, руб./год	2481,66	4445,84
L_{Σ}, км	160,56	96,336
$З_{ГСМ}$, руб./год	385,34	77,06
$З_{ФЗП}$, руб./год	770,68	462,4
n, человек в бригаде	5	5
$S_{ЗП}$, руб./ч	125	125
$З_{ам}$, руб./год	1926,72	385,344
$L_{ам}$, км	150 000	150 000
$S_{ам}$, руб.	600 000	600 000
$W_{\Sigma.i}$, руб./год	25773,24	11038,00
$T_{ок.1}$, лет	–	81,43

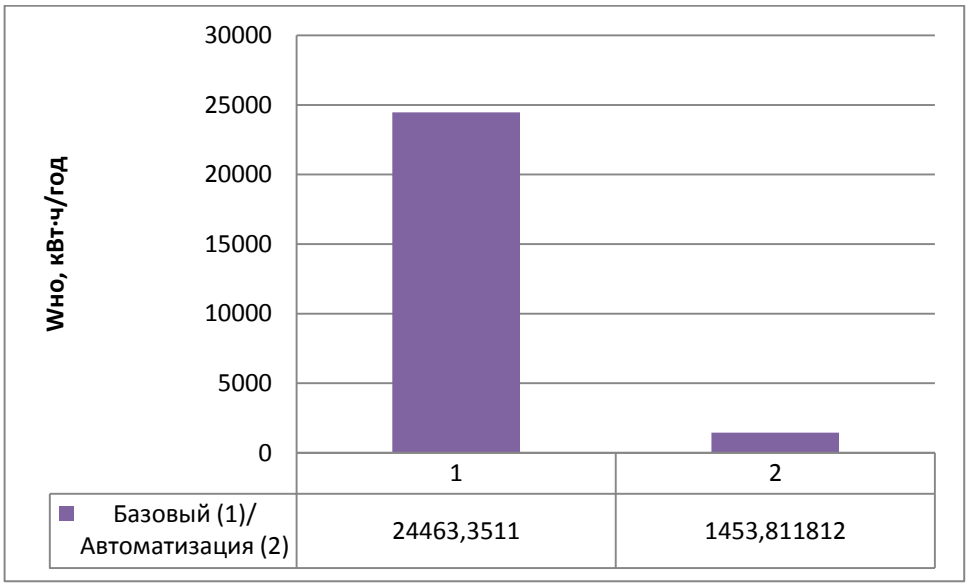

Рисунок 6.5 – Величина суммарного недоотпуска электроэнергии автоматизированного варианта по сравнению с базовым вариантом для фидера 15-47

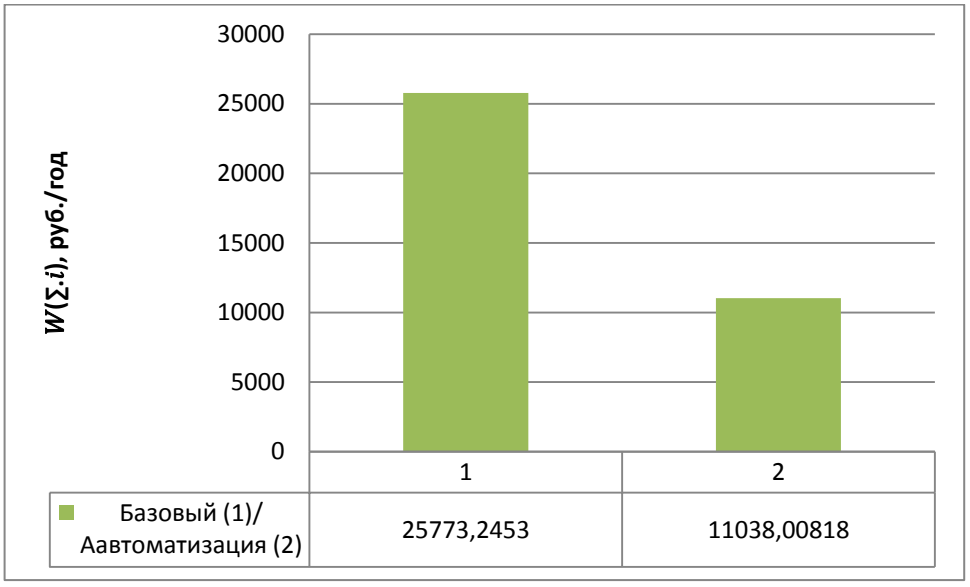

Рисунок 6.6 – Сравнение сумм ущербов и издержек базового варианта и после автоматизации фидера 15-47

Таблица 6.11 – Исходные данные фидера 15-142

Количество отключений фидера, раз/год	n	6
Коэффициент загрузки фидера	$К_з$	0,3
Длина фидера с отпайками, км	L	29,229
Среднее время восстановления одного устойчивого повреждения, ч	$Т_1$	10,35
Сумма мощностей фидера с учетом $К_з$, кВА	$S_{ном1}$	1034,1
Коэффициент мощности	cosφ	0,93

Таблица 6.12 – Результаты расчета технического эффекта автоматизации фидера 15-142

Конфигурация сети (вариант реконструкции)	Параметр	Зона №1	Зона №2
	ω_{01}, откл/100 км	20,52	
Базовый	$\omega_{П1}$, откл/год	6	
	$T_{П1}$, ч/год	62,1	
	$W_{НО}$, кВт· ч/год	59722,37	
Вариант 1	ω, откл/год	1,788	4,211
	T, ч/год	11,1	26,15
	$W_{НО}$, кВт· ч/год	421,15	7539,98

Таблица 6.13 – Результаты расчета экономического эффекта автоматизации фидера 15-142

Показатель	Базовый вариант	После автоматизации
$У_{ЭЭ}$, руб./год	29861,18	3980,56
У, руб./год	136315,81	43477,40
L_{Σ}, км	745,2	447,12
$З_{ГСМ}$, руб./год	3576,96	2146,17
$З_{ФЗП}$, руб./год	38812,5	23287,5
n, человек в бригаде	5	5
$S_{ЗП}$, руб./ч	125	125
$З_{ам}$, руб./год	8942,4	1788,48
$L_{ам}$, км	150 000	150 000
$S_{ам}$, руб.	600 000	600 000
$W_{\Sigma.i}$, руб./год	217508,86	74680,12
$T_{ок.1}$, лет	–	8,40

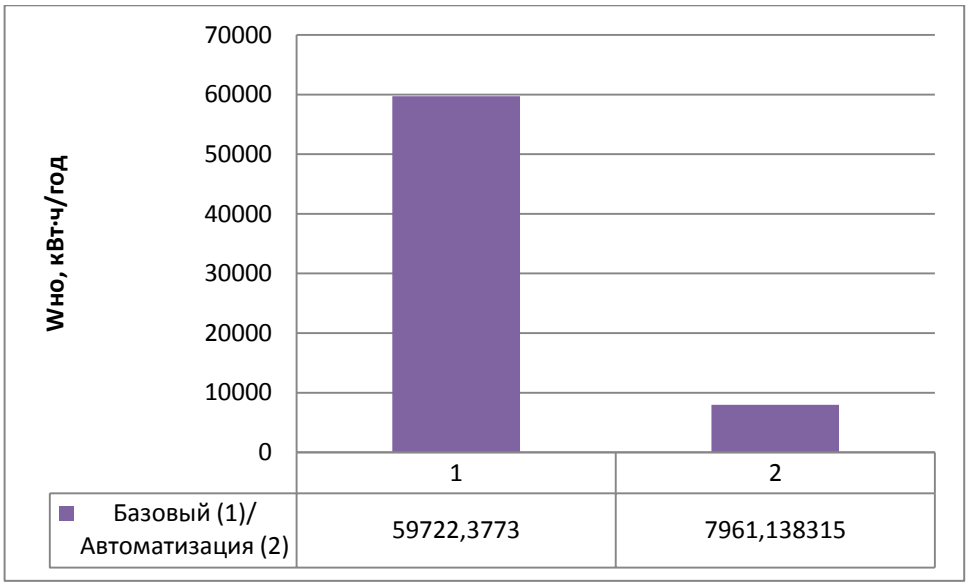

Рисунок 6.7 – Величина суммарного недоотпуска электроэнергии автоматизированного варианта по сравнению с базовым вариантом для фидера 15-142

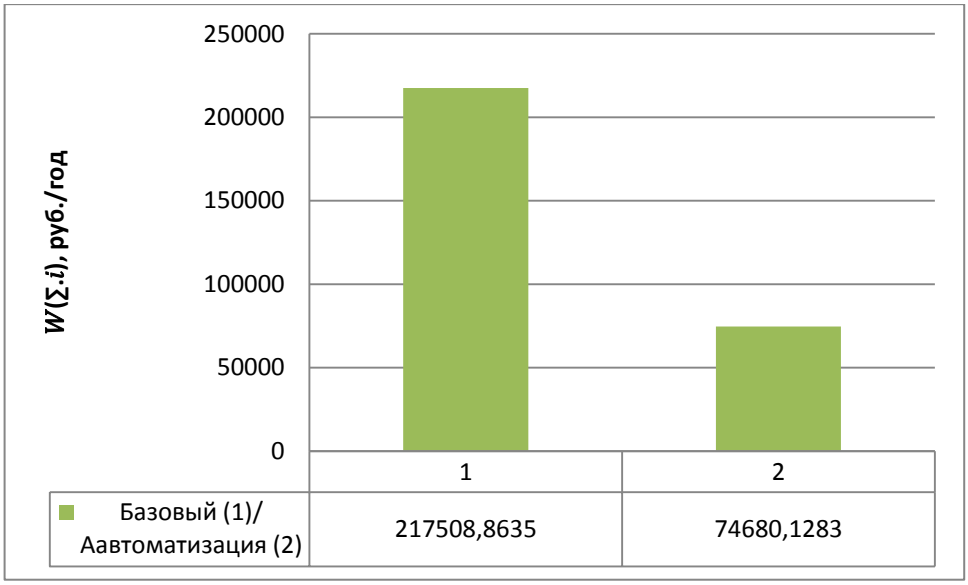

Рисунок 6.8 – Сравнение сумм ущербов и издержек базового варианта и после автоматизации фидера 15-142

Таблица 6.14 – Исходные данные фидера 15-145

Количество отключений фидера, раз/год	n	2
Коэффициент загрузки фидера	$К_з$	0,125
Длина фидера с отпайками, км	L	24,05
Среднее время восстановления одного устойчивого повреждения, ч	$Т_1$	10,35
Сумма мощностей фидера с учетом $К_з$, кВА	$S_{ном1}$	386,625
Коэффициент мощности	cosφ	0,93

Таблица 6.15 – Результаты расчета технического эффекта автоматизации фидера 15-145

Конфигурация сети (вариант реконструкции)	Параметр	Зона №1	Зона №2
	ω_{01}, откл/100 км	8,31	
Базовый	$\omega_{П1}$, откл/год	2	
	$T_{П1}$, ч/год	20,7	
	$W_{НО}$, кВт· ч/год	7442,91	
Вариант 1	ω, откл/год	0,918	1,081
	T, ч/год	5,7	6,7
	$W_{НО}$, кВт· ч/год	57,3	110,2

Таблица 6.16 – Результаты расчета экономического эффекта автоматизации фидера 15-145

Показатель	Базовый вариант	После автоматизации
$У_{ЭЭ}$, руб./год	3721,45	83,77
У, руб./год	7078,49	2137,70
L_{Σ}, км	248,4	149,04
$З_{ГСМ}$, руб./год	1192,32	715,39
$З_{ФЗП}$, руб./год	12937,5	7762,5
n, человек в бригаде	5	5
$S_{ЗП}$, руб./ч	125	125
$З_{ам}$, руб./год	2980,8	596,16
$L_{ам}$, км	150 000	150 000
$S_{ам}$, руб.	600 000	600 000
$W_{\Sigma.i}$, руб./год	27910,57	11295,52
$T_{ок.1}$, лет	–	72,22

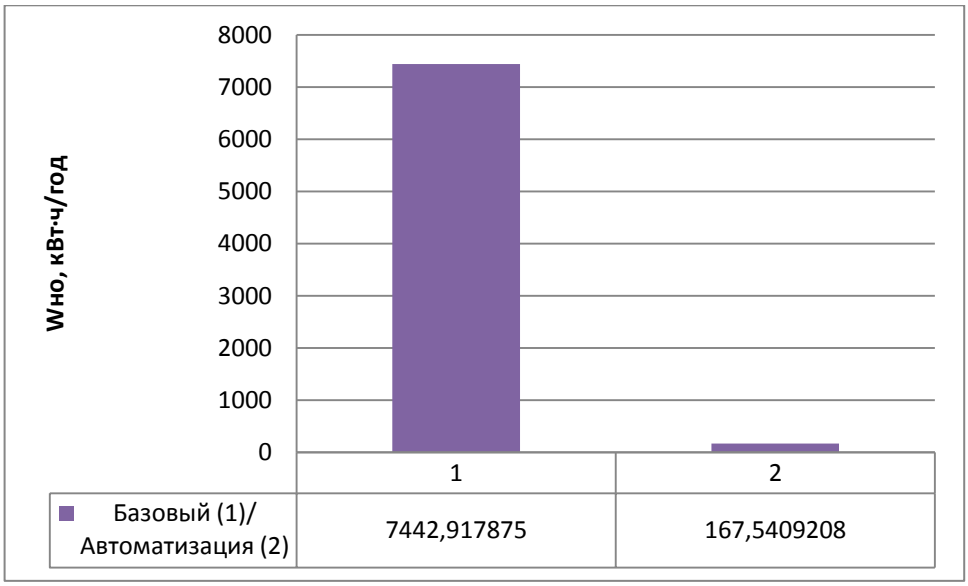

Рисунок 6.9 – Величина суммарного недоотпуска электроэнергии автоматизированного варианта по сравнению с базовым вариантом для фидера 15-145

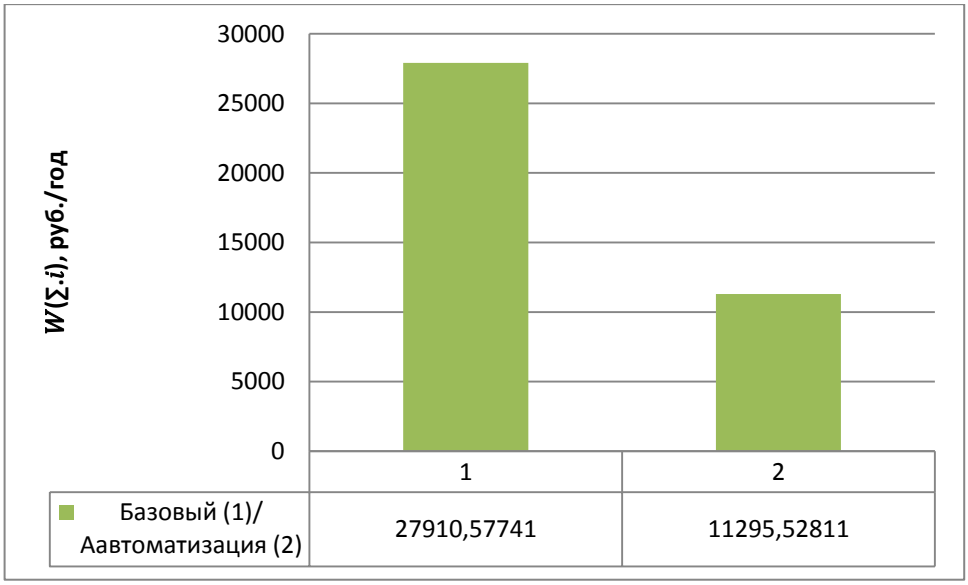

Рисунок 6.10 – Сравнение сумм ущербов и издержек базового варианта и после автоматизации фидера 15-145

Таблица 6.14 – Исходные данные фидера 15-261

Количество отключений фидера, раз/год	n	4
Коэффициент загрузки фидера	$К_з$	0,28
Длина фидера с отпайками, км	L	8,823
Среднее время восстановления одного устойчивого повреждения, ч	$Т_1$	1,45
Сумма мощностей фидера с учетом $К_з$, кВА	$S_{ном1}$	1794
Коэффициент мощности	cosφ	0,93

Таблица 6.15 – Результаты расчета технического эффекта автоматизации фидера 15-261

Конфигурация сети (вариант реконструкции)	Параметр	Зона №1	Зона №2
	ω_{01}, откл/100 км	45,33	
Базовый	$\omega_{П1}$, откл/год	4	
	$T_{П1}$, ч/год	5,8	
	$W_{НО}$, кВт· ч/год	9676,83	
Вариант 1	ω, откл/год	1,746	2,253
	T, ч/год	1,51	1,96
	$W_{НО}$, кВт· ч/год	59,25	92,53

Таблица 6.16 – Результаты расчета экономического эффекта автоматизации фидера 15-261

Показатель	Базовый вариант	После автоматизации
$У_{ЭЭ}$, руб./год	4838,41	75,89
У, руб./год	20614,8	6060,2
L_{Σ}, км	69,6	41,76
$З_{ГСМ}$, руб./год	334,08	200,44
$З_{ФЗП}$, руб./год	3625	2175
n, человек в бригаде	5	5
$S_{ЗП}$, руб./ч	125	125
$З_{ам}$, руб./год	835,2	167,04
$L_{ам}$, км	150 000	150 000
$S_{ам}$, руб.	600 000	600 000
$W_{\Sigma.i}$, руб./год	30247,5	8678,65
$T_{ок.1}$, лет	–	55,63

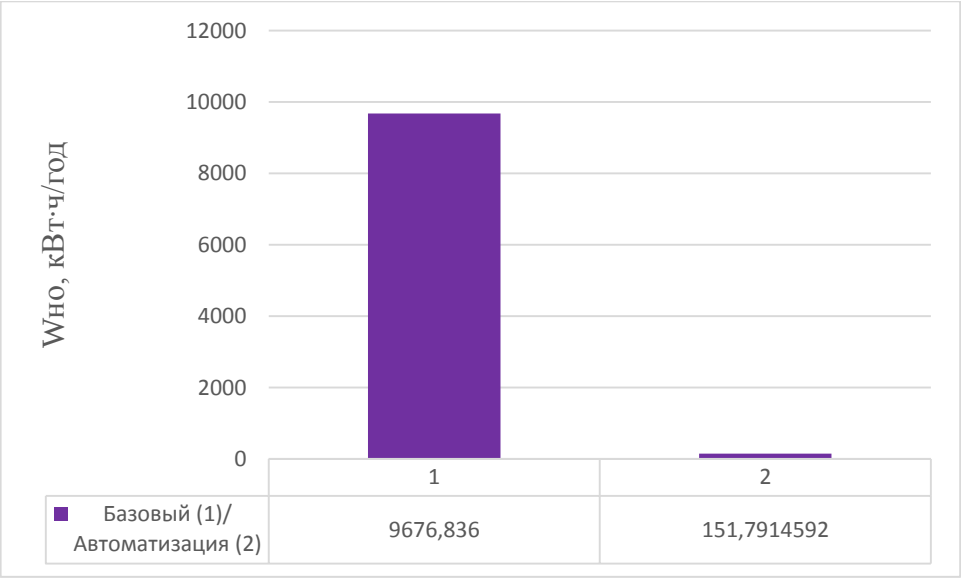

Рисунок 6.11 – Величина суммарного недоотпуска электроэнергии автоматизированного варианта по сравнению с базовым вариантом для фидера 15-261

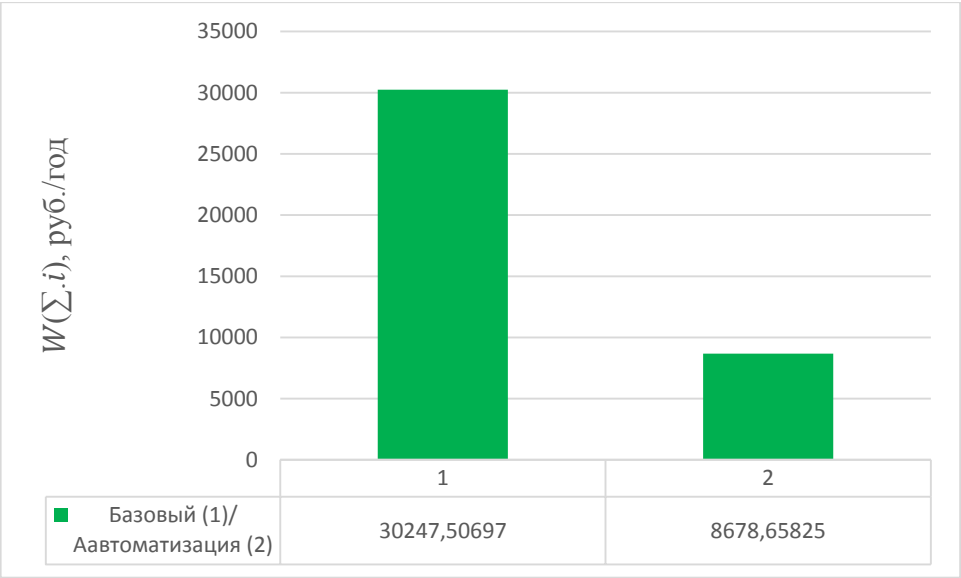

Рисунок 6.12 – Сравнение сумм ущербов и издержек базового варианта и после автоматизации фидера 15-261

Таблица 6.17 – Исходные данные фидера 15-262

Количество отключений фидера, раз/год	n	4
Коэффициент загрузки фидера	$К_з$	0,177
Длина фидера с отпайками, км	L	12,782
Среднее время восстановления одного устойчивого повреждения, ч	T_1	9,33
Сумма мощностей фидера с учетом $К_з$, кВА	$S_{ном1}$	724,46
Коэффициент мощности	cosφ	0,93

Таблица 6.18 – Результаты расчета технического эффекта автоматизации фидера 15-262

Конфигурация сети (вариант реконструкции)	Параметр	1 вариант		2 вариант		
		Зона №1	Зона №2	Зона №1	Зона №2	Зона №3
	ω_{01}, откл/100 км	31,29				
Базовый	$\omega_{П1}$, откл/год	4				
	$T_{П1}$, ч/год	37,32				
	$W_{НО}$, кВт·ч/год	25144,26				
Вариант 1	ω, откл/год	2,20	1,79	-	-	-
	T, ч/год	12,34	10,05	-	-	-
	$W_{НО}$, кВт·ч/год	293,45	259,99	-	-	-
Вариант 2	ω, откл/год	-	-	2,2	0,43	1,35
	T, ч/год	-	-	12,34	2,45	12,66
	$W_{НО}$, кВт·ч/год	-	-	293,45	1,28	123,67

Таблица 6.19 – Результаты расчета экономического эффекта автоматизации фидера 15-262

Показатель	Базовый вариант	1 вариант	2 вариант
$У_{ЭЭ}$, руб./год	12572,13	276,72	209,2
У, руб./год	33861,02	9906,11	9425,61
$L_{\sum}$, км	447,84	268,704	177,53
$З_{ГСМ}$, руб./год	2149,63	1289,78	852,15
$З_{ФЗП}$, руб./год	23325	13995	17160
n, человек в бригаде	5	5	5
$S_{ЗП}$, руб./ч	125	125	125

Продолжение таблицы 6.19

$З_{ам}$, руб./год	5374,08	1074,81	1317,94
$L_{ам}$, км	150 000	150 000	150 000
$S_{ам}$, руб.	600 000	600 000	600 000
$W_{\sum.i}$, руб./год	77281,88	26542,43	28965,62
$T_{ок.1}$, лет	–	23,65	34,86

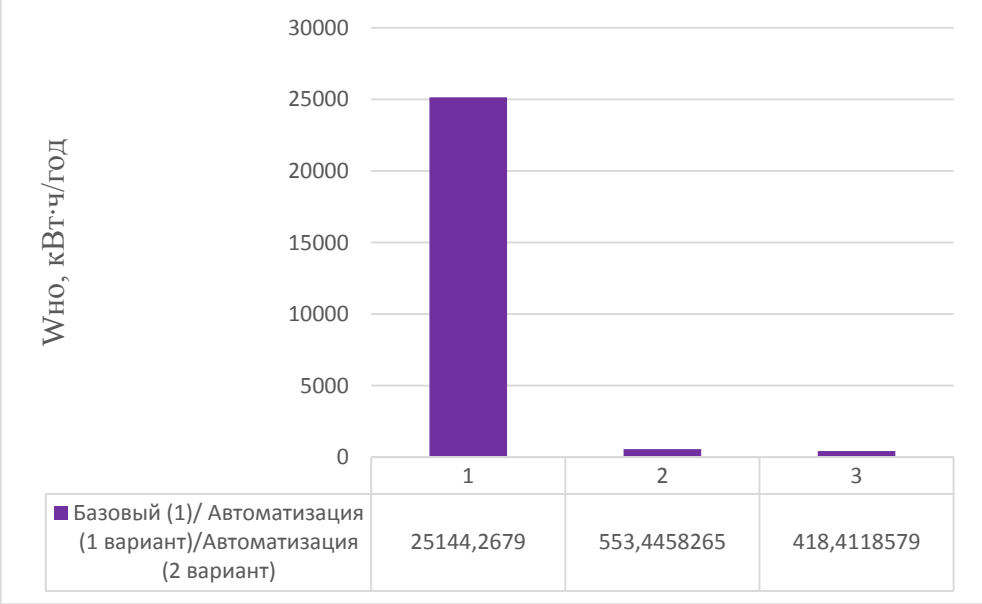

Рисунок 6.13 – Величина суммарного недоотпуска электроэнергии в зависимости от варианта реконструкции фидера 15-262

Рисунок 6.14 – Сравнение сумм ущербов и издержек базового варианта и вариантов после автоматизации фидера 15-262

Таблица 6.20 – Исходные данные фидера 15-46

Количество отключений фидера, раз/год	n	2
Коэффициент загрузки фидера	$К_з$	0,157
Длина фидера с отпайками, км	L	37,074
Среднее время восстановления одного устойчивого повреждения, ч	$Т_1$	6,11
Сумма мощностей фидера с учетом $К_з$, кВА	$S_{ном1}$	654,53
Коэффициент мощности	cosφ	0,93

Таблица 6.21 – Результаты расчета технического эффекта автоматизации фидера 15-46

Конфигурация сети (вариант реконструкции)	Параметр	Зона №1	Зона №2
	ω_{01}, откл/100 км	5,39	
Базовый	$\omega_{П1}$, откл/год	2	
	$T_{П1}$, ч/год	12,22	
	$W_{НО}$, кВт· ч/год	7438,47	
Вариант 1	ω, откл/год	0,987	1,012
	T, ч/год	3,61	3,71
	$W_{НО}$, кВт· ч/год	109,97	249,06

Таблица 6.22 – Результаты расчета экономического эффекта автоматизации фидера 15-46

Показатель	Базовый вариант	После автоматизации
$У_{ЭЭ}$, руб./год	3719,23	124,54
У, руб./год	8885,28	2668,27
L_{Σ}, км	146,64	87,984
$З_{ГСМ}$, руб./год	703,87	422,32
$З_{ФЗП}$, руб./год	7637,5	4582,5
n, человек в бригаде	5	5
$S_{ЗП}$, руб./ч	125	125
$З_{ам}$, руб./год	1759,68	351,93
$L_{ам}$, км	150 000	150 000
$S_{ам}$, руб.	600 000	600 000
$W_{\Sigma.i}$, руб./год	22705,57	8149,56
$T_{ок.1}$, лет	–	82,44

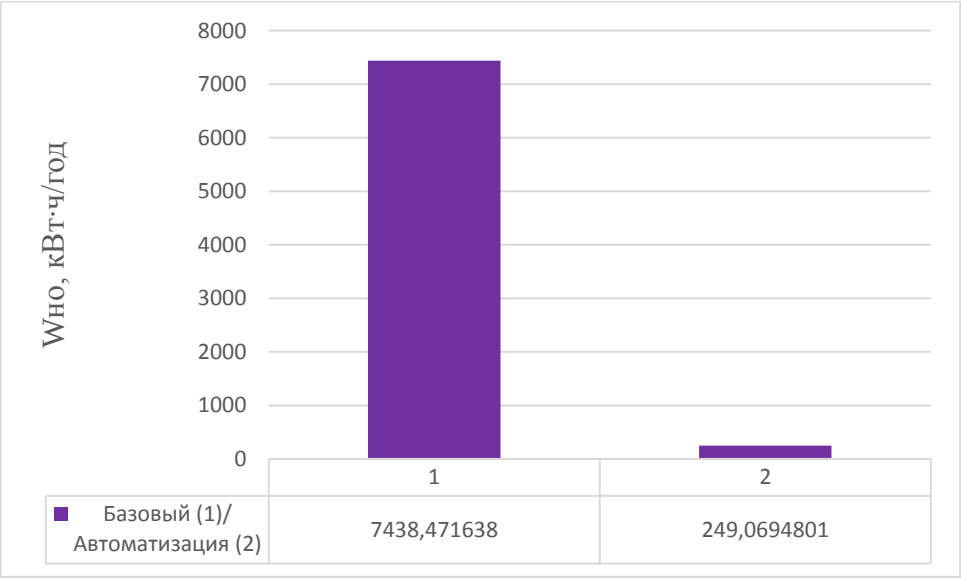

Рисунок 6.15 – Величина суммарного недоотпуска электроэнергии автоматизированного варианта по сравнению с базовым вариантом для фидера 15-46

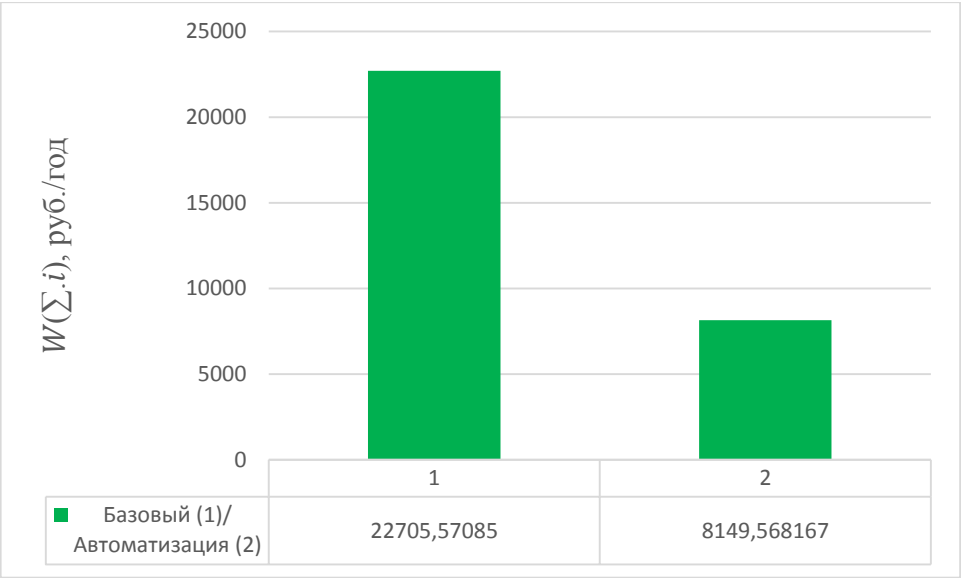

Рисунок 6.16 – Сравнение сумм ущербов и издержек базового варианта и после автоматизации фидера 15-46

Таблица 6.23 – Исходные данные фидера 15-143

Количество отключений фидера, раз/год	n	12
Коэффициент загрузки фидера	$К_з$	0,2
Длина фидера с отпайками, км	L	39,607
Среднее время восстановления одного устойчивого повреждения, ч	$Т_1$	14,8
Сумма мощностей фидера с учетом $К_з$, кВА	$S_{ном1}$	1721
Коэффициент мощности	cosφ	0,93

Таблица 6.24 – Результаты расчета технического эффекта автоматизации фидера 15-143

Конфигурация сети (вариант реконструкции)	Параметр	Зона №1	Зона №2
	ω_{01}, откл/100 км	30,29	
Базовый	$\omega_{П1}$, откл/год	12	
	$T_{П1}$, ч/год	177,6	
	$W_{НО}$, кВт· ч/год	28454,12	
Вариант 1	ω, откл/год	5,71	6,28
	T, ч/год	50,75	55,8
	$W_{НО}$, кВт· ч/год	27131,47	33791,89

Таблица 6.25 – Результаты расчета экономического эффекта автоматизации фидера 15-143

Показатель	Базовый вариант	После автоматизации
$У_{ЭЭ}$, руб./год	142127,1	30461,69
У, руб./год	432538,4	129560,5
L_{Σ}, км	2131,2	1278,72
$З_{ГСМ}$, руб./год	10229,76	6137,85
$З_{ФЗП}$, руб./год	111000	66600
n, человек в бригаде	5	5
$S_{ЗП}$, руб./ч	125	125
$З_{ам}$, руб./год	25574,4	5114,88
$L_{ам}$, км	150 000	150 000
$S_{ам}$, руб.	600 000	600 000
$W_{\Sigma.i}$, руб./год	721469,6	237874,9
$T_{ок.1}$, лет	–	2,48

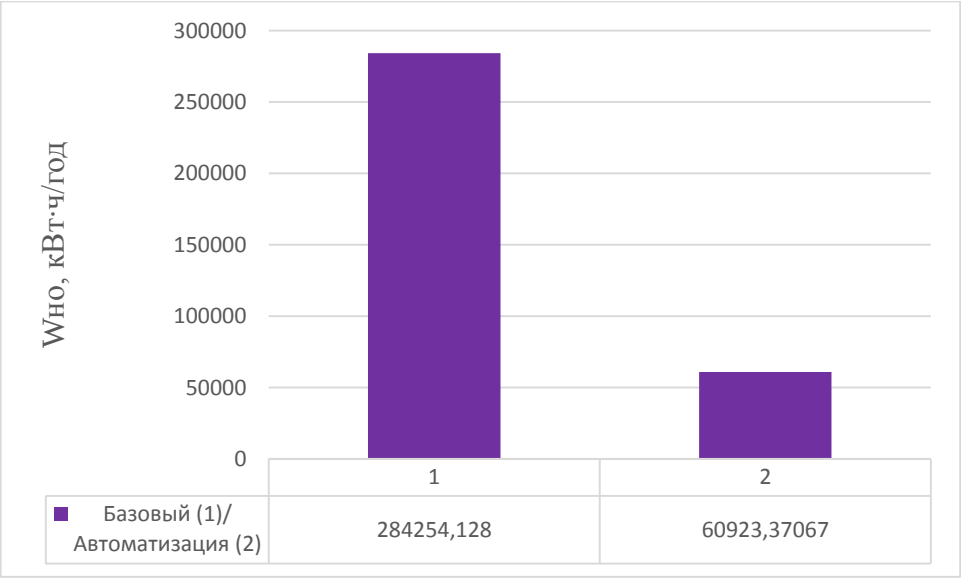

Рисунок 6.17 – Величина суммарного недоотпуска электроэнергии автоматизированного варианта по сравнению с базовым вариантом для фидера 15-143

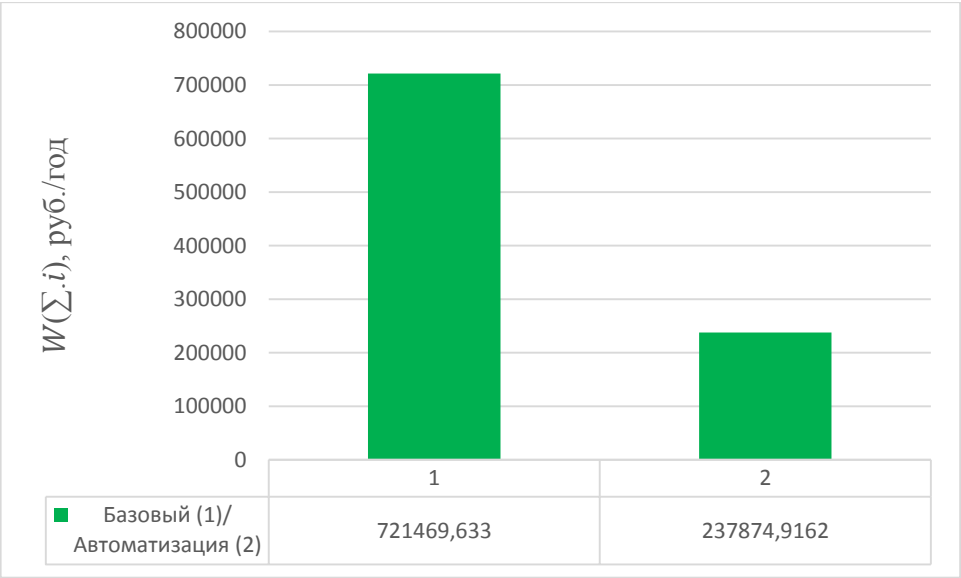

Рисунок 6.18 – Сравнение сумм ущербов и издержек базового варианта и после автоматизации фидера 15-143

Выводы:

1. Установка реклоузеров позволяет повышает надежность электроснабжения, о чем свидетельствуют существенное снижение величины суммарного годового недоотпуска электроэнергии по сравнению с базовой конфигурацией сети (без реклоузеров) и снижение параметра ущерба и издержек во всех рассмотренных фидерах;

2. Во всех фидерах устанавливается преимущественно один реклоузер, кроме фидера 15-262 (в соответствии с графиком зависимости количества

установленных реклоузеров и индексов эффективности RNRE и ARAE (рисунок 1.7)). С точки зрения надежности наиболее предпочтительным вариантом для фидера 15-262 является вариант с двумя реклоузерами, так как этот вариант существеннее сокращает величину недоотпуска электроэнергии, однако, значительно возрастает срок окупаемости проекта, а также по экономическим показателям (ущерб) этот вариант уступает в эффективности случаю с одним реклоузером. В качестве варианта реконструкции фидера 15-262 рекомендуется принять вариант с одним реклоузером.

3. Существенный срок окупаемости связан с низкой загрузкой фидеров, и, кроме того, позволяет сделать вывод, что автоматизация распределительной сети реклоузерами в рамках реализации концепции «умных сетей» это мероприятие больше направленное на повышение электрической надежности. Стоит отметить парадокс, что в литературе превалирует акцент на экономической выгоде применения реклоузеров (например, наиболее часто применяемая методика определения оптимального места установки реклоузеров путем оценки недоотпущенной электроэнергии и ущербов). На практике получены результаты (в частности, срок окупаемости), указывающие, что удельный вес экономической составляющей несколько ниже, чем тиражируемый в информационном пространстве, посвященном «Smart Grid». Однако, величина суммарного недоотпуска, время поиска и локализации аварийного участка значительно сокращаются, что, в сочетании с грамотной ценовой политикой сетевой организации, увеличения штрафов за недоотпуск электроэнергии и развитии сетей служат факторами, однозначно поддерживающими развитие концепции «умных сетей» в отечественном электросетевом хозяйстве. Вспоминаем один из основных законом Мерфи – Новые системы плодят новые проблемы [23] – реализуя очередной проект автоматизации, энергетики накладывают на существующую устоявшуюся систему электроснабжения потребителей новую, информационную. Решая проблемы распределительной сети, необходимо параллельно решить вопросы с «подводными камнями» автоматизации, о которых было рассказано во втором разделе настоящей работы. В будущем это позитивно скажется на сроке окупаемости.

4. Тезис «Эффективность автоматизации радиальных фидеров ниже, чем кольцевых или смешанных конфигураций сетей» нашел подтверждение в расчетах (связка фидеров показала меньший срок окупаемости проекта)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной выпускной квалификационной работы были рассмотрены трактовки концепции «умных сетей», в результате получено заключение, что это не революционное, а эволюционное направление развития электроэнергетического комплекса, когда на существующую систему генерации-передачи-потребления электроэнергии накладывается еще одна, информационная.

Вторым направлением проекта стал анализ методик выбора оптимального места установки реклоузеров. Результатом стала новая методика, предложенная в данной работе. За основу была взята работа , опубликованная в журнале «Электрические станции» [16]. Метод, представленный авторами был переработан, введение весовых коэффициентов стало нововведением. Новая методика позволяет точно определять места установки реклоузеров.

Третьим направлением проекта стал анализ результатов автоматизации «пилотной зоны» АО «Янтарьэнерго» и планируемого для реализации программы Smart Grid Гурьевского РЭС. Были отобраны 9 фидеров, на которых планируется установить реклоузеры.

Также были проанализированы режимы работы автоматизируемых фидеров. Работа выполнялась при тесном сотрудничестве с АО «Янтарьэнерго», результы могут быть использованы при реализации программы «умных сетей» в Гурьевском РЭС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Валерий Воротницкий, Владислав Воротницкий. Надежность распределительных электрических сетей 6(10) кВ. Автоматизация с применением реклоузеров // Новости электротехники. – 2002. – №5(17).

2. Владислав Воротницкий, Сергей Бузин. Реклоузер – новый уровень автоматизации и управления ВЛ 6(10) кВ // Новости электротехники. – 2005. – №3(33).

3. Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе. – М.: 2013. – 196 с.

4. АО «Янтарьэнерго»: [Электронный ресурс]. – URL: http://www.yantarenergo.ru/ Проверено 16.06.2017.

5. Медведев А. Smart Grid – прогресс или… [Электронный ресурс]. – URL: http://digitalsubstation.ru/blog/2014/05/22/smart-grid-progress-ili-ochkovtiratelstvo/ Проверено 25.06.2017.

6. С.В. Гужов. Интеллектуальные электросети и энергоменеджмент в развитии регионов России. //Энергосбережение. – 2015. – №7.

7. Smart Grid projects in Europe : [Электронный ресурс]. – URL: http://www.jrc.ec.europa.eu/ Проверено 25.06.2017.

8. Андрей Симонов. Новый уровень управления аварийными режимами распределительных сетей с помощью реклоузеров //Электрик. – 2012. – №11.

9. «Таврида Электрик»: [Электронный ресурс]. – URL: http://www.tavrida.ru/ Проверено 16.06.2017.

10. Белей В.Ф. Электроэнергетика Калининградской области и стран Балтии:анализ вариантов развития/ В.Ф. Белей // Электрика. – 2009.— №12. – с.3-7.

11. Белей В.Ф. Оценка роли трансформаторов в системах энергообеспечения с позицией энергосбережения и повышения качества электроэнергии./ Промышленная энергетика, № 5, 2002 г., с. 36-43.

12. Повышение надежности сельских распределительных сетей с применением реклоузеров. // УНИКАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ XXI ВЕКА. – 2015. – №12(12).

13. Никишин А.Ю. Применение реклоузеров в сетях АО «Янтарьэнерго» для решения проблем в распределительных сетях среднего напряжения/ Никишин А.Ю., Беклемешев И.С.// Известия КГТУ. – 2017. – №44. – с. 203-210.

14. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Калининградской области на 2018-2022 годы.

15. С.М. Гусейн-Заде. Разборчивая невеста/ М.: МЦНМО, 2003. – 24 с..

16.Андрикеева С.А. Оптимизация использования атвоматических пунктов секционирования для повышения надежности распределительной сети и электроснабжения потребителей/ Андрикеева С.А., Гельфанд А.М., Дубонос В.Р., Наровлянский В.Г., Пшеничникова О.А., Толмачев А.Л.//Электрические станции. – 2016. – №8. – с. 30-34.

17. Вакуумный реклоузер серии PBA/TEL. Техническое описание. АРТА 674153.101 ТО. [Электронный ресурс]. – URL: tavrida-ua.com/

18. Васильева Т.Н. Выбор оптимального места расположения секционирующего реклоузера на радиальных линиях электропередачи // Научное сопровождение инновационного развития агропромышленного комплекса: теория, практика, перспективы: Материалы 65-й международной научно-практической конференции 20-21 мая 2014 года. – Рязань: Издательство Рязанского государственного агротехнологического университета, 2014. – Часть 2. – 237 с.

19. RastrWin3: [Электронный ресурс]. – URL: http://www.rastrwin.ru/ Проверено 25.06.2017.

20. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2014

21. Белей В.Ф. Стандарты в области качества электроэнергии: проблемы и тенденции/В.Ф. Белей, М.С. Харитонов // Информационные ресурсы России. - 2016 .– № 1.- С.10-14.

22. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учебное пособие для студентов высших учебных заведений/ И.П. Крючков, Б.Н. Неклепаев, В.А. Старшинов и др.; под ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшинова. – 3-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2008. – 416 с.

23. Законы Мерфи / Д.Д. Мерфи – «АВ Паблишинг»

ПРИЛОЖЕНИЕ (обязательное).

Таблица А1. Расчетные данные по ветвям фидера 15-47.

							Режим 1				Режим 2			
S	N_нач	N_кон	Название	R, Ом	X, Ом	B, См	P_нач, МВт	Q_нач, МВар	I max, А	dV%	P_нач, Мвт	Q_нач, МВар	I max, А	dV%
0	1	2	В-1 - 8 опора	0,25	0,24	-57	-5,642	-2,463	225,884	0,81				
0	2	3	8 опора - 15 опора	0,31	0,2	-47,8	-5,155	-2,231	207,761	0,83				
0	3	4	15 опора - 17 опора	0,09	0,06	-13,6	-4,748	-2,058	192,908	0,22				
0	4	5	17 опора - 22 опора	0,22	0,14	-34,1	-4,594	-1,986	187,064	0,54				
0	5	6	22 опора - ДР 6-47	0,04	0,03	-6,8	-3,655	-1,55	149,118	0,09				
0	6	7	ДР 6-47 - ТП 47-33	0,08	0,03	-35,3	-3,662	-1,535	149,397	0,14				
0	7	8	ТП 47-33 - 30 опора	0,12	0,05	-51,7	-2,949	-1,175	119,678	0,17				
0	8	9	30 опора - 31 опора	0,04	0,02	-16,3	-2,867	-1,163	116,73	0,05				
0	9	10	31 опора - 32 опора	0,05	0,02	-23,5	-2,7	-1,108	110,203	0,07				
0	10	11	32 опора - ДР 5-47	0,04	0,02	-17,3	-0,003	0,004	0,186	0				
1	11	12	ДР 5-47 - 43 опора	0,32	0,29	-71,2								
1	12	13	43 опора - 47 опора	0,18	0,11	-27,3								
1	13	14	47 опора - 50 опора	0,13	0,09	-20,5					0,061	0,054	3,352	-0,01
1	14	15	50 опора - 52 опора	0,09	0,06	-13,6					0,066	0,048	3,339	0
1	15	16	52 опора - 54 опора	0,09	0,06	-13,6					0,094	0,057	4,494	-0,01
1	16	17	54 опора - 56 опора	0,09	0,06	-13,6					0,439	0,219	20,112	-0,02
1	17	18	56 опора - 58 опора	0,13	0,09	-20,5					0,515	0,249	23,46	-0,04
1	18	19	58 опора - ТП 47-1	0,09	0,06	-13,6					0,604	0,285	27,382	-0,03
1	19	20	ТП 47-1 - 64 опора	0,13	0,12	-28,5					1,152	0,578	52,799	-0,1
1	20	21	64 опора - 67 опора	0,05	0,02	-23,6					1,317	0,617	59,539	-0,04
1	21	22	67 опора - 71 опора	0,13	0,03	-28,5					2,235	1,066	101,308	-0,14
1	22	23	71 опора - 79 опора	0,25	0,06	-57					3,091	1,475	139,904	-0,39
1	23	24	79 опора - 80 опора	0,03	0,01	-7,1					3,557	1,695	160,269	-0,06
1	24	25	80 опора - 87 опора	0,22	0,05	-49,9					3,7	1,76	166,552	-0,41
1	25	26	87 опора - 93 опора	0,16	0,04	-35,6					3,938	1,875	176,496	-0,31
1	26	27	93 опора - 98 опора	0,16	0,04	-35,6					4,04	1,911	180,219	-0,32
1	27	28	98 опора - В-21	0,13	0,03	-28,5					4,053	1,912	180,114	-0,25

Продолжение таблицы А1

0	2	29	8 опора - ТП 47-24, ТП 47-15	0,39	0,18	-39	-0,445	-0,218	18,476	0,09				
0	4	30	17 опора - ТП 47-3	0,04	0,02	-4	-0,142	-0,072	5,974	0				
0	3	31	15 опора - ТП 47-39 ТП 47-30	0,42	0,39	-95	-0,364	-0,163	15,245	0,09				
0	5	32	22 опора - ТП 47-22, ТП 47-27, 34,28	0,74	0,69	-166,2	-0,917	-0,432	38,708	0,41				
0	8	33	30 опора - ТП 47-42	0	0	-1	-0,161	-0,079	6,776	0				
0	9	34	31 опора - ТП 47-46	0,1	0,06	-15,5	-0,09	-0,042	3,804	0				
0	9	35	31 опора - ТП 47-19	0,27	0,12	-117,9	-0,089	-0,018	3,784	0,01				
0	10	36	32 опора - Отпайка с ТП 47-12,4 и др	0,86	0,37	-375,1	-2,708	-1,116	111,897	1,14				
1	12	37	43 опора - ТП 47-2	0,1	0,05	-10,4								
1	13	38	47 опора - ТП 47-13	0,02	0,01	-1,8					-0,162	-0,079	7,392	0
1	14	42	50 опора - ТП 47-40	0,08	0,04	-36,8					-0,03	-0,007	1,362	0
1	15	39	52 опора - ТП 47-10	0,12	0,06	-12,4					-0,046	-0,021	2,112	0
1	16	43	54 опора - ТП 47-32	0,12	0,05	-52,5					-0,357	-0,172	16,429	0,02
1	17	40	56 опора - ТП 47-26	0,01	0,01	-1,5					-0,091	-0,047	4,213	0
1	18	41	58 опора - ТП 47-20	0,16	0,07	-16					-0,089	-0,042	4,099	0,01
1	20	44	64 опора - ТП 47-5	0,01	0,01	-2,8					-0,143	-0,072	6,56	0
1	21	45	67 опора - ТП 47-14	0,01	0,01	-3,3					-0,356	-0,182	16,37	0
1	21	46	67 опора - ТП 47-25	0,09	0,04	-8,8					-0,561	-0,285	25,773	0,03
1	22	47	71 опора - ТП 47-6,45,7	0,33	0,14	-143,1					-0,713	-0,336	32,699	0,13
1	22	48	71 опора - ТП 47-8	0,03	0,02	-4,6					-0,142	-0,072	6,539	0
1	23	49	79 опора - ТП 47-44,36,9	0,19	0,18	-44					-0,453	-0,223	20,709	0,06
1	24	50	80 опора - ТП 47-23	0,24	0,23	-55,1					-0,142	-0,062	6,504	0,02
1	25	51	87 опора - ТП 47-17	0,02	0,01	-1,6					-0,223	-0,114	10,119	0
1	26	52	93 опора - ТП 47-37	0,38	0,24	-57,9					-0,089	-0,034	4,034	0,02

Таблица А2. Расчетные данные по ветвям фидера 15-51.

							Режим 1				Режим 2			
S	N_нач	N_кон	Название	R, Ом	X, Ом	B	P_нач	Q_нач	I max	dV%	P_нач	Q_нач	I max, A	dV%
0	1	2	В-17 - 9 опора	0,32	0,3	-72,7	-0,033	0,002	1,331	0,01				
0	2	3	9 опора - 13 опора	0,14	0,13	-32,3	-0,003	-0,004	0,442	0				
0	3	4	13 опора - 29 опора	0,57	0,53	-129,2	-0,053	0,009	2,119	0,01				
0	4	5	29 опора - 41 опора	0,43	0,4	-96,9	0,022	0,009	0,963	0				
0	5	6	41 опора - 57 опора	0,57	0,53	-129,2	0,039	0,022	1,649	-0,01				
0	6	7	57 опора - 59 опора	0,07	0,07	-16,2	-0,161	-0,025	6	0,01				
0	7	8	59 опора - 65 опора	0,21	0,2	-48,4	-0,222	-0,028	8,277	0,02				
0	8	9	65 опора - 66 опора	0,04	0,03	-8,1	-0,049	-0,072	3,263	0				
0	9	10	66 опора - 80 опора	0,5	0,47	-113	-0,093	-0,019	3,814	0,02				
0	10	11	80 опора - 86 опора, реклоузер	0,21	0,2	-48,4	0,129	0,039	4,947	-0,01				
1	11	12	86 опора, реклоузер - ТП 51-20	0,07	0,07	-16,2								
1	12	13	ТП 51-20 - 90 опора, реклоузер	0,07	0,07	-16,2								
1	13	14	90 опора, реклоузер - 98 опора	0,29	0,27	-64,6					-0,238	-0,131	10,266	0,04
1	14	15	98 опора - 100 опора, реклоузер	0,07	0,07	-16,2					0,113	0,029	4,287	0
1	15	16	100 опора, реклоузер - 102 опора	0,07	0,07	-16,2					-0,088	-0,062	4,048	0
1	16	17	102 опора - 134 опора	1,14	1,07	-258,4					0,063	0,075	3,607	-0,05
1	17	18	134 опора - 148 опора	0,5	0,47	-113					0,063	0,047	2,88	-0,02
1	18	19	148 опора - 167 опора	0,68	0,63	-153,4					0,034	0,047	2,121	-0,02
1	19	20	167 опора - 226 опора	2,11	1,97	-476,4					-0,041	0,056	2,736	0,04
1	20	21	226 опора - В-4	0,46	0,43	-105					-0,006	0,026	0,967	0
0	2	29	9 опора - ТП 51-21	0,17	0,11	-25,9	-0,046	-0,017	1,881	0				
0	3	22	13 опора - ТП 51-8	0,02	0,01	-1,6	-0,067	-0,023	2,61	0				
0	4	30	29 опора - ТП 51-19	0,28	0,18	-43,2	-0,091	-0,035	3,738	0,01				
0	5	23	41 опора - ТП 51-1	0,06	0,03	-5,6	-0,084	-0,034	3,36	0				
0	6	24	57 опора - ТП 51-23	0,01	0	-0,8	-0,15	-0,056	5,87	0				
0	7	25	59 опора - ТП 51-16	0,06	0,03	-5,6	-0,037	-0,011	1,415	0				
0	8	31	65 опора - Отпайка с ТП	3,04	2,83	-686,8	-0,366	-0,018	15,09	0,57				
0	9	26	66 опора - ТП 51-2	0,05	0,02	-4,8	-0,126	-0,042	4,904	0				

Продолжение таблицы А2

0	10	32	80 опора - ТП 51-18 ТП 51-22	1,5	0,7	-152,2	-0,286	-0,108	11,78	0,21				
1	14	33	98 опора - Отпайка с ТП	0,76	0,49	-116,5					-0,621	-0,287	25,574	0,25
1	16	34	102 опора - ТП 51-6	0,07	0,05	-10,9					-0,417	-0,194	16,935	0,02
1	17	27	134 опора - ТП 51-7	0,17	0,08	-16,8					-0,108	-0,042	4,292	0,01
1	18	35	148 опора - ТП 51-11	0,12	0,06	-12					-0,076	-0,025	2,969	0
1	19	28	167 опора - ТП 51-9	0,06	0,03	-5,6					-0,087	-0,022	3,319	0
1	20	36	226 опора - ТП 51-10	0,17	0,08	-16,8					-0,162	-0,064	6,449	0,01

Таблица А3. Расчетные данные по ветвям фидера 15-53.

								Режим 1				Режим 2			
S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R, Ом	X, Ом	B, См	P_нач	Q_нач	I max	dV%	P_нач	Q_нач	I max	dV%
0	ЛЭП	1	2	ПС 0-24 - 17 опора	0,6	0,39	-92,8	-1,35	-0,398	51,84	0,39				
0	ЛЭП	2	3	17 опора - 37 опора	1,2	0,47	-114	-1,323	-0,431	51,534	0,73				
0	ЛЭП	3	4	37 опора - 62 опора	0,89	0,57	-136,5	-1,223	-0,414	48,289	0,54				
0	ЛЭП	4	5	62 опора - 64 опора	0,07	0,05	-10,9	-1,148	-0,402	45,364	0,04				
0	ЛЭП	5	6	64 опора - 69 опора	0,18	0,11	-27,3	-0,142	-0,062	5,874	0,01				
1	ЛЭП	6	7	69 опора - 78 опора	0,32	0,21	-49,1								
1	ЛЭП	7	8	78 опора - 81 опора	0,11	0,07	-16,4								
1	ЛЭП	8	9	81 опора - 87 опора	0,21	0,14	-32,8					0,126	0,071	5,738	-0,02
1	ЛЭП	9	10	87 опора - Реклоузер	0,46	0,3	-71					0,43	0,206	18,89	-0,11
1	ЛЭП	10	11	Реклоузер - 112 опора	0,22	0,3	-72					0,42	0,194	18,334	-0,06
1	ЛЭП	11	12	112 опора - 117 опора	0,09	0,13	-30					0,536	0,249	23,399	-0,03
1	ЛЭП	12	13	117 опора - 125 опора	0,15	0,2	-48					0,614	0,265	26,486	-0,06
1	ЛЭП	13	14	125 опора - 129 опора	0,07	0,1	-24					0,618	0,253	26,393	-0,03
1	ЛЭП	14	15	129 опора - 132 опора	0,06	0,08	-18					0,883	0,364	37,745	-0,03
1	ЛЭП	15	16	132 опора - 156 опора	4,42	6,06	-1444					0,91	0,344	38,448	-2,27
1	ЛЭП	16	17	156 опора - 157 опора	0,02	0,03	-6					0,995	0,145	38,807	-0,01
1	ЛЭП	17	18	157 опора - ПС В-5	0,17	0,23	-54					0,89	-0,213	35,392	-0,04
0	ЛЭП	2	19	17 опора - ТП 53-14	0,96	0,45	-97,8	-0,022	0,013	0,943	0,01				
0	ЛЭП	3	20	37 опора - ТП 53-1	0,02	0,01	-2,4	-0,033	-0,017	1,394	0				
0	ЛЭП	4	21	62 опора - ТП 53-3	0,01	0	-0,8	-0,093	-0,046	3,88	0				
0	ЛЭП	5	30	64 опора - ОТПАЙКА НА ЗРЭС	7,31	3,43	-741,2	-1,006	-0,342	42,17	3,62				
0	ЛЭП	6	22	69 опора - ТП 53-4	0,17	0,08	-17,6	-0,143	-0,069	5,974	0,01				
1	ЛЭП	8	23	81 опора - ТП 53-10	0,06	0,03	-6,4					-0,145	-0,072	6,456	0
1	ЛЭП	9	31	87 опора - ТП 53-11, 53-15	0,71	0,33	-72					-0,31	-0,143	13,805	0,12
1	ЛЭП	11	24	112 опора - ТП 53-13	0,01	0	-0,8					-0,146	-0,074	6,48	0
1	ЛЭП	12	32	117 опора - ТП 53-21	0,01	0,01	-93,3					-0,09	-0,027	4,014	0
1	ЛЭП	13	33	125 опора - ТП 53-5	0,01	0	-0,6					-0,026	-0,016	1,205	0
1	ЛЭП	14	25	129 опора - ТП 53-8, 53-9, 53-20	0,92	0,43	-93,3					-0,266	-0,116	11,804	0,13

Продолжение таблицы А3

1	ЛЭП	15	26	132 опора - ТП 53-16	0,02	0,01	-1,6					-0,05	-0,029	2,298	0
1	ЛЭП	16	27	156 опора - ТП 53-19	0,08	0,04	-8					-0,164	-0,086	7,194	0,01
1	ЛЭП	17	28	157 опора - ТП 53-12	0,04	0,02	-4					-0,265	-0,144	11,664	0,01
0	ЛЭП	3	29	37 опора - ТП 53-6	0,01	0	-1	-0,056	-0,028	2,345	0				

Таблица А4. Расчетные данные по ветвям фидера 15-142.

S	N_нач	N_кон	Название	R, Ом	X,Ом	B, См	P_нач, МВт	Q_нач, МВар	I max,A	dV%	P_нач, МВт	Q_нач,	I max, A	dV%
0	1	2	О-24 - 26 опора	0,48	0,66	-156	-0,102	-0,042	4,786	0,04				
0	2	3	26 опора - 35 опора	0,17	0,23	-54	0,082	0,022	3,109	-0,01				
0	3	4	35 опора - 37 опора	0,04	0,05	-12	0,034	-0,019	1,466	0				
0	4	5	37 опора - 40 опора	0,06	0,08	-18	0,215	0,067	8,267	-0,01				
0	5	6	40 опора - 44 опора	0,07	0,1	-24	0,077	0,026	2,961	0				
0	6	7	44 опора - 54 опора	0,18	0,25	-60	-0,051	-0,007	2,049	0,01				
0	7	8	54 опора - 69 опора	0,28	0,38	-90	0,05	0,056	2,749	-0,01				
0	8	9	69 опора - 71 опора	0,04	0,05	-12	-0,09	-0,033	3,542	0				
0	9	10	71 опора - 97 опора	0,48	0,66	-156	-0,006	0,002	1,38	0,01				
0	10	11	97 опора - 103 опора	0,11	0,15	-36	-0,467	-0,225	19,15	0,03				
0	11	12	103 опора - 105 опора	0,04	0,05	-12	-0,55	-0,275	22,604	0,01				
0	12	13	105 опора - 120 опора	0,28	0,38	-90	-0,52	-0,26	21,703	0,1				
1	13	14	120 опора - 123 опора	0,06	0,08	-18								
1	14	15	123 опора - 140 опора	0,31	0,43	-102								
1	15	16	140 опора - Реклоузер	0,61	0,83	-198					0,1	0,09	4,933	-0,05
1	16	17	Реклоузер - 202 опора	0,53	0,73	-174					0,103	0,048	4,146	-0,03
1	17	18	202 опора - 204 опора	0,05	0,05	-11,4					0,11	-0,084	5,152	0
1	18	19	204 опора - 229 опора	0,63	0,59	-142,5					-0,257	-0,117	10,951	0,1
1	19	20	229 опора - 234 опора	0,08	0,07	-17,1					-0,246	-0,123	10,149	0,01
1	20	21	234 опора - 244 опора	0,25	0,24	-57					-0,108	-0,035	4,375	0,02
1	21	22	244 опора - ПС В-19	0,48	0,45	-108,3					0,076	0,054	3,44	-0,02
0	2	29	26 опора - ТП 142-8	0,06	0,03	-5,6	-0,23	-0,113	9,428	0,01				
0	3	30	35 опора - ТП 142-1	0,06	0,03	-6	-0,031	-0,012	1,238	0				
0	4	31	37 опора - ТП 142-10	0,09	0,04	-8,8	-0,229	-0,113	9,392	0,01				
0	5	23	40 опора - ТП 142-16	0,01	0,01	-1,2	-0,102	-0,041	4,037	0				
0	6	24	44 опора - ТП 142-6	0,01	0	-0,8	-0,209	-0,097	8,461	0				
0	7	32	54 опора - ТП 142-14	0,02	0,01	-1,6	-0,253	-0,122	10,288	0				
0	8	25	69 опора - ТП 142-19	0,01	0	-0,8	-0,099	-0,045	4,01	0				
0	9	26	71 опора - ТП 142-17	0,27	0,13	-27,2	-0,09	-0,039	3,721	0,01				

Продолжение таблица А4

0	10	33	97 опора - ТП 142-18	0,01	0	-0,6	-0,217	-0,097	8,714	0				
0	11	34	103 опора - ТП 142-5	0,1	0,05	-10,4	-0,103	-0,045	4,163	0,01				
0	12	35	105 опора - ТП 142-7	0,37	0,17	-37,5	-0,06	-0,02	2,462	0,01				
0	13	36	120 опора - ТП 142-13	0,06	0,03	-6	-0,074	-0,011	2,758	0				
1	14	27	123 опора - Отпайка	5,39	2,53	-546,3								
1	15	37	140 опора - ТП 142-4	0,04	0,02	-4,4					0,003	0,013	0,481	0
1	17	38	202 опора - ТП 142-3	3,8	1,78	-385,6					0	0,096	3,506	-0,03
1	18	28	204 опора - ТП 142-12	0,01	0	-0,6					-0,137	-0,032	5,18	0
1	19	39	229 опора - ТП 142-9	0,09	0,04	-8,6					-0,07	-0,027	2,764	0
1	20	40	234 опора - ТП 142-15	0,16	0,07	-15,8					-0,23	-0,11	9,426	0,02
1	21	41	244 опора - ТП 142-2	0,17	0,08	-17,6					-0,228	-0,11	9,345	0,02

Таблица А5. Расчетные данные по ветвям фидера 15-145.

							Режим 1				Режим 2			
S	N_нач	N_кон	Название	R,Ом	X,Ом	B, См	P_нач	Q_нач	I max	dV%	P_нач	Q_нач	I max	dV%
0	1	2	ПС В-5 - 44 опора	1,46	0,94	-224,8	-0,001	0,032	1,157	-0,001				
0	2	3	44 опора - ДР 1/145	1,12	0,72	-171,5	-0,009	0,04	1,495	-0,001				
0	3	4	ДР 1/145 - 81 опора	0,5	0,32	-76,4	-0,013	0	0,854	0,004				
0	4	5	81 опора - 85 опора	0,14	0,09	-21,8	-0,023	-0,02	1,27	0,002				
0	5	6	85 опора - 95 опора	0,39	0,25	-60,1	0,006	-0,011	0,98	0,001				
0	6	7	95 опора - ДР 2/145	0,25	0,16	-38,2	0,02	-0,008	0,978	-0,001				
0	7	8	ДР 2/145 - 104 опора	0,14	0,09	-21,8	0,01	-0,014	0,796	0				
0	8	9	104 опора - 107 опора	0,11	0,07	-16,4	-0,011	0,004	0,443	0				
1	9	10	107 опора - 123 опора	0,57	0,37	-87,4								
1	10	11	123 опора - 130 опора	0,25	0,16	-38,2								
1	11	12	130 опора - 133 опора	0,11	0,07	-16,4					0,026	-0,027	1,496	0
1	12	13	133 опора - 136 опора	0,11	0,07	-16,4					-0,013	0,034	1,348	0
1	13	14	136 опора - ДР 3/145	0,04	0,03	-6,4					0,028	0,026	1,381	0
1	14	15	ДР 3/145 - 139 опора	0,07	0,05	-10,9					0,005	0,057	2,111	0
1	15	16	139 опора - 199 опора	1,51	1,41	-342					-0,037	0,133	5,074	-0,03
1	16	17	199 опора - ТП 35-5	1,21	0,78	-185,6					0	0,016	1,099	0
0	2	18	44 опора - ТП 145-2	0,01	0	-0,9	-0,016	0,015	0,809	0				
0	2	19	44 опора - ТП 145-14	1,01	0,47	-102,4	-0,003	0,024	0,882	-0,001				
0	4	20	81 опора - ТП 145-17 И ТП 145-9	0,37	0,24	-56,4	-0,007	0,012	0,495	0,001				
0	5	22	85 опора - ТП 145-3 ТП 145-8	0,32	0,15	-32	-0,037	-0,009	1,484	0,005				
0	6	21	95 опора - ТП 145-4	0,17	0,08	-17,6	-0,03	-0,008	1,19	0,002				
0	8	23	104 опора - ТП 145-12	0,05	0,03	-7,3	-0,025	-0,005	0,931	0,001				
0	9	24	107 опора - ТП 145-13	0,07	0,05	-10,9	-0,032	-0,01	1,264	0,001				
1	10	25	123 опора - ТП 145-1	0,3	0,14	-30,8								
1	11	26	130 опора - СТП	1,01	0,65	-154,7					-0,025	0,026	1,324	0,01
1	12	27	133 опора - ТП 145-10	0,02	0,02	-3,6					-0,015	0,011	0,675	0
1	13	28	136 опора - ТП 145-7 ТП 145-5 ТП 145-6	1,42	0,67	-144					-0,046	0,013	1,886	0,03
1	15	29	139 опора - ТП 145-11	0,02	0,02	-3,6					-0,016	0,011	0,697	0
1	16	30	199 опора - ТП 145-15	0,28	0,13	-28					-0,028	-0,007	1,137	0

Таблица А6. Расчетные данные по ветвям фидера 15-261.

S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R, Ом	X, Ом	B, См	P_нач, МВт	Q_нач, МВар	I max, A	dV%
0	ЛЭП	1	2	В-1 - 1 опора	0,04	0,02	-5,9	-0,202	-0,085	8,056	0
0	ЛЭП	2	3	1 опора - 8 опора	0,19	0,18	-42,8	-0,021	-0,011	1,105	0
0	ЛЭП	3	4	8 опора - 9 опора	0,03	0,03	-6,2	-0,098	-0,07	4,452	0
0	ЛЭП	4	5	9 опора - ТП 261-12	0,19	0,18	-42,8	-0,286	-0,117	11,475	0,03
0	ЛЭП	5	6	ТП 261-12 - 25 опора	0,25	0,23	-55,6	0,012	0,028	1,116	0
1	ЛЭП	7	8	28 опора - 36 опора	0,16	0,15	-37				
0	ЛЭП	8	9	36 опора - 39 опора	0,08	0,08	-18,5	0,059	-0,001	2,187	0
0	ЛЭП	10	11	50 опора - 51 опора	0,04	0,02	-5,9	-0,019	-0,019	1,022	0
0	ЛЭП	11	12	51 опора - 53 опора	0,08	0,05	-11,8	-0,105	-0,051	4,333	0
0	ЛЭП	12	13	53 опора - ТП 261-10	0,15	0,1	-23,7	-0,111	-0,049	4,549	0,01
0	ЛЭП	2	14	1 опора - ТП 261-11,20	0,27	0,25	-60,8	-0,189	-0,082	7,797	0,03
0	ЛЭП	3	15	8 опора - ТП 261-2,3	0,11	0,05	-11,2	-0,004	0,002	0,153	0
0	ЛЭП	4	16	9 опора - ТП 261-17	0,01	0	-1	-0,076	-0,027	2,976	0
0	ЛЭП	6	17	25 опора - ТП 261-16	0,07	0,04	-10	-0,084	-0,034	3,342	0
1	ЛЭП	7	18	28 опора - ТП 261-13,14	0,32	0,29	-68,2				
0	ЛЭП	8	19	36 опора - ТП 261-6,4,18,5	0,82	0,76	-185,2	-0,042	0,025	1,781	0,01
0	ЛЭП	9	20	39 опора - ТП 261-19	0,07	0,05	-11,5	-0,045	-0,015	1,774	0
0	ЛЭП	10	21	50 опора - ТП 261-9,7,8	0,73	0,34	-73,6	-0,191	-0,079	7,879	0,07
0	ЛЭП	11	22	51 опора - ТП 261-1	0,27	0,13	-27,2	-0,006	0,006	0,315	0
0	ЛЭП	12	23	53 опора - ТП 261-15	0,16	0,1	-24,6	-0,073	-0,029	2,973	0,01
1	ЛЭП	6	7	25 опора - 28 опора	0,08	0,08	-18,5				
0	ЛЭП	9	10	39 опора - 50 опора	0,3	0,28	-67,9	-0,001	-0,019	1,313	0

Таблица А7. Расчетные данные по ветвям фидера 15-262.

							Режим 1				Режим 2			
S	N_нач	N_кон	Название	R, Ом	X, Ом	B, См	P_нач	Q_нач	I max	dV%	P_нач	Q_нач	I max	dV%
0	1	2	ПС В-59 - 4 опора	0,07	0,06	-15,2	-0,228	-0,085	8,96	0,01	-0,228	-0,085	8,967	0,01
0	2	3	4 опора - 50 опора	0,07	0,06	-15,2	-0,09	-0,019	3,39	0	-0,09	-0,019	3,397	0
0	3	4	50 опора - 64 опора	0,24	0,22	-53,2	-0,09	-0,023	3,541	0,01	-0,09	-0,023	3,547	0,01
0	4	5	64 опора - 65 опора	0,02	0,02	-3,8	-0,065	-0,024	2,531	0	-0,065	-0,024	2,533	0
0	5	6	65 опора - 66 опора	0,02	0,02	-3,8	-0,025	-0,011	1,022	0	-0,025	-0,011	1,022	0
1	6	7	66 опора - ДР 1/262	0,2	0,19	-45,6								
1	7	8	ДР 1/262 - 85 опора	0,12	0,11	-26,6								
1	8	9	85 опора - 90 опора	0,08	0,08	-19					0	0	0,173	0
1	9	10	90 опора - 96 опора	0,1	0,09	-22,8					0,063	0,025	2,479	0
1	10	11	96 опора - ДР 5/262	0,05	0,05	-11,4					0,126	0,051	4,981	0
1	11	12	ДР 5/262 - 101 опора	0,1	0,1	-23,8					0,126	0,048	4,943	-0,01
1	12	13	101 опора - ПС В-21	0,08	0,07	-18					0,136	0,046	5,263	-0,01
0	2	24	4 опора - ТП 262-1, 2, 3, 13, 20, 21	0,04	0,02	-4	-0,138	-0,07	5,69	0	-0,138	-0,07	5,69	0
0	4	28	64 опора - ТП 262-18	0,01	0,01	-1,8	-0,025	-0,012	1,039	0	-0,025	-0,012	1,038	0
0	5	29	65 опора - ТП 262-12, ТП 47-32	0,12	0,11	-26,6	-0,039	-0,014	1,623	0	-0,039	-0,014	1,623	0
0	6	30	66 опора - ТП 262-10	0,04	0,02	-4	-0,025	-0,012	1,039	0	-0,025	-0,012	1,038	0
1	8	14	85 опора - 1 опора отпайки	0,05	0,05	-11,4								
1	14	15	1 опора отпайки - 1А опора отпайки	0,02	0,02	-3,8								
1	15	16	1А опора отпайки - 2 опора отпайки	0,16	0,15	-35,2					0,016	-0,03	1,536	0
1	16	17	2 опора отпайки - 5 опора отпайки	0,02	0,02	-3,8					-0,064	-0,025	2,525	0
1	16	18	2 опора отпайки - 3 опора отпайки	0,03	0,03	-7,6					0,105	-0,071	4,681	0
1	18	19	3 опора отпайки - 5 опора отпайки	0	0	-0,6					0,121	-0,065	5,028	0
1	19	20	5 опора отпайки - 12 опора отпайки	0,02	0,02	-3,8					0,136	-0,058	5,452	0
1	20	21	12 опора отпайки - 18 опора отпайки	0,13	0,12	-28,5					0,176	-0,055	6,834	-0,01
1	21	22	18 опора отпайки - ТП 148-29	0,02	0,02	-3,6					0,176	-0,062	6,851	0
1	22	23	ТП 148-29 - ПС В-19	0,14	0,07	-14,4					0,176	-0,063	6,897	-0,01
1	9	25	90 опора - ТП 262-11	0,05	0,05	-12,4					-0,063	-0,029	2,596	0
1	10	26	96 опора - ТП 262-4	0,02	0,01	-1,6					-0,063	-0,032	2,596	0

Продолжение таблицы А7

1	12	27	101 опора - ТП 262-19	0,02	0,02	-3,8					-0,01	-0,004	0,409	0
1	14	31	1 опора отпайки - ТП 262-5,7	0,1	0,09	-22,8								
1	15	32	1А опора отпайки - ТП 262-16	0,68	0,64	-153,9					-0,016	0,03	1,245	0
1	17	33	5 опора отпайки - ТП 262-8,15	0,13	0,13	-30,4					-0,064	-0,025	2,64	0
1	16	34	2 опора отпайки - ТП 262-23	2,76	1,3	-280					-0,025	0,057	2,269	0,02
1	18	35	3 опора отпайки - ТП 262-9	0,01	0,01	-1,4					-0,016	-0,008	0,649	0
1	19	36	5 опора отпайки - ТП 262-14	0,05	0,02	-4,8					-0,016	-0,007	0,649	0
1	20	37	12 опора отпайки - ТП 262-6	0,63	0,3	-64					-0,039	-0,004	1,623	0,01
1	21	38	18 опора отпайки - ТП 262-17	0,01	0,01	-1,8					0	0	0,017	0

Таблица А8. Расчетные данные по ветвям связки фидеров 15-46, 15-143, 15-146.

S	N_нач	N_кон	Название	R, Ом	X,Ом	B, См	P_нач	Q_нач	I max	dV%
0	1	2	58 опора - 83 опора	2,06	1,33	-316,7	0	0	2,856	0,02
0	2	3	83 опора - 92 опора	0,63	0,59	-142,5	0,003	-0,071	3,914	0,02
0	3	4	92 опора - 94 опора	0,23	0,21	-51,3	0,012	-0,129	5,252	0,01
0	4	5	94 опора - 107 опора	0,03	0,05	-11,4	0,038	-0,127	5,008	0
0	5	6	107 опора - ДВ 1-146	0,46	0,3	-71	0,065	-0,127	5,838	0
0	6	7	ДВ 1-146 - 110 опора	0,04	0,02	-5,5	0,076	-0,14	5,936	0
0	7	8	110 опора - 118 опора	0,07	0,05	-10,9	0,075	-0,142	6,012	0
0	9	10	120 опора - 120 опора	0,07	0,05	-10,9	-0,043	-0,015	1,724	0
0	8	9	118 опора - 120 опора	0,28	0,18	-43,7	-0,068	-0,019	2,736	0,01
1	10	11	120 опора - 127 опора	0,25	0,16	-10,9				
1	11	12	127 опора - 128 опора	0,04	0,02	-38,2				
0	12	13	128 опора - 129 опора	0,04	0,02	-5,5	0,068	0,034	2,832	0
0	13	14	129 опора - 131 опора	0,07	0,05	-5,5	0,135	0,067	5,59	-0,01
0	14	15	131 опора - 140 опора	0,32	0,21	-10,9	0,16	0,078	6,629	-0,03
0	15	16	140 опора - 142 опора	0,07	0,05	-49,1	0,175	0,085	7,224	-0,01
0	16	17	142 опора - 149 опора	0,33	0,16	-10,9	0,192	0,081	7,743	-0,03
0	17	18	149 опора - ТП 146-9	0,05	0,02	-33,6	0,235	0,099	9,464	-0,01
0	18	19	ТП 146-9 - ДР 4-146	1,33	0,62	-4,8	0,261	0,105	10,451	-0,17
0	19	20	ДР 4-146 - 180 опора	0,09	0,04	-134,4	0,262	0,104	10,436	-0,01
0	20	21	180 опора - 200 опора	0,95	0,44	-9,6	0,27	0,072	10,353	-0,12
0	21	22	200 опора - ТП 46-10	0,24	0,11	-96	0,331	-0,002	12,301	-0,03
0	2	32	83 опора - ТП 146-2	0,01	0,01	-1,8	-0,005	-0,002	0,213	0
0	3	23	92 опора - ТП 146-3	1,1	0,52	-112	-0,009	0,023	0,924	0
0	4	33	94 опора - ТП 146-4	0,01	0,01	-2,3	-0,027	-0,013	1,131	0
0	5	24	107 опора - ТП 146-5	0,5	0,24	-51,2	-0,027	-0,001	1,124	0,01
0	6	25	ДВ 1-146 - ТП 146-19	0,07	0,04	-10,1	-0,011	-0,003	0,463	0
0	8	34	118 опора - ТП 143-1	0,08	0,08	-19	0,142	-0,126	7,133	0
0	9	35	120 опора - ТП 146-16			-0,6	-0,028	-0,014	1,153	0
0	10	26	120 опора - ТП 146-8	0,16	0,07	-16	-0,043	-0,018	1,785	0

Продолжение таблицы А8

1	11	27	127 опора - ТП 146-7	0,16	0,07	-16				
0	12	28	128 опора - ТП 146-1	0,03	0,01	-2,8	-0,069	-0,034	2,882	0
0	13	29	129 опора - ТП 146-10	0,02	0,01	-2	-0,069	-0,035	2,885	0
0	14	36	131 опора - ТП 146-6	0,02	0,01	-2,4	-0,027	-0,014	1,14	0
0	15	37	140 опора - ТП 146-18			-0,5	-0,018	-0,009	0,742	0
0	16	30	142 опора - ТП 146-17	0,01	0,01	-1,4	-0,017	-0,009	0,719	0
0	17	38	149 опора - ТП 146-13	0,05	0,02	-4,8	-0,043	-0,021	1,796	0
0	20	31	180 опора - ТП 146-11	0,13	0,08	-20	-0,009	0,001	0,366	0
0	21	39	200 опора - ТП 146-15,12,14	4,14	1,94	-420	-0,061	0,071	3,468	0,09
0	40	41	О-24 - 34 опора	1,41	0,91	-216,6	-0,785	0,227	29,96	0,37
0	41	42	34 опора - 35 опора	0,04	0,03	-6,4	-0,778	0,159	29,226	0,01
0	42	43	35 опора - 52 опора	0,7	0,45	-108,3	-0,734	0,171	27,735	0,18
0	43	44	52 опора - 56 опора	0,17	0,11	-25,5	-0,71	0,154	26,787	0,04
0	44	45	56 опора - 57 опора	0,04	0,03	-6,4	-0,485	0,068	18,053	0,01
0	45	46	57 опора - 62 опора	0,21	0,13	-31,9	-0,468	0,085	17,56	0,04
0	46	47	62 опора - 90 опора	0,82	0,77	-186,2	-0,458	0,082	17,155	0,13
0	47	48	90 опора - 95 опора	0,15	0,14	-33,3	-0,345	0,076	13,059	0,02
0	48	49	95 опора - 100 опора	0,15	0,14	-33,3	-0,321	0,083	12,235	0,01
0	49	50	100 опора - 117 опора	0,5	0,47	-113,1	-0,312	0,073	11,824	0,05
0	50	51	117 опора - ТП 143-1	0,06	0,05	-13,3	-0,294	0,054	11,064	0,01
0	41	52	34 опора - ТП 143-8	0,08	0,05	-12,7	-0,02	-0,007	0,809	0
0	42	53	35 опора - ТП 143-9	0,25	0,16	-37,8	-0,044	-0,014	1,848	0,01
0	43	56	52 опора - ТП 143-7	0,03	0,02	-5,7	-0,03	-0,014	1,232	0
0	44	54	56 опора - ТП 143-5	5,17	3,34	-795,1	-0,225	0,078	9,329	0,49
0	45	57	57 опора - ТП 143-11	0,01		-0,9	-0,03	-0,015	1,233	0
0	46	58	62 опора - ТП 143-4	0,01	0,01	-1,4	-0,012	-0,006	0,486	0
0	47	55	90 опора - ТП 143-6	0,33	0,31	-74,4	-0,112	-0,039	4,642	0,02
0	48	59	95 опора - ТП 143-10	0,01	0,01	-2,2	-0,029	-0,014	1,195	0

Продолжение таблицы А8

0	49	60	100 опора - ТП 143-2	0,19	0,12	-29,1	-0,009	0,002	0,381	0
0	50	61	117 опора - ТП 143-3	0,02	0,01	-2,7	-0,018	-0,008	0,745	0
0	51	34	ТП 143-1 - ТП 143-1				-0,144	0,133	7,25	0
0	62	63	В-19 - 14 опора	0,58	0,37	-89,2	-0,545	0,299	22,775	0,08
0	63	64	14 опора - 33 опора	0,79	0,51	-121	-0,471	0,266	19,833	0,1
0	64	65	33 опора - 39 опора	0,25	0,16	-38,2	-0,436	0,241	18,296	0,03
0	65	66	39 опора - 53 опора	0,58	0,37	-89,2	-0,435	0,204	17,665	0,07
0	66	67	53 опора - 64 опора	0,46	0,29	-70,1	-0,424	0,189	17,076	0,06
0	67	68	64 опора - ДР 1-46	0,04	0,03	-6,4	-0,057	0,062	3,101	0
0	68	69	ДР 1-46 - 76 опора	0,46	0,29	-70,1	-0,057	0,061	3,065	0
0	69	70	76 опора - 77 опора	0,04	0,03	-6,4	-0,032	0,049	2,171	0
0	71	72	95 опора - 96 опора	0,04	0,03	-6,4	-0,013	0,027	1,097	0
0	72	73	96 опора - 104 опора	0,33	0,21	-51	-0,006	0,012	0,504	0
1	73	74	104 опора - 105 опора	0,04	0,03	-6,4				
1	74	75	105 опора - 106 опора	0,04	0,03	-6,4				
0	75	76	106 опора - ДР 3-46	0,21	0,13	-31,9	0	-0,005	0,458	0
0	76	77	ДР 3-46 - 137 опора	1,08	0,7	-165,6	0	-0,012	1,956	0,01
0	77	78	137 опора - 155 опора	0,75	0,48	-114,7	0,034	-0,036	2,663	0
0	78	79	155 опора - ДР 2-46	0,04	0,03	-6,4	0,033	-0,063	2,67	0
0	79	80	ДР 2-46 - 159 опора	0,12	0,08	-19,1	0,032	-0,064	2,791	0
0	80	81	159 опора - 162 опора	0,12	0,08	-19,1	0,046	-0,088	3,786	0
0	81	82	162 опора - 168 опора	0,25	0,16	-38,2	0,058	-0,136	5,743	0
0	82	83	168 опора - 190 опора	0,91	0,59	-140,1	0,071	-0,146	7,134	0,01
0	83	84	190 опора - 207 опора	0,7	0,45	-108,3	0,083	-0,175	8,013	0,01
0	84	85	207 опора - 210 опора	0,12	0,08	-19,1	0,152	-0,228	10,211	0
0	85	86	210 опора - 220 опора	0,41	0,27	-63,7	0,17	-0,236	11,134	0
0	86	87	220 опора - 233 опора	0,54	0,35	-82,8	0,169	-0,267	12,229	0
0	87	88	233 опора - В-17	0,54	0,35	-82,8	0,138	-0,319	13,431	0,02
0	63	89	14 опора - ТП 46-3	1,07	0,5	-108	-0,014	0,02	0,888	0

Продолжение таблицы А8

0	63	90	14 опора - ТП 46-32и 1	0,41	0,26	-62,8	-0,057	-0,013	2,349	0,01
0	64	91	33 опора - ТП 46-27	0,35	0,16	-35,2	-0,035	-0,009	1,458	0,01
0	65	92	39 опора - ТП 46-29	0,99	0,46	-100	0	0,025	0,906	0
0	66	93	53 опора - ТП 46-5	0,03	0,01	-3,2	-0,028	-0,014	1,173	0
0	67	94	64 опора - Отпайка на 15-14	4,34	2,04	-440	-0,371	0,105	14,175	0,6
0	69	95	76 опора - ТП 46-28и 33	0,22	0,14	-33,2	-0,026	-0,006	1,088	0
0	70	96	77 опора - ТП 46-12	0,08	0,05	-12,7	-0,014	-0,004	0,581	0
0	71	97	95 опора - ТП 46-7	0,06	0,03	-6,4	-0,007	-0,002	0,297	0
0	72	98	96 опора - ТП 46-15	0,68	0,32	-68,8	-0,007	0,013	0,542	0
0	73	99	104 опора - ТП 46-13	0,08	0,05	-12,7	-0,006	0	0,247	0
1	74	100	105 опора - ТП 46-4	0,02	0,01	-2,7				
0	75	101	106 опора - ТП 46-36	0,09	0,08	-19,9	0	0,005	0,185	0
0	77	102	137 опора - ТП 46-37	0,03	0,02	-5,3	-0,035	-0,016	1,443	0
0	78	103	155 опора - ТП 46-16	0,02	0,01	-2,4	0	0,001	0,038	0
0	80	104	159 опора - ТП 46-18	1,03	0,48	-104,8	-0,014	0,019	0,866	0
0	81	105	162 опора - ТП 46-17и 24	1,99	0,93	-201,6	-0,012	0,044	1,673	0
0	82	106	168 опора - ТП 46-19	0,32	0,15	-32	-0,014	0,001	0,575	0
ё	83	107	190 опора - ТП 46-20	0,08	0,04	-8	-0,015	-0,005	0,592	0
0	84	108	207 опора - ТП 46-21	0,58	0,37	-89,2	-0,022	0,011	0,909	0,01
0	84	109	207 опора - ТП 46-22и 11	1,59	0,75	-161,2	-0,048	0,015	1,986	0,03
0	85	110	210 опора - ТП 46-2	0,34	0,22	-52,8	-0,022	0,002	0,911	0
0	86	111	220 опора - ТП 46-25	0,59	0,28	-60	0	0,015	0,545	0
0	87	112	233 опора - ТП 46-38	0,01	0,01	-1,5	-0,021	-0,011	0,868	0
0	70	71	77 опора - 95 опора	0,75	0,48	-114,7	-0,019	0,052	2,025	0
0	22	94	ТП 46-10 - Отпайка на 15-14				0,353	-0,013	13,083	0