

АННОТАЦИЯ

В работе рассмотрены способы снижения потерь в распределительных электрических сетях среднего напряжения. Выполнены исследования по применению в фидерах способа, основанном на реконфигурации фидера путем поиска оптимальной точки разделения для фидеров с двусторонним питанием и поиска оптимальной конфигурации в фидерах с фиксированной точкой разделения от сети резервного питания. Для отдельного случая исследовано влияние на поиск оптимального решения типа суточного графика нагрузки. Также, отдельно рассмотрено использование реклоузеров в качестве функционала автоматических разъединителей.

ABSTRACT

The paper considers ways to reduce losses in medium-voltage distribution networks. Studies have been carried out on the application of the method based on the reconfiguration of the feeder in feeders by searching for the optimal separation point for feeders with two-way power supply and searching for the optimal configuration in feeders with a fixed separation point from the backup power supply network. For a separate case, the influence of the type of daily load schedule on the search for an optimal solution is investigated. The use of reclosers as a functional of automatic disconnectors is also considered separate.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	6
1 Описание проблемы потерь электроэнергии в электрических сетях	8
1.1 Потери электроэнергии	8
1.2 Структура потерь электроэнергии	9
1.3 Способы снижения электрических потерь	11
2 Снижение потерь электроэнергии в распределительных сетях 10 кВ	15
2.1 Постановка задачи снижения потерь в фидерах 10 кВ	15
2.2 Снижение потерь в фидерах с двухсторонним питанием	18
2.3 Снижение потерь в схеме с использованием реклоузеров:	25
3 Экономическая часть	31
3.1 Снижение потерь электроэнергии сети	31
3.2 Расчет целесообразности реконструкции сети	31
3.3 Экономическое обоснование установки УКРМ	33
4 Охрана труда.....	35
4.1 Расчет заземляющего устройства на подстанции 10 кВ методом коэффициента использования.....	35
4.2 Меры безопасности при эксплуатации трансформаторной подстанции.....	38
Заключение	43
Список использованных источников	44
Приложение А	48
Приложение Б.....	56

ВВЕДЕНИЕ

Электрические сети 6-10 кВ имеются практически повсеместно во всех регионах России и по протяженности лидируют среди остальных классов напряжений.

Конфигурация электрических сетей 6-10 кВ выбирается в зависимости от категории потребителей по надежности электроснабжения и назначения электрической сети – городские, сельские, промышленных предприятий и пр.

Различают электрические схемы кольцевые, магистральные с односторонним и двусторонним питанием и радиальные. Кольцевые схемы в замкнутом состоянии на среднем напряжении не используются, и они разделяются на две разомкнутые схемы. Такие схемы называют петлевыми.

Существуют следующие виды схем электрических сетей 6-10 кВ:

- радиальная
- одиночная магистраль
- смешанные – радиально-магистральные
- двойная магистраль с односторонним питанием
- двойная магистраль с двусторонним питанием

Для городских электрических сетей для питания потребителей первой категории получили распространение так называемые лучевые схемы.

Несмотря на наличие нескольких источников питания все электрические сети работают в разомкнутом режиме, т. е. являются радиально-магистральными. Это связано с обеспечением надёжности и экономичности электроснабжения в таких сетях.

Для повышения уровня надежности в электрических сетях выполняют их секционирование и резервирование (в том числе и по сети низкого напряжения). С помощью разъединителей, выключателей и другой коммутационной аппаратуры в электрических сетях можно разделять или

отключать ее различные участки по разным причинам, в том числе, из-за их аварийного состояния или ремонта.

Наличие коммутационной аппаратуры на линейных объектах электрических сетей позволяет осуществлять многовариантные коммутационные состояния при сохранении полного снабжения потребителей электрической энергией. Выбор точек разделения сети на радиально-магистральные участки определяется несколькими критериями:

- уровень надежности
- ограничение ТКЗ
- пропускная способность
- экономичность.

С появлением реклоузеров в электрических сетях среднего напряжения появилась возможность автоматического секционирования электрической сети для выделения аварийного участка и его отделения от остальной сети. Такой функцией обладают интеллектуальные сети Smart grid. Наличие реклоузеров может повысить экономичность работы электрической сети за счет более точной оптимизации разделения фидеров по времени.

1 ОПИСАНИЕ ПРОБЛЕМЫ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

1.1 Потери электроэнергии

В последние десятилетия уделяется большое внимание вопросам снижения потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям.

Самым важным показателем эффективности функционирования электрических сетей являются суммарные потери электроэнергии. По ним можно определить общее состояние электрической системы и ее эффективность ее работы. При обширном развитии электроэнергетики, этот показатель более остро указывает на эту проблему, которая требует незамедлительных решений, например: реконструкции сети, перевооружение сети, усовершенствования эксплуатации и управления сетей, внедрение цифровых подстанций и искусственного интеллекта. Все это только приходит в электроэнергетику и именуется, как “Smart grid”.

Из физики следует, что при протекании электрического тока через проводник выделяется тепловая энергия, которая рассеивается в окружающей среде. Это явление называется закон Джоуля Ленца. Под действием электрического поля свободные электроны сталкиваются с атомами проводников, тем самым передавая им свою энергию. В результате это работы увеличивается внутренняя энергия проводника, и выделяется некоторое тепло т.е потери. Эти потери мощности называются омическими потерями. Кроме того, если приложенное напряжение превышает критический уровень, возникает еще один вид потерь мощности, называемый коронным эффектом.

Влияние потерь мощности на систему заключается в уменьшении количества энергии, доступной потребителям. Поэтому точное знание потерь мощности в линиях электропередачи полезно при планировании обеспечения достаточным количеством электроэнергии в энергосистеме [1].

1.2 Структура потерь электроэнергии

Разделение потерь на составляющие может проводиться по разным критериям: характеру потерь (постоянные, переменные), классам напряжения, группам элементов, производственным подразделениям и т. п. Для целей анализа и нормирования потерь необходимо использовать укрупненную структуру потерь электроэнергии, в которой потери разделены на составляющие исходя из их физической природы и специфики методов определения их количественных значений.

На основе такого подхода фактические потери могут быть разделены на четыре составляющие:

Технические потери электроэнергии – обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям;

Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций – необходимый для обеспечения работы оборудования подстанций и работы обслуживающего персонала. Этот расход регистрируется счетчиками, установленными на трансформаторах СН подстанций;

Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями ее измерения - эти потери получают расчетным путем на основе данных о метрологических характеристиках и режимах работы приборов, используемых для измерения энергии (ТТ, ТН и самих электросчетчиков);

Коммерческие потери - обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков при оплате электроэнергии бытовыми потребителями.

Три первые составляющие обусловлены технологическими потребностями процесса передачи электроэнергии по сетям и инструментального учета ее поступления. Вместе эти составляющие можно описать термином технологическими потерями. Коммерческие потери – представляет собой воздействие “человеческого фактора” например:

сознательные хищения электроэнергии с помощью изменения показаний счетчиков.

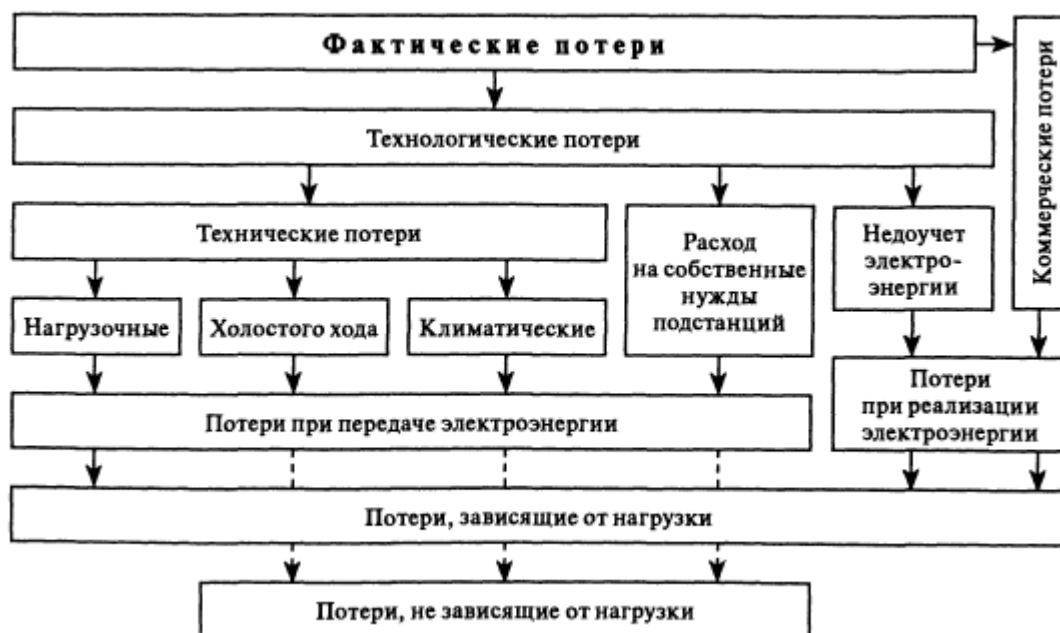


Рисунок 1.1 – Виды потерь

Технические потери- потери электроэнергии, которые появляются в линиях из-за физических процессов, т.е они возникают при передаче электроэнергии по электрическим сетям. Они образуются из потерь в элементах электрической цепи, инструментальных потерь, а также из затрат на собственные нужды подстанции.

Их нельзя полностью убрать, а также тяжело измерить, точнее сказать тяжело измерить с хорошей (допустимой) точностью. Так как фактические потери электроэнергии в линиях составляют около двух процентов, но при измерении приборами, у которых погрешность составляет $\pm 0,5\%$, означает, что итоговый результат измерения составит от 1,5 до 2,5 %, что является не допустимым.

Экономически уровень технических потерь в сетях энергосистемы, будет определен для каждой схемы в частном порядке.

В эксплуатационном и реконструктивном уровне для снижения суммарных потерь, необходимо использовать самое новое оборудование: более новые и точные трансформаторы, выключатели (элегазовые или

вакуумные), а также правильный подбор и установка компенсирующих устройств. Данный метод снижения потерь является самым затратным, но лучше всего эффективным. Его применяют в основном при реконструкции или при постройки новой подстанции. Также большинство стран проводят обширные политические мероприятия по энергосбережению, но для более эффективной реализации этих планов, нужно очень много времени и денег.

На оперативном уровне (диспетчерское управление режимами сетей в темпе процесса) резервы снижения потерь составляют около 0,2 % отпуска электроэнергии в сеть.

Сложная ситуация характерна для решений, применяемых на эксплуатационно-реконструктивном уровне. Ведь на сто процентов определить оптимальный уровень электроэнергии представляется возможным, лишь при известных нам нагрузках, стоимости электроэнергии и устройств, применяемых для снижения потерь [2].

1.3 Способы снижения электрических потерь

Потери при распределении электроэнергии не могут быть устранены полностью, но могут быть сведены к минимуму, путем правильного планирования распределительных систем. Все эти действия, обеспечиваются для того, чтобы вырабатываемая мощность оставалась в пределах допустимых пределов.

Разработаны следующие мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях:

1) организационные – ввод дополнительных мероприятий. Например: снижение расхода электроэнергии на собственные нужды.

2) технические – ввод технического решения, который требует дополнительных вложений и подразделяются на две подгруппы:

а) с целевым эффектом снижения потерь – установка дополнительного оборудования с целью снижения потерь. Например: замена проводов на большее сечение.

б) с сопутствующим эффектом снижения потерь – главная цель - развитие электрических сетей. Например: Реконструкция или модернизация электрических сетей.

3) улучшения показателя учета электроэнергии. Например: выявления хищения электроэнергии, постоянный контроль и ремонт счетчиков, использование новейшего оборудования [3].

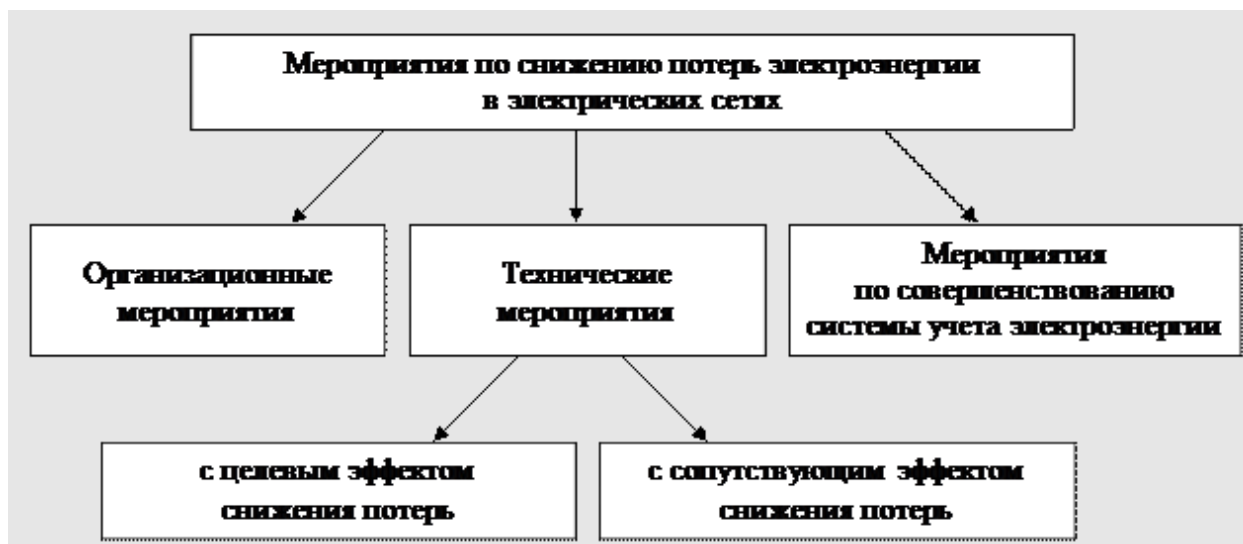


Рисунок 1.2 – Мероприятия по снижению электрических потерь

Итого: потери мощности в распределительной электрической сети можно минимизировать за счет правильного планирования и проектирования линий, использования эффективного оборудования как на уровне распределения, так и на уровне потребителей. Кроме того, необходимо проводить периодическое обслуживание и замену неисправного оборудования, а также замену на более энергоэффективное распределительное оборудование и его частей.

В работе проводятся исследование эффективности мероприятий по снижению суммарных потерь электроэнергии в фидерах напряжением 10 кВ.

Городские электрические сети с напряжением 6-10 кВ имеют довольно разнообразные схемы электроснабжения, которые зависят от требований, зависящих напрямую от категорий надежности электроснабжения. Они довольно-таки специфичны, по сравнению с промышленными сетями такого

же напряжения. Это объясняется тем, что в городских районах могут встречаться потребители всех трех категорий.

Как мы знаем, в сетях крупных промышленных предприятий с напряжением 6-10 кВ применяют магистральные и радиальные схемы электроснабжения. Применимы они и для городских сетей с напряжением 6-10 кВ.

Из выше сказанного, можно сделать вывод, что сетей 6-10 кВ множество, и в своей работе, Я бы хотел изучить эффективность мероприятий по снижению потерь электроэнергии в фидерах напряжением 10 кВ.

В работе, суммарные потери мощности рассчитывались по программе NET, для этого рассмотрены несколько схем:

- Существующая схема
- Схема позаимствована с иностранной статьи

Главная цель работы, чтобы потери в сети снизились за счет реконфигурации схемы, а именно с использованием разъединителей. Однако от повсеместного использования разъединителей отказываются и заменяют их на реклоузеры.

Реклоузер — устройство автоматического управления и защиты воздушных ЛЭП на основе вакуумных выключателей под управлением специализированного микропроцессора. Помимо защитных и противоаварийных функций защиты воздушных линий передач дополнительно могут выполнять функции мониторинга и учёта характеристик и параметров электросетей.

Применение реклоузеров имеет ряд преимуществ:

- Полностью автоматическое устройство
- Относится к “Цифровой энергетике” что будет повышать показатели SAIDI/SAIFI.

- Снижает количество выездов оперативных бригад на послеаварийное обслуживание линии, следовательно, удешевляется эксплуатация электросети.

- Имеет малые размеры [4].

Выводы: Потери - главный показатель работы всей электрической сети. Они бывают 4 видов: технические потери, потери на собственные нужды, потери электроэнергии, обусловленными погрешностями измерения и коммерческие потери. К сожалению, полностью убрать потери не представляется возможным, поэтому нужно их минимизировать. Чтобы снизить потери, существуют несколько вариантов, один из них — это реконфигурация схемы, которая достигается установкой разъединителей в линиях 10 кВ.

Большие потери электроэнергии в России имеют место в распределительных электрических сетях. Так как наибольшую долю линий электропередачи в километровом исчислении в электрических сетях России имеют линии 6-20 кВ – более 40 % по данным Минэнерго РФ, то снижение потерь в сетях таких классов напряжения может дать значительный эффект.

2 СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 10 КВ

2.1 Постановка задачи снижения потерь в фидерах 10 кВ

Сети 10 кВ более распространены в мире в виду их количества, поэтому они более протяженные и снижения потерь в этих сетях стоит более остро.

Сети 10 кВ имеют различные схемы электроснабжения потребителей, которые в первую очередь зависят от требований, зависящих напрямую от категорий надежности электроснабжения

Правилами устройства электроустановок выделяют три категории надежности электроснабжения:

- Первая категория надежности электроснабжения (1 категория надёжности)
- Вторая категория надежности электроснабжения (2 категория надёжности)
- Третья категория надежности электроснабжения (3 категория надёжности)

Стоит отметить, что время восстановления энергоснабжения потребителей в соответствии с п. 31.6 «Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг», утвержденных Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 №861, определяется следующим:

В третьей категории надежности электроснабжения: максимальное число часов отключений в год составляет 72 часа, но не более 24 часов подряд, включая срок восстановления электроснабжения, за исключением случаев, когда для производства ремонта объектов электросетевого хозяйства необходимы более длительные сроки, согласованные с Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Для электроприемников второй категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Электроприемники первой категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания [5].

В электрических сетях больших городов применяются магистральные и радиальные схемы электроснабжения. Это связано с тем, что в городе много различных потребителей, при радиальной схеме электроснабжения линии работают в параллель от нескольких шин, но также могут и работать отдельно, но тогда нужно применять автоматический ввод резерва, который в случае аварии включит линию снова.

Большое влияние на современное сельское хозяйство оказывает электроэнергетика, ведь в прошлые года, когда в сельском хозяйстве не было сложных, автоматизированных оборудования, то они относились к 3 категории надежности потребителей, то в связи с современными реалиями, они уже относятся к другой категории надежности. Также для повышения надежности, сети 6-10 кВ построены по радиальным и кольцевым схемам. В радиальной схеме, при выходе из строя оборудования, никак не отразится на всей сети в целом, а при кольцевой схеме, питание оборудование, будет осуществляться от нескольких источников питания, что служит максимальной надежностью питания электроприемников.

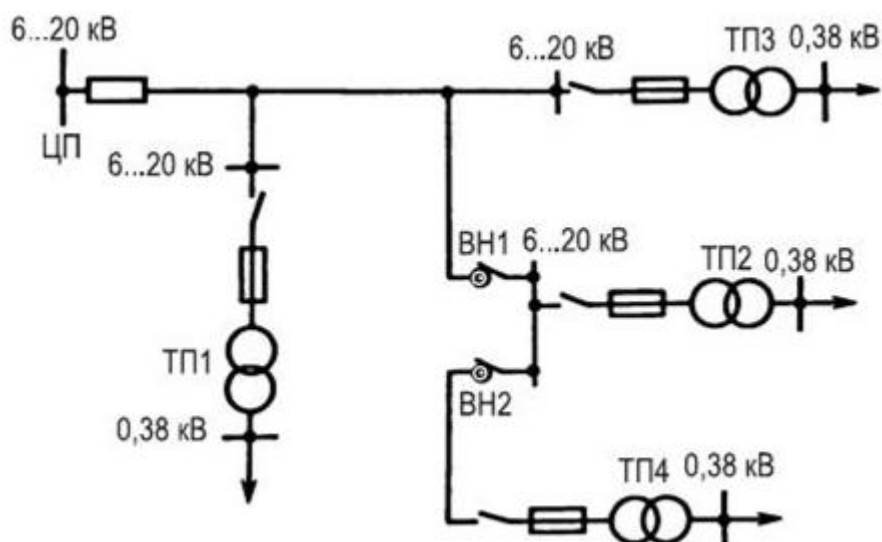


Рисунок 2.1 – Радиальная сеть

Особенность сельскохозяйственной сети напряжением 6...10 кВ является тот факт, что воздушная линия не заходит в каждую ТП, из-за того, что потребители находятся далеко друг от друга и это экономически не выгодно, так как увеличивается длина линий.

Радиальная сеть - самая простая и дешевая из сетей. При такой схеме питание каждого потребителя происходит по независимой линии. То есть напрямую от центра питания. Выбор сечения проводов осуществляется из условия нормального режима, так как в аварийном режиме нагрузка на сеть меньше. Если необходимо отключить линию, то используют следующие коммутационные аппараты: выключатели, разъединители, реклоузеры. [6].

В настоящее время разработано специальное комплектное воздушное распределительное устройство (шкаф КРУН). Установка комплектного распределительного устройства наружного типа позволяет преобразовывать и перераспределять ток с линий к конечному потребителю, также при применении КРУН, увеличивается защита электросетей.

Также различаются и графики нагрузки для городских и сельских потребителей. Это связано с тем, что электрическая нагрузка в сельском хозяйстве постоянно меняется, так как сельское хозяйство имеет большой список потребителей:

- жилые дома

- больницы, школы, клубы
- фермы, фабрики, малые заводы, гаражи, теплицы и т.п
- предприятия агропромышленного комплекса (агрохимия, животноводство, птицеводство).

Поэтому изменения нагрузки носят как правило случайный характер.

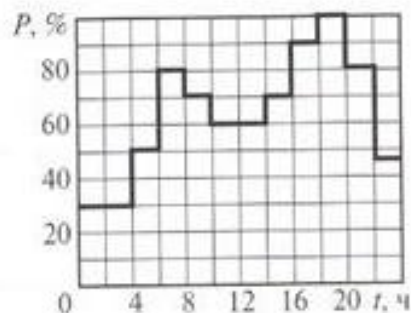


Рисунок 2.2 - Типовой график нагрузки сельского хозяйства.

Когда график городской график нагрузки представить легче. Ночью - люди спят, утром - идут на работу, вечером - находятся дома.

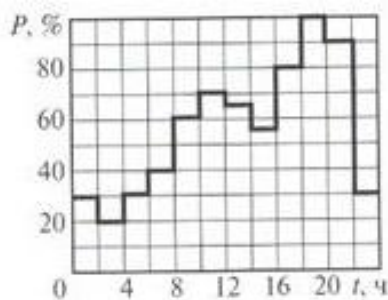


Рисунок 2.3 - Типовой график нагрузки для города.

Также большинство крупных предприятий, заводов, фабрик находятся за городом, что отлично видно на графиках нагрузки, поэтому изучение электрических нагрузок в сельские хозяйства – сложная, самостоятельная задача.

2.2 Снижение потерь в фидерах с двухсторонним питанием

Одностороннее питание – питание от одного источника, который прост по конструктивному исполнению, но не обеспечивает высокой надежности электроснабжения, потому что, любое повреждение, отражается на питании всех приемников, присоединенных к ней. Когда, в фидере с двухсторонним

питанием, при аварии одного из источников, будет задействован другой источник питания, что в разы повышает надежность электроснабжения. С другой стороны, одностороннего питания применятся для питания однострансформаторных подстанций, когда есть возможность отключить питание потребителей на время, необходимое для определения места повреждения и ремонта участка.

Рассмотрим фрагмент схемы выделенным красным цветом.

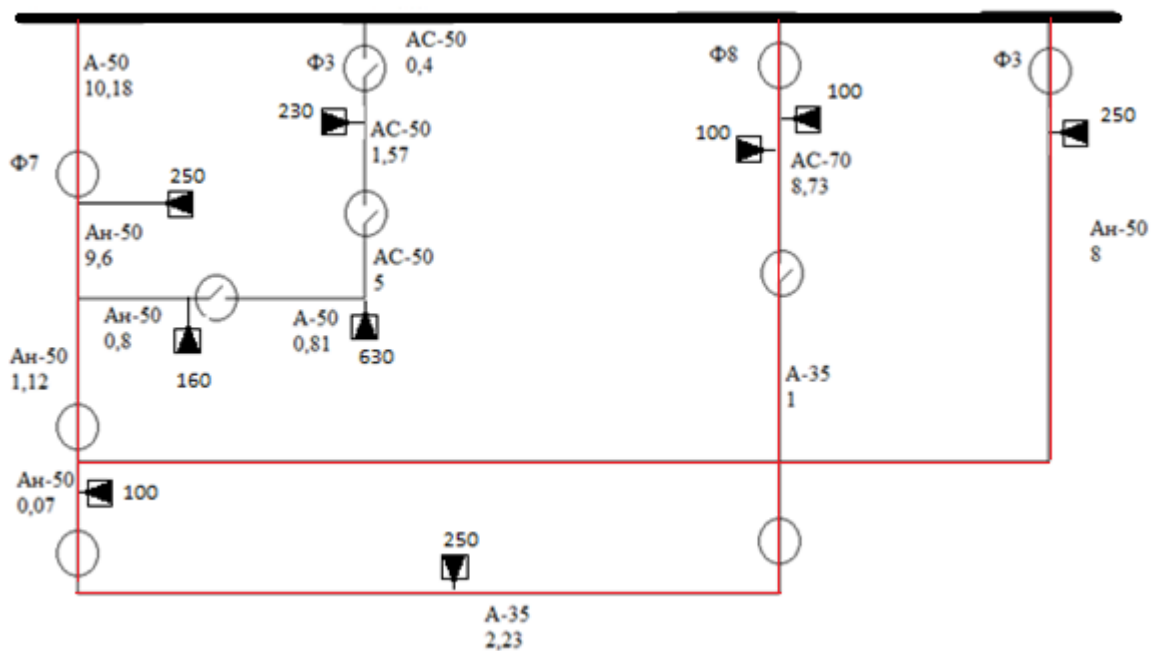


Рисунок 2.4 – Схема Ярково-Боровская

Изобразим этот фрагмент в виде:

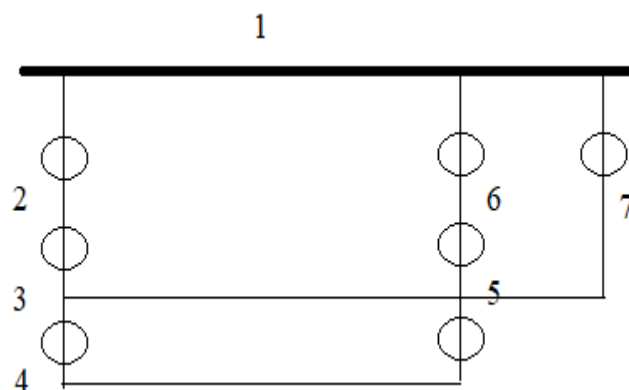


Рисунок 2.5 – Упрощенное представление схемы Ярково-Боровская (окружностями отмечены точки коммутации)

Метод расчета примем, как направленный перебор возможных точек размыкания, т.е поочередно будем размыкать фидер в разных точках, где установлены коммутационные аппараты.

Расчеты приведены в приложении 1

Сведем полученные данные в таблицу 2.1:

Таблица 2.1 – Результаты расчета потерь при различных точках коммутации

Размыкание:	Суммарные потери, кВт	Напряжение, кВ
1-2	74,68	10,5
2-3	52,26	10,318
3-4	54,87	10,076
4-5	56,43	10,078
5-6	79,18	10,125
6-1	92,67	10,201
3-7	85,634	10,489
7-1	125	10,5

Построим гистограмму суммарных потерь в виде величин потерь зависимости от точки размыкания:

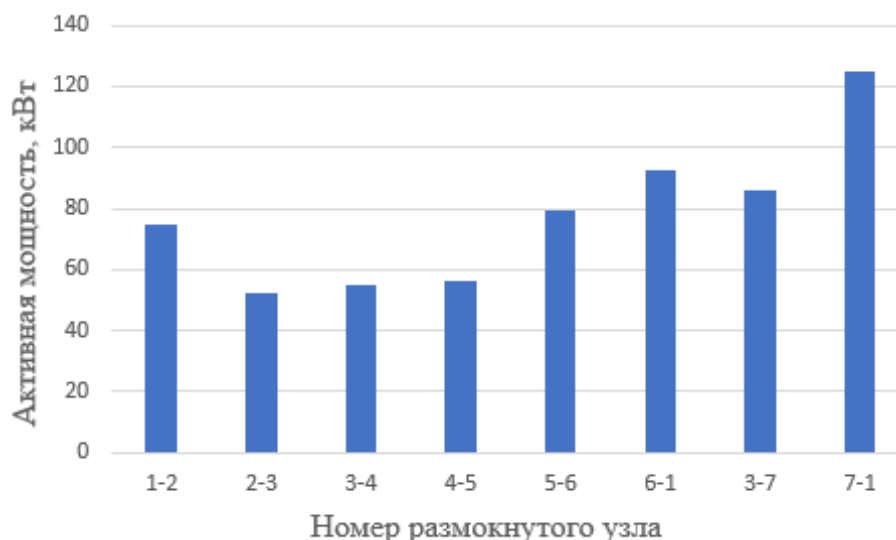


Рисунок 2.6 – Зависимость суммарной потерь от точки размыкания

Из гистограммы видно, что наименьшие суммарные потери достигаются при коммутации разъединителя 2-3. Суммарные потери активной мощности составляют 52,26 кВт. Однако, в исходной схеме при размыкании разъединителя 5-6 потери составляют 79,18 кВт. Итогом этого метода, стало снижения суммарных потерь на $\Delta P = 26,92$ кВт

$$\Delta P = 79,18 - 52,26 = 26,92 \text{ кВт.}$$

Теперь рассмотрим второй режим работы. Максимальную мощность нагрузок берем, равной 20% от номинальной, исходя из пропускной способности участков фидера

Сведем полученные данные в таблицу 2.2:

Таблица 2.2 – Результаты расчета потерь при различных точках коммутации

Размыкание:	Суммарные потери, кВт	Напряжение, кВ
1-2	112,7	10,5
2-3	78,51	10,281
3-4	84,5	9,963
4-5	85,6	9,966
5-6	120,8	10,032
6-1	139,9	10,135
3-7	130,7	10,486
7-1	192	10,5



Рисунок 2.7 – Зависимость суммарных потерь при максимальной нагрузке

Вывод: По гистограмме видно, что наименьшие суммарные потери достигаются при коммутации разъединителя 2-3. Суммарные потери активной мощности составляют 78,51 кВт. Но так как график вблизи оптимальной линии размыкания имеет пологую зависимость, то целесообразно исследовать и соседние линии для того, чтобы проследить изменение потокораспределения.

Далее рассчитаем потери мощности в сети, исходя из суточного графика нагрузки.

Зададимся произвольным графиком нагрузки, характерным для сельской местности:

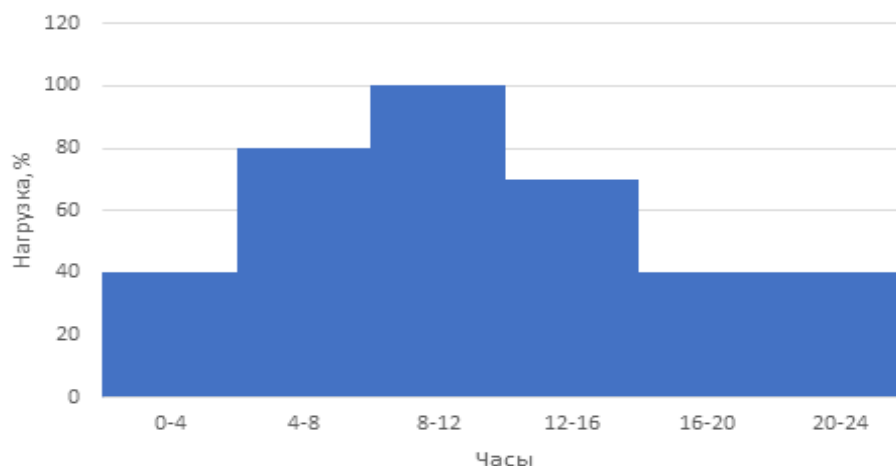


Рисунок 2.8 – Типовой график нагрузки для сельской местности

Таблица 2.3 – Суточные потери при изменении нагрузки.

Время час.	P, %	Линии размыкания		
		2-3	3-4	4-5
1	40	8,2	8,8	8,9
2	40	8,2	8,8	8,9
3	40	8,2	8,8	8,9
4	40	8,2	8,8	8,9
5	80	33,9	36,4	36,8
6	80	33,9	36,4	36,8
7	80	33,9	36,4	36,8
8	80	33,9	36,4	36,8
9	100	52,26	54,87	56,43
10	100	52,26	54,87	56,43
11	100	52,26	54,87	56,43
12	100	52,26	54,87	56,43
13	70	25,75	27,67	28
14	70	25,75	27,67	28
15	70	25,75	27,67	28
16	70	25,75	27,67	28
17	40	8,2	8,8	8,9
18	40	8,2	8,8	8,9
19	40	8,2	8,8	8,9
20	40	8,2	8,8	8,9
21	40	8,2	8,8	8,9
22	40	8,2	8,8	8,9
23	40	8,2	8,8	8,9
24	40	8,2	8,8	8,9



Рисунок 2.9 - Изменение потерь мощности при разных точках размыкания, на суточном периоде, в соответствии нагрузкой.

По графикам видно, что, хоть и разница в потерях, при разных точках размыкания - небольшая, но на протяжении всего дня потери мощности в линии 2-3 минимальны, как при минимуме нагрузки, так и при максимуме

Таким образом, можно сделать вывод о том, что в данной электросети оптимальным местом размыкания сети, служит линия 2-3. Такой зависимости, при которой оптимальная точка размыкания не изменяется, способствует тот фактор, что в данном случае мы имеем практически однородную сеть, так как за исключением трех линий, все остальные выполнены из одного и того же провода-АС-50, что сказывается на результате.

Однако, рассматривать график только сельского хозяйства неправильно, поэтому добавим к нему дополнительную нагрузку в виде мелкого перерабатывающего завода, небольшого магазина.

Новый график нагрузки:

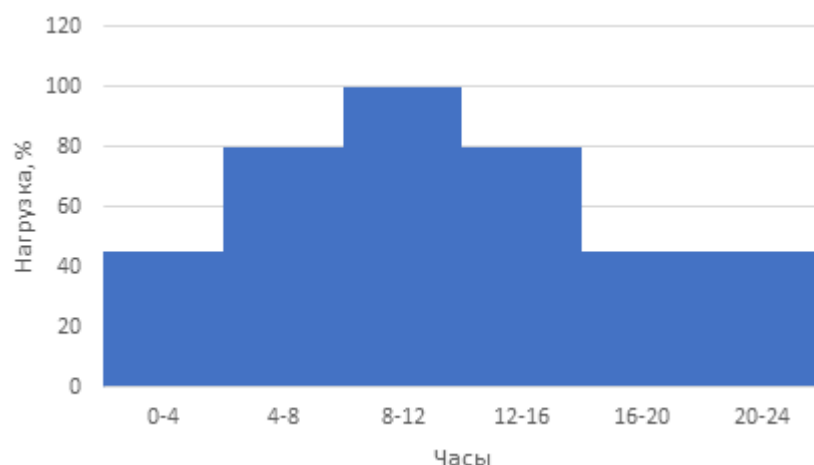


Рисунок 2.10 – Типовой график нагрузки для сельской местности с дополнительной нагрузкой

Таблица 2.4. – Потери при изменении суточной максимальной нагрузки.

Время час.	P, %	Линии размыкания		
		2-3	3-4	4-5
1	45	15	16	16,3
2	45	15	16	16,3
3	45	15	16	16,3
4	45	15	16	16,3
5	80	49,23	52,96	53,62
6	80	49,23	52,96	53,62
7	80	49,23	52,96	53,62
8	80	49,23	52,96	53,62
9	100	78,51	84,5	85,6
10	100	78,51	84,5	85,6
11	100	78,51	84,5	85,6
12	100	78,51	84,5	85,6
13	80	49,23	52,96	53,62
14	80	49,23	52,96	53,62
15	80	49,23	52,96	53,62
16	80	49,23	52,96	53,62
17	45	15	16	16,3
18	45	15	16	16,3
19	45	15	16	16,3
20	45	15	16	16,3
21	45	15	16	16,3
22	45	15	16	16,3
23	45	15	16	16,3
24	45	15	16	16,3

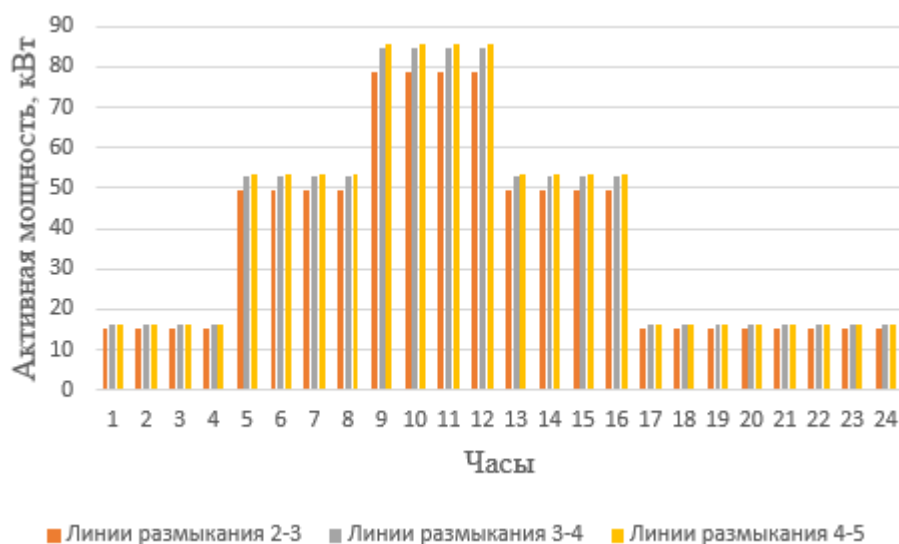


Рисунок 2.11 - Изменение потерь мощности при разных точках размыкания, на суточном периоде, в соответствии максимальной нагрузкой.

Вывод: в данной электросети оптимальным местом размыкания сети, служит линия 2-3.

Также для снижения суммарных потерь воспользуемся КРМ (компенсацией реактивной мощности). Установим КРМ в узле 3.

Таблица 2.5. – Оценка эффективности внедрения КРМ.

Режим нагрузки	Без КРМ, кВт*ч	С КРМ, кВт*ч
Min	52,26	46,8
Max	78,51	67,9

Вывод: как мы видим, правильное использование разъединителей позволяет снизить суммарные потери почти в 2 раза, также использование КРМ помогает снизить суммарные потери, но не с такой эффективностью как в 1-ом случае. Также при коммутации разъединителя 2-3 все значения напряжения в узлах не превышают $\pm 5\%$ от $U_{ном}$.

2.3 Снижение потерь в схеме с использованием реклоузеров:

Реклоузер — устройство, предназначенное для автоматического управления и защиты воздушных ЛЭП на основе вакуумных выключателей под управлением специализированного микропроцессора. Второй функцией реклоузера является, использование его в качестве мониторинга электросетей.

Но, основной функцией реклоузеров является, защита линий от перегрузок, коротких замыканий, а также в зависимости от настроек релейной или микропроцессорной защиты автоматический пункт секционирования при авариях самостоятельно предпринимает несколько попыток восстановления электроснабжения и, в случае провала, отправляет сообщение дежурному оператору. Дело в том, что на высоковольтных линиях большинство неприятностей (неисправностей) являются временными- например, молния, ветви деревьев или провода, птицы или грызуны. Примеры временных неисправностей включают в себя следующее:

- Из-за сильного ветра проводники соприкасаются друг с другом.
- Молнии вспыхивают над изолятором.
- Птицы или мелкие животные, который оказываются под напряжением.
- Ветви деревьев соприкасаются с ЛЭП.

По сути, реклоузер является автоматическим выключателем, Подобно автоматическому выключателю на бытовых линиях электропередач, он отключает электроэнергию при возникновении неполадок, таких как короткое замыкание [2].

Типы управления:

Интеллект, который позволяет реклозеру распознавать перегрузки по току, выбирать временную операцию, определять время срабатывания и повторного включения функций и, наконец, блокировку обеспечивает его управление. Существует два основных типа используемых схем управления: интегральное гидравлическое управление или управление, расположенное в отдельном шкафу.

Гидравлическое управление реклозером используется в большинстве однофазных реклозеров и в некоторых трехфазных реклозерах. Он построен как неотъемлемая часть реклозера. При таком типе управления избыточный ток воспринимается катушкой отключения, которая соединена последовательно с линией.

Когда избыточный ток протекает через катушку, плунжер втягивается в катушку, чтобы разомкнуть контакты реклозера. Хронометраж и последовательность выполняются путем перекачки масла через отдельные гидравлические камеры или каналы.

Микропроцессорные или электронные органы управления размещены в шкафу отдельно от реклозера и удобно позволяют изменять рабочие настройки. Широкий ассортимент аксессуаров доступен для настройки базовой операции, решая многие прикладные задачи.

По сравнению с гидравлическим управлением они более гибки, более легко настраиваются и программируются, а также имеют расширенные функции защиты, измерения и автоматизации.

Микропроцессорные средства управления обычно используют программное обеспечение интерфейса на базе ПК для настройки параметров управления, записи измерительной информации и установления параметров связи. Он также предоставляет инструменты анализа, которые включают в себя поиск неисправностей, запись событий и функции осциллографии.

Реклоузер состоит из двух частей: высоковольтного модуля (ВМ) и шкафа управления (ШУ), связанных между собой соединительным кабелем [7].

На данной схеме предлагается использовать реклоузер не по его прямому назначению, а использовать как дистанционный разъединитель. Дело в том, что точка размыкания может изменяться во времени – это зависит от характера нагрузки и внешних параметров среды, такие как: температуры зимой и летом. Поэтому использование реклоузеров, поможет решить этот вопрос, так как человек дистанционно сможет произвести коммутацию. Но есть и минусы, сам по себе реклоузер дорогая вещь и вся процедура внедрения реклоузеров в “большую” сеть под большим вопросом, однако мы рассмотрим схему, где они могут быть использованы:

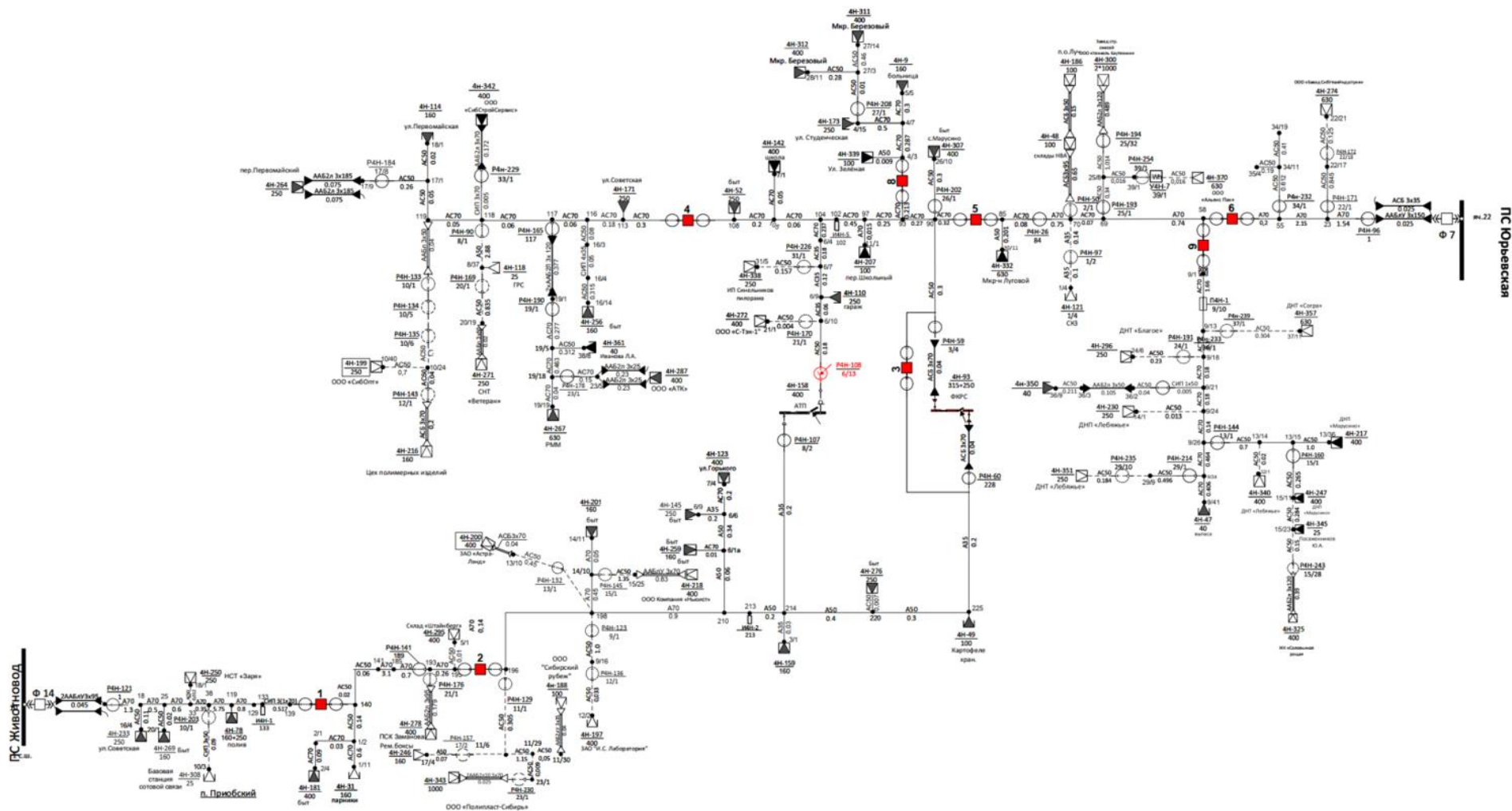


Рисунок 2.12 – Схема электрической сети с реклоузерами

Вывод: Использование реклоузеров удобнее разъединителей, так как установка такого устройства позволяет повысить надежность снабжения потребителей, организовать резервирование и секционирование электросетей среднего напряжения с односторонним и двусторонним питанием, выполнить удаленное отключение потребителей. Но расчеты будут эффективны, если не будет конфликта с точками размыкания выбранных по другой причине.

Реконфигурация фидера с односторонним питанием

Перейдем к более сложному примеру, к схеме с 33 узлами [8]., здесь метод расчета будет отличаться, чем в пункте 2.2.

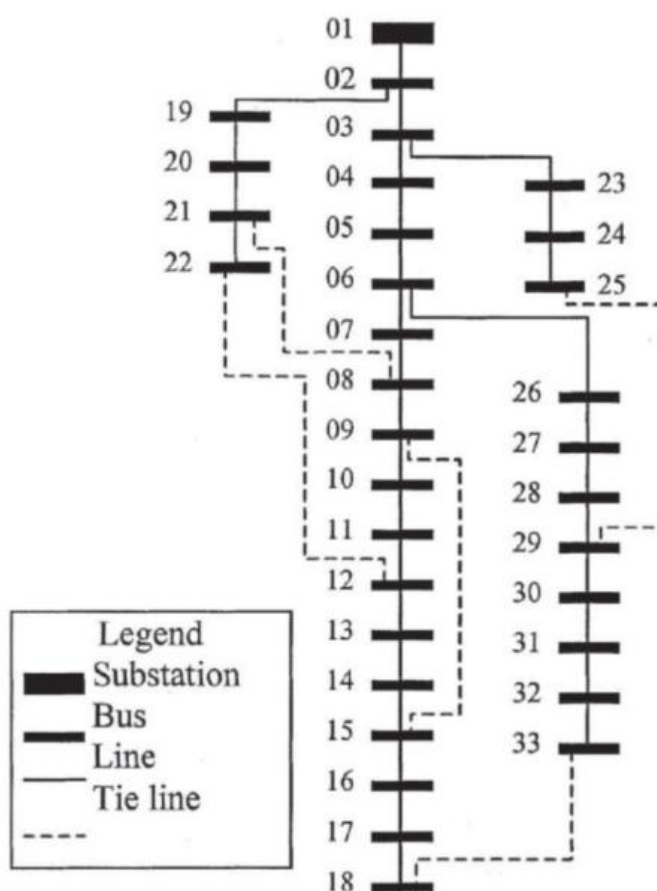


Рисунок 2.13 – Схема 33 узла

Схема с односторонним питанием, значит питание каждого фидера происходит только от одного источника питания, поэтому схема должна быть замкнутой. Суть метода заключается в следующем, при замыкании одной перемычки, будет размыкаться другая, где будет наименьший переток мощности между узлами, тем самым снижая суммарные потери.

Расчет приведен в приложении Б

Приведем результаты расчета в таблицу 2.6

Таблица 2.6 – Результаты исследования

Схема	Отключенные перемычки	Потери, кВт	Наиболее низкое напряжение
Исходная	33-34-35-36-37	211.22	0,02489
Оптимальная	06-14-09-32-37	128,26	0,00218

$$\Delta P = 211,22 - 128,26 = 82,96 \text{ кВт}$$

Вывод:

При исходных данных, когда отключены перемычки 6-7,14-15,9-10 и 32-33, суммарные потери составляют 221,22 кВт, когда включили перемычки 21-8, 9-15, 12-22, 18-33, суммарные потери активной мощности уменьшились на 82,96 кВт и равнялись 128,26 кВт. По результатам расчета видно, что при правильной коммутации разъединителей, можно существенно снизить потери в электрической сети, как с односторонним питанием, так и с двухсторонним.

3 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Снижение потерь электроэнергии сети

Потери электроэнергии сети вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{\text{сут}} = \sum_{i=1}^{24} \Delta P_1 \cdot t, \quad (3.1)$$

где $t=1$ час [9].

Подставляя полученные значения из таблиц 8 и 9 в формулу (3.1) получаем, что потери энергии составляют:

- Минимальная нагрузка $\Delta W_{\text{сут}} = 0,54604$ МВт·ч.
- Максимальная нагрузка $\Delta W_{\text{сут}} = 0,79496$ МВт·ч.

Так как в 1 части мы рассматривали график нагрузки для сельского хозяйства, то примем тариф на электроэнергию для Алтайского края: 2,5 руб./кВт·ч. Согласно тарифу, рассчитаем среднюю стоимость потерь для реконструированной схемы.

Минимальная нагрузка: $546,04 \cdot 2,5 = 1365,1$ руб. за 24 часа

Максимальная нагрузка: $794,96 \cdot 2,5 = 1987,4$ руб. за 24 часа

В год средняя стоимость потерь составит:

$$((1365,1 + 1987,4)/2) \cdot (365) = 611831,25 \text{ руб./год.}$$

Согласно тарифу, рассчитаем среднюю стоимость потерь для исходной схемы.

Минимальная нагрузка: $823,52 \cdot 2,5 = 2058,8$ руб. за 24 часа

Максимальная нагрузка: $1172,36 \cdot 2,5 = 2930,9$ руб. за 24 часа

В год стоимость потерь составляет:

$$((2058,8 + 2930,9)/2) \cdot (365) = 910602 \text{ руб./год.}$$

Разница в стоимости потерь, в схемах составляет:

$$910602 - 611831,25 = 298770,75 \text{ руб./год.}$$

3.2 Расчет целесообразности реконструкции сети

Разъединитель наружной установки РЛНД-10/400 [10]

Технические характеристики РВФЗ-10/630-II-II:

- номинальный ток, $A = 630 \text{ A}$;
- номинальное напряжение, $\text{kV} = 10 \text{ kV}$;
- наибольшее рабочее напряжение, $\text{kV} = 12 \text{ kV}$;
- амплитуда предельного сквозного тока, КЗ, $\text{kA} = 50$;
- предельный ток термической стойкости КЗ, $\text{kA} = 20$;
- время протекания предельного тока терм. стойкости,
- - для главных ножей $= 3 \text{ с}$
- - для ножей заземления $= 1 \text{ с}$.
- допустимое усилие на рукоятке привода (не более), $\text{кгс} = 25$;
- длина пути утечки внешней изоляции $= 0,3 \text{ м}$.

Его стоимость в компании etm на 30.05.2021 составляет 25000 рублей

Стоимость работ по монтажу разъединителя наружной установки РВФЗ-10/630-II-II составляют 40000руб.

Общая стоимость на реконструкцию составляет: $40000+25000=65000$ руб.

Срок окупаемости реконструкции рассчитаем по формуле:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K+З}{C_3 \delta W - pK/100} = \frac{K+З}{\Xi} \quad (3.2)$$

Где: δW значение годового снижения потерь электроэнергии, которое находится, как : $\delta W = \Delta W_1 - \Delta W_2$, кВт·ч; C_3 -стоимость электроэнергии на момент приобретения оборудования, руб/кВт·ч; K -цена оборудования, руб.; $З$ – дополнительные затраты, связанные с доставкой, установкой, настройкой оборудования и т.п.;

p – процент амортизационных отчислений и ежегодных затрат на обслуживание и текущий ремонт оборудования.

$$T_{\text{ок}} = \frac{65000}{298770,75} \leq 1 \text{ года}$$

Реконструкция данной сети – целесообразна и окупится меньше, чем за год.

3.3 Экономическое обоснование установки УКРМ

Капитальные затраты представлены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Капитальные затраты [11]

Оборудование	Стоимость оборудования, руб.	Стоимость с доставкой и монтажом, руб.
УКЛ57 6,3 на 450 кВАр	233600	268640

Оценка эксплуатационных затрат УКРМ [12]

Прочие затраты ($I_{пр}$). Прочие затраты представляют собой расходы или затраты связанные с работой оборудования. Например: покупкам масла.

Ремонтные затраты рассчитываются по формуле (3.3): (тыс.руб/год)

$$I_{рф} = \frac{N_{рф}\%}{100} K, \quad (3.3)$$

Возьмем $N_{рф}$ равным 0,8% с учетом состояния оборудования.

K - Стоимость оборудования с доставкой и монтажом, рублей.

Расчет величины других затрат (тыс.руб/год)

$$I_{др} = \frac{N_{др}\%}{100} C_{оф}^{сети} \quad (3.4)$$

Примем $N_{др}$ равным 0,5%.

Расчет амортизации. Ежегодные амортизационные отчисления, предназначенные для восстановления износа оборудования, одноосновным средствам предприятия (тыс.руб/год)

$$I_{ам} = \frac{N_{ам}\%}{100} C_{оф}, \quad (3.5)$$

Амортизационные отчисления для УКРМ примем равным 5%, при условии, что средний срок службы установок КРМ составляет 15 лет. $C_{оф}$ - стоимость основных фондов сетевой компании, тыс. рублей.

Материальные затраты ($I_{мр}$)

$$I_{мр} = 7\%(I_{ам} + I_{пр}) \quad (3.6)$$

Сведем полученные данные в таблицу 3.2:

Таблица 3.2 – Эксплуатационные затраты

Прочие затраты, руб	3492,32
---------------------	---------

Амортизация, руб	13432
Материальные, руб	1184,7
Итого, руб	18109,02

Оценка доходов:

Потери без КРМ: $\Delta P = 78,51$ кВт

Потери с КРМ: $\Delta P_{\text{крм}} = 67,9$ кВт

Потери электроэнергии до компенсации:

$\Delta \mathcal{E} = 78,51 \cdot 8500 = 667335$ кВт·ч

Потери электроэнергии с компенсацией:

$\Delta \mathcal{E} = 67,9 \cdot 8500 = 577150$ кВт·ч

При тарифе равном 2,35 руб/кВт·ч годовая экономия составит:

$\Delta \mathcal{E}_p = (667335 \cdot 2,35) - (577150 \cdot 2,35) = 211934,75$ рублей

Оценка эффективности:

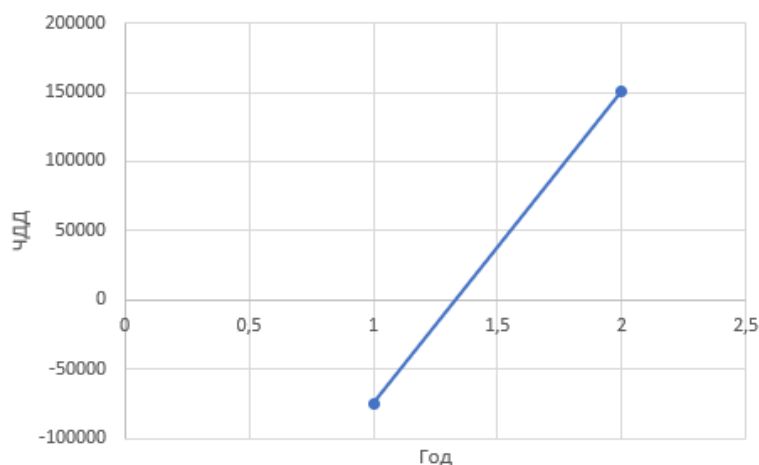


Рисунок 3.1 – Оценка эффективности УКРМ

Сведем полученные данные в таблицу 3.3, а также рассчитаем ЧДД.

ЧДД - чистый дисконтированный доход. [7].

Таблица 3.3 – Итоговые данные по пункту 3.2

Год	К	Иам	Имр	Ипр	D	ЧДД
1	268640	13432	1184,7	3492,3	211935	-74814
2	-	13432	1184,7	3492,3	243725	150802

Вывод: Установка УКРМ выгодна, так как позволит окупить затраты на установку в течение срока эксплуатации. Срок окупаемости составил ~2 года.

4 ОХРАНА ТРУДА

4.1 Расчет заземляющего устройства на подстанции 10 кВ методом коэффициента использования.

Если обратиться к ПУЭ-7 издание, то там сказано, что допустимое сопротивление заземляющего устройства равняется:

$$R_3 = 10 \text{ Ом}$$

Удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{гр}} = 200 \text{ Ом/м}$$

Расчет заземляющего контура трансформаторной подстанции (ТП), начнем с определения сезонных коэффициентов изменения:

Примем фактическое удельное сопротивление грунта:

$$\rho = 200 \text{ Ом/м}$$

Сопротивление грунта с учетом коэффициентов сезонных изменений для вертикальных и горизонтальных заземлителей:

$$\rho_{\Gamma} = \rho \cdot K_{M.\Gamma}, \text{ Ом/м} \quad (4.1)$$

$$\rho_B = \rho \cdot K_{M.B.}, \text{ Ом/м} \quad (4.2)$$

где: K_M - коэффициент, учитывающий промерзание и просыхание грунта, для климатической зоны 3 равен:

$$K_{M.\Gamma} = 2,2$$

$$K_{M.B.} = 1,5$$

Тогда сопротивление грунта с учетом коэффициентов сезонных изменений, рассчитанное по формулам (4.1-2) равно:

$$\rho_{\Gamma} = \rho \cdot K_{M.\Gamma} = 200 \cdot 2,2 = 440 \text{ Ом/м}$$

$$\rho_B = \rho \cdot K_{M.B.} = 200 \cdot 1,5 = 300 \text{ Ом/м}$$

Требуемое значение сопротивления заземляющего устройства:

$$R_{3.\text{Треб}} \leq \frac{250}{I_{K3.3}}, \text{ Ом} \quad (4.3)$$

где: $I_{K3.3}$ - ток короткого замыкания на землю;

$$I_{K3.3} = \frac{U_{НОМ} \cdot (L_K + L_B)}{350}, \text{ кА} \quad (4.4)$$

где: $U_{НОМ}$ - номинальное напряжение электроустановки;

L_K, L_B - суммарная протяженность кабельных и воздушных линий;

$L_{B10кВ}=40,93$ км.

$$I_{K3.3} = \frac{U_{НОМ} \cdot (L_K + L_B)}{350} = \frac{10 \cdot 40,93}{350} = 1,17 \text{ кА}$$

Требуемое значение сопротивления заземляющего устройства по формуле (4.3):

$$R_{3.Треб} \leq \frac{250}{I_{K3.3}} = \frac{250}{1,17} = 213,67, \text{ Ом}$$

$R_3 = 6 \text{ Ом}$, для $U > 1 \text{ кВ}$

Конструктивное исполнение заземляющего устройства (прут, уголок, полоса).

Прут:

$l = 3 \text{ м}$ - длина вертикальных электродов;

$d = 0,016 \text{ м}$ - диаметр вертикального электрода.

Сопротивление естественного заземлителя равно:

$R_E = 18 \text{ Ом}$

Требуемое сопротивление искусственного заземлителя равно:

$$R_{И.Треб} = \frac{R_E \cdot R_{3.Треб}}{R_E - R_{3.Треб}} = \frac{18 \cdot 6}{18 - 6} = 9 \text{ Ом}$$

Сопротивление одиночного вертикального заземлителя определяется по формуле:

$$R_{O.B.} = \frac{\rho_B}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right), \text{ Ом} \quad (4.5)$$

где: $t = 2 \text{ м}$ - глубина от поверхности земли до середины стержневого заземлителя.

$$R_{O.B.} = \frac{\rho_B}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) =$$

$$= \frac{300}{2 \cdot \pi \cdot 3} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{0,016} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 2 + 3}{4 \cdot 2 - 3} \right) = 100,6 \text{ Ом}$$

Предварительный шаг между вертикальными электродами:

$$a = 3, \text{ м}$$

Сопротивление горизонтального заземлителя по формуле:

$$R_{O.G.} = \frac{\rho_r}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t_0}, \text{ Ом} \quad (4.6)$$

где: $l = 139$ м - длина полосы по периметру объекта;

$b = 2d = 0,012$ м - ширина полосы (для круглой арматуры $b=2d$);

$t_0 = 0,7$ м - глубина прокладки.

$$R_{O.G.} = \frac{\rho_r}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t_0} = \frac{440}{2 \cdot \pi \cdot 139} \cdot \ln \frac{2 \cdot 139^2}{0,012 \cdot 0,7} = 7,72 \text{ Ом}$$

Сопротивления горизонтального заземлителя с учетом экранирующего влияния вертикального электрода:

$$R_{Г.Э.} = \frac{R_r}{\eta_{II}} = \frac{7,72}{0,34} = 22,7 \text{ Ом} \quad (4.7)$$

где: $\eta_{II} = 0,34$ м - коэффициента использования горизонтального электрода;

Уточненное сопротивление вертикальных электродов с учетом экранирующего влияния:

$$R_{B.Э.} = \frac{R_{Г.Э.} \cdot R_{II.Треб}}{R_{Г.Э.} - R_{II.Треб}} = \frac{22,7 \cdot 9}{22,7 - 9} = 14,91 \text{ Ом} \quad (4.8)$$

Окончательно определяем количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{R_{O.B.}}{\eta_B \cdot R_{B.Э.}} = \frac{100,6}{0,35 \cdot 14,91} = 19,27 \quad (4.9)$$

где: $\eta_B = 0,35$ - коэффициент использования вертикальных электродов;

Полученное значение округляем до целого значения:

$$n_B = 19,27 \approx 20 \text{ шт}[13].$$

4.2 Меры безопасности при эксплуатации трансформаторной подстанции.

К основному оборудованию в **распределительно-трансформаторной подстанции** относятся силовые трансформаторы, выключатели, РЗА и иные средства защиты.

Для обеспечения полной безопасности при ремонте оборудования (выключателя, трансформатора), со стороны каждого выключателя устанавливаются разъединители, причем с двух сторон, чтобы полностью ограничить протекание нежелательного тока. Разъединители бывают двух видов – шинными и линейными. У шинных разъединителей заземляющие ножи находятся со стороны выключателя, это сделано с целью заземления при ремонте оборудования. Заземление сборных шин принято устанавливать с помощью заземляющих ножей, установленные в ячейках трансформаторной подстанции. Второй вид разъединителей – линейные, применяются для заземления отключенных кабельных линий при их ремонте. Это сделано для того, чтобы со стороны РП не было случайно подано питания на обесточенную линию. Главные и заземляющие ножи разъединителей имеют механическую блокировку, чтобы не произошло несчастного случая.

В наше время силовые масляные выключатели морально устарели по причине недостаточной надежности, а также дороговизне обслуживания. Поэтому их активно заменяют вакуумными и элегазовыми выключателями, так как они просты в обслуживании и в ремонте, а также обладают достаточно высокой надежностью.

Часто РП выполняют с ячейками КРУ (комплектное распределительное устройство с выключателями на выкатных тележках). В таких КРУ имеются разъединители втычного типа. Один контакт такого разъединителя смонтирован на выкатной тележке, а другой - в самом КРУ. Для того чтобы КРУ надежно работал, к нему применяются ряд требований:

Температура в КРУ не должна превышать предельных значений.

Шкафы КРУ должны быть пронумерованы, все а выключатели, розетки должны быть подписаны.

Корпус КРУ должен иметь уплотнители.

Ежегодно должен покрываться антикоррозийным покрытием.

Ремонт выключателей КРУ более проще в виду наличия выкатной тележки чем в ячейках КСО, но обслуживающему персоналу необходимо знать ряд мест, где их поджидает опасность, например: в старых шкафах трансформатора СН, так как разъединитель подключался напрямую к трансформатору и к сборным шинам. Поэтому разъединитель мог остаться под напряжением, что приводило к печальным последствиям.

В отличие от РП, на ТП не меньшее значение, чем оборудование напряжением выше 1 кВ, имеет оборудование напряжением до 1 кВ. Сюда входят основные коммутационные аппараты: выключатели, разрядники, рубильники.

На стороне высшего напряжения устанавливают выключатели нагрузки, а также средства защиты трансформаторов в виде предохранителей. Оборудование в распределительном пункте и в трансформаторной подстанции выбирают по рабочим токам, по номинальному напряжению аппарата, а также проверяют аппараты на защиту по коммутационной способности наибольших токах КЗ в линиях, где они установлены.

Номинальное напряжение — это базисное напряжение из стандартизированного ряда напряжений, определяющих уровень изоляции сети и электрооборудования.

Номинальный ток — наибольший допустимый по условиям нагрева токопроводящих частей и изоляции ток, при котором оборудование может работать неограниченно длительное время..

Важными элементами РП и ТП являются также шины и изоляторы.

Для промышленных предприятий, в том числе и для предприятий городских электрических сетей, разработаны и утверждены Типовые правила

пожарной безопасности. Руководители предприятий электрических сетей организуют изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми инженерно-техническими работниками, служащими и рабочими, организуют проведение противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму. Первичный противопожарный инструктаж проводят при оформлении на работу, а вторичный — на рабочем месте.

Рассмотрим, какие же участки сети являются опасными в пожарном отношении.

Кабель, проложенный в земле или в трубопроводах, является пожаробезопасным и проложен открыто при отсутствии доступа воздуха, в коллекторах, распределительных устройствах, при повреждении может вызвать возгорание.

Возгорание может возникнуть в результате возгорания горючих материалов в конструкции кабеля, электрического отказа кабеля или во время испытания, или в результате возгорания поврежденного участка, а также при ремонтных работах, из-за несоблюдения мер пожарной безопасности.

Чтобы избежать возгорания в существующих кабельных сооружениях, принимаются следующие профилактические меры:

по окончании работ из кабельных конструкций удаляются горючие материалы (бензин, кабельный компаунд, древесина, краска, отходы);

с кабеля снимается внешняя защитная оболочка;

Кабельные туннели, коллекторы, подвалы оборудованы электроосвещением, вентиляцией с запирающимися извне ставнями, пожарными машинами. Входы в кабельные сооружения и образовавшиеся люки перекрываются;

При работе с открытым огнем на рабочем месте устанавливаются огнетушители, ящики с сухим песком и металлический ящик с крышкой для резки кабельных отходов. Горелка загорается и нагревает массу вне кабельной конструкции. Бригада должна иметь два асбестовых (негорючих)

одеяла для покрытия кабелей, ближайших к месту работы. Выполнять огневые работы могут люди, знакомые с «правилами противопожарной защиты при сварке и других огневых работах» и освоившие программу минимального технического персонала пожарной части.

В распределительных пунктах пожары случаются крайне редко из-за отсутствия горючих материалов. Взрыв и возгорание масла в выключателях масляного бака, установленных в отдельных камерах, не приводит к повреждению оборудования всего РУ.

На подстанциях, где установлены масляные трансформаторы, утечки масла и короткое замыкание внутри трансформатора могут вызвать пожар.

В устройствах ввода попадание влаги в разъем может вызвать возгорание, что приведет к короткому замыканию и возгоранию герметика.

Во избежание возгорания в существующих РП, ТП и вводах проводят следующие профилактические меры:

- в РУ и ТП запрещено хранить горючие и нагревательные материалы, а также лишнее оборудование. После проведения работы, в обязательном порядке, вывозят инструменты, материалы и отходы. Ни в коем случае, нельзя допускать открытого огня

- следить за работоспособностью маслonaполненного оборудования, нормальным уровнем масла в них и отсутствием протечек масла;

- вводные устройства устанавливаются на противопожарных стенах (кирпич, бетон, цемент), защищают вводные устройства и торцевые соединения уплотнителем, для защиты от влаги.

Если пожар обнаружен в распределительном пункте или в трансформаторной подстанции, дежурная бригада сначала отключает горящее оборудование от сети и приступает к тушению пожара с помощью огнетушителя или песка. Если пожар не ликвидирован, дежурная пожарная часть вызывает пожарную команду.

Перед началом выполнения работы, работник должен пройти:

- Первичный инструктаж

- Профессиональное обучение по программам профессиональной подготовки по профессиям рабочих и их должностям;

- Инструктаж на рабочем месте;

- проверку знаний инструкций:

- По охране труда;

- По оказанию первой помощи пострадавшим при несчастных случаях на производстве;

- По применению индивидуальных средств защиты, необходимых для безопасного выполнения работ;

Каждый член бригады должен:

- выполнять все свои требования согласно инструкциям по охране труда.

- отвечать за исправность (целостность) средств индивидуальной защиты, ремонтного оборудования, а также держать рабочее место в чистоте.

- немедленно сообщать своему непосредственному руководителю, а при его отсутствии - вышестоящему руководителю о произошедшем несчастном случае или поломке оборудования.

- соблюдать меры безопасности при работе [14].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе выполнены исследования по оценке эффективности мероприятий по снижению суммарных потерь электроэнергии в фидерах напряжением 10 кВ. Получено, что наибольшее воздействие на потери в сети может оказать реконфигурация фидера, а именно использования или дополнительной установкой линейных разъединителей, а в частных случаях реклоузеров. При этом установка реклоузеров, также влияет на защиту линии от перегрузок и коротких замыканий. При установке разъединителей суммарные потери снижаются почти в 2 раза, что вполне является эффективным решением. Однако, если вместо разъединителей использовать реклоузеры, то помимо снижения суммарных потерь, увеличивается надежность срабатывания защиты при аварийных ситуациях. Также при установке компенсирующего устройства были снижены суммарные потери, но в отличие от применения разъединителей, эффективность применения УКРМ меньше, но при их параллельной работе, были получены, самые наименьшие суммарные потери.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Jing Tingting et al 2019 IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. 218 012152
2. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко. – М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.
3. Основные мероприятия по снижению потерь в электрических сетях // electricalschool.info [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://electricalschool.info/sety/1527-osnovnye-meroprijatija-po-snizheniju.html> (дата обращения: 25.05.2021 г)
4. Елена Крылова. Реклоузеры. Тактика эффективного применения. М: Журнал о «Энергонадзор», декабрь 2009 г. — № 6.
5. Правила устройства электроустановок: 7-е издание (ПУЭ)/ Главгосэнергонадзор России. М.: Изд-во ЗАО «Энергосервис», 2007. 610 с.
6. Фурсанов, М. И. Расчет технологического расхода (потерь) электроэнергии в современных распределительных электрических сетях 0,38–10 кВ / М. И. Фурсанов, А. А. Золотой, В. В. Макаревич // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2018. Т. 61, № 5. С. 408–422.
7. Типы реклоузеров // <https://www.eaton.com/us/en-us/products/medium-voltage-power-distribution-control-systems/reclosers/reclosers--fundamentals-of-reclosers.html> (дата обращения 3.06.2021)
8. A combined practical approach for distribution system loss reduction Duong Quoc Hung, N. Mithulananthan & R.C. Bansal
9. Экономическое обоснования проектов в энергетике: учебное пособие / Ю.В. Дронова. – Новосибирск: Издательство НГТУ, 2017. – 144 с
10. Интернет-каталог продукции etm. Разъединители // etm.ru [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

https://www.etm.ru/catalog/80401010_razediniteli (дата обращения:
30.05.2021 г.)

11. <http://energozapad.ru/ustroystva-kompensacii-reaktivnoy-m> (дата обращения:
30.05.2021 г.)

12. Интернет-каталог продукции энергозапад. УКРМ // energozapad.ru
[Электронный ресурс]. – Режим доступа:

13. Проектирование и расчет защитного заземления/ А. М. Парахин О. В.
Тихонова, - Новосибирск: Издательство Новосибирского технического
университета, 2013. 45 с

14. Типовая инструкция по охране труда для электромонтера по
обслуживанию подстанций ти р м-068-2002. – М., Издательство НЦ
ЭНАС, 2002 – 185с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

РАСЧЕТ ПУНКТА 2.2 В ПРОГРАММЕ NET

Исходные данные:

```

S 1 3 12,66 0 0 0 0

N - Узлы
-----
N pr V P Q G B
-----
N 2 1 10 0,25 0,082 0 0
N 3 1 10 1,02 0,24 0 0
N 4 1 10 0,01 0,00329 0 0
N 5 1 10 0,25 0,082 0 0
N 6 1 10 0,1 0,0657 0 0
N 7 1 10 0,25 0,082 0 0

-----
L - Ветви
-----
N1 N2 R [Ом] X [Ом] B [мкСм]
-----
L 1 2 0,4112 2,0398 0
L 2 3 2,9682 4,0158 0
L 3 4 0,175 0,868 0
L 4 5 0,4112 2,0398 0
L 5 6 0,4112 2,0398 0
L 6 1 0,175 0,868 0
L 3 7 0,4112 2,0398 0
L 7 1 0,175 0,868 0
    
```

Рисунок П.А.1 – Исходные данные

При размыкании разъединителя 1-2:

Результаты по узлам:						
N	V	dv	P	Q	Pg	Qb
1	10.500	0.000	-1.9547	-0.6206	0.0000	-0.0000
2	9.786	-1.654	0.2500	0.0820	0.0000	-0.0000
3	9.983	-1.414	1.0200	0.2400	0.0000	-0.0000
4	9.986	-1.427	0.0100	0.0033	0.0000	-0.0000
5	10.050	-1.184	0.2500	0.0820	0.0000	-0.0000
6	10.145	-0.665	0.1000	0.0657	0.0000	-0.0000
7	10.487	-0.008	0.2500	0.0820	0.0000	-0.0000
Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация):			0.0747	0.0656	0.0000	0.0000
Результаты по ветвям:						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	0.2500	0.0820	-0.2547	-0.0847	0.004669
3	4	0.2647	0.2709	-0.2648	-0.2709	0.000150
4	5	0.2748	0.2742	-0.2754	-0.2772	0.000589
5	6	0.5254	0.3592	-0.5271	-0.3673	0.001649
6	1	0.6271	0.4330	-0.6438	-0.4557	0.016702
3	7	1.0100	0.0538	-1.0593	-0.0825	0.049274
7	1	1.3093	0.1645	-1.3109	-0.1649	0.001650
Суммарные потери активной мощности:				0.074684 МВт		

Рисунок П.А.2 – Результат коммутации разъединителя 1-2

При размыкании разъединителя 2-3:

Результаты по узлам:								
N	V	dV	P	Q	Pg	Qb		
1	10.500	0.000	-1.9323	-0.6004	0.0000	-0.0000		
2	10.318	-0.187	0.2500	0.0820	0.0000	-0.0000		
3	10.076	-1.181	1.0200	0.2400	0.0000	-0.0000		
4	10.078	-1.190	0.0100	0.0033	0.0000	-0.0000		
5	10.125	-1.028	0.2500	0.0820	0.0000	-0.0000		
6	10.201	-0.595	0.1000	0.0657	0.0000	-0.0000		
7	10.489	-0.007	0.2500	0.0820	0.0000	-0.0000		
Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация):					0.0523	0.0454	0.0000	0.0000

Результаты по ветвям:						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
1	2	-0.2541	-0.0843	0.2500	0.0820	0.004129
3	4	0.1803	0.2013	-0.1804	-0.2013	0.000075
4	5	0.1904	0.2046	-0.1907	-0.2061	0.000300
5	6	0.4407	0.2881	-0.4418	-0.2936	0.001112
6	1	0.5418	0.3593	-0.5538	-0.3756	0.012022
3	7	0.8397	0.0387	-0.8731	-0.0582	0.033410
7	1	1.1231	0.1402	-1.1243	-0.1405	0.001213

Суммарные потери активной мощности: 0.052261 мВт

Рисунок П.А.3 – Результат коммутации разъединителя 2-3

При размыкании разъединителя 3-4:

Результаты по узлам:								
N	V	dV	P	Q	Pg	Qb		
1	10.500	0.000	-1.9359	-0.5913	0.0000	-0.0000		
2	10.178	-0.436	0.2500	0.0820	0.0000	-0.0000		
3	10.037	-0.719	1.0200	0.2400	0.0000	-0.0000		
4	10.309	-0.802	0.0100	0.0033	0.0000	-0.0000		
5	10.310	-0.792	0.2500	0.0820	0.0000	-0.0000		
6	10.337	-0.526	0.1000	0.0657	0.0000	-0.0000		
7	10.488	0.002	0.2500	0.0820	0.0000	-0.0000		
Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация):					0.0559	0.0363	0.0000	0.0000

Результаты по ветвям:						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
1	2	-0.4631	-0.1272	0.4498	0.1199	0.013284
2	3	-0.1998	-0.0379	0.1972	0.0364	0.002579
4	5	0.0100	0.0033	-0.0100	-0.0033	0.000000
5	6	0.2600	0.0853	-0.2603	-0.0867	0.000290
6	1	0.3603	0.1524	-0.3645	-0.1582	0.004239
3	7	0.8228	0.2036	-0.8570	-0.2236	0.034229
7	1	1.1070	0.3056	-1.1082	-0.3059	0.001249

Суммарные потери активной мощности: 0.055870 мВт

Рисунок П.А.4 – Результат коммутации разъединителя 3-4

При размыкании разъединителя 4-5

Результаты по узлам:								
N	V	dV	P	Q	Pg	Qb		
1	10.500	0.000	-1.9365	-0.5914	0.0000	-0.0000		
2	10.176	-0.438	0.2500	0.0820	0.0000	-0.0000		
3	10.033	-0.724	1.0200	0.2400	0.0000	-0.0000		
4	10.033	-0.724	0.0100	0.0033	0.0000	-0.0000		
5	10.315	-0.765	0.2500	0.0820	0.0000	-0.0000		
6	10.341	-0.510	0.1000	0.0657	0.0000	-0.0000		
7	10.488	0.003	0.2500	0.0820	0.0000	-0.0000		
Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация):					0.0565	0.0364	0.0000	0.0000

Результаты по ветвям:						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
1	2	-0.4662	-0.1282	0.4527	0.1208	0.013463
2	3	-0.2027	-0.0388	0.2000	0.0373	0.002657
3	4	-0.0100	-0.0033	0.0100	0.0033	0.000000
5	6	0.2500	0.0820	-0.2503	-0.0833	0.000268
6	1	0.3503	0.1490	-0.3543	-0.1545	0.004010
3	7	0.8300	0.2060	-0.8648	-0.2264	0.034873
7	1	1.1148	0.3084	-1.1161	-0.3087	0.001267

Суммарные потери активной мощности: 0.056538 мВт

Рисунок П.А.5 – Результат коммутации разъединителя 4-5

При размыкании разъединителя 5-6:

Результаты по узлам:						
N	V	dv	P	Q	Pg	Qb
1	10.500	0.000	-1.9592	-0.6014	0.0000	-0.0000
2	10.120	-0.494	0.2500	0.0820	0.0000	-0.0000
3	9.921	-0.850	1.0200	0.2400	0.0000	-0.0000
4	9.918	-0.848	0.0100	0.0033	0.0000	-0.0000
5	9.892	-1.112	0.2500	0.0820	0.0000	-0.0000
6	10.446	-0.108	0.1000	0.0657	0.0000	-0.0000
7	10.486	0.004	0.2500	0.0820	0.0000	-0.0000
Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация):						
		0.0792	0.0464	0.0000		0.0000
Результаты по ветвям:						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
1	2	-0.5436	-0.1554	0.5252	0.1452	0.018408
2	3	-0.2752	-0.0632	0.2701	0.0603	0.005028
3	4	-0.2604	-0.0867	0.2603	0.0867	0.000080
4	5	-0.2503	-0.0834	0.2500	0.0820	0.000276
6	1	0.1000	0.0657	-0.1004	-0.0662	0.000388
3	7	1.0102	0.2664	-1.0635	-0.2974	0.053230
7	1	1.3135	0.3794	-1.3152	-0.3798	0.001771
Суммарные потери активной мощности:				0.079182 мВт		

Рисунок П.А.6 – Результат коммутации разъединителя 5-6

При размыкании разъединителя 6-1:

Результаты по узлам:						
N	V	dv	P	Q	Pg	Qb
1	10.500	0.000	-1.9727	-0.6104	0.0000	-0.0000
2	10.094	-0.484	0.2500	0.0820	0.0000	-0.0000
3	9.868	-0.835	1.0200	0.2400	0.0000	-0.0000
4	9.864	-0.831	0.0100	0.0033	0.0000	-0.0000
5	9.821	-1.197	0.2500	0.0820	0.0000	-0.0000
6	9.803	-1.302	0.1000	0.0657	0.0000	-0.0000
7	10.485	0.006	0.2500	0.0820	0.0000	-0.0000
Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация):						
		0.0927	0.0554	0.0000		0.0000
Результаты по ветвям:						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
1	2	-0.5756	-0.1762	0.5547	0.1647	0.020867
2	3	-0.3047	-0.0827	0.2984	0.0790	0.006320
3	4	-0.3608	-0.1542	0.3606	0.1542	0.000165
4	5	-0.3506	-0.1509	0.3501	0.1480	0.000584
5	6	-0.1001	-0.0660	0.1000	0.0657	0.000061
3	7	1.0824	0.3152	-1.1451	-0.3518	0.062654
7	1	1.3951	0.4338	-1.3971	-0.4343	0.002023
Суммарные потери активной мощности:				0.092673 мВт		

Рисунок П.А.7 – Результат коммутации разъединителя 6-1

При размыкании разъединителя 3-7:

Результаты по узлам :						
N	V	dv	P	Q	Pg	Qb
1	10.500	0.000	-1.9656	-0.6544	0.0000	-0.0000
2	10.051	-1.365	0.2500	0.0820	0.0000	-0.0000
3	9.791	-2.696	1.0200	0.2400	0.0000	-0.0000
4	9.798	-2.708	0.0100	0.0033	0.0000	-0.0000
5	9.889	-2.116	0.2500	0.0820	0.0000	-0.0000
6	10.013	-1.230	0.1000	0.0657	0.0000	-0.0000
7	10.497	0.001	0.2500	0.0820	0.0000	-0.0000

Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация):
0.0856 0.0994 0.0000 0.0000

Результаты по ветвям :						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
1	2	-0.7407	-0.0123	0.7091	-0.0051	0.031605
2	3	-0.4591	0.0871	0.4451	-0.0952	0.013961
3	4	0.5749	0.3352	-0.5754	-0.3353	0.000481
4	5	0.5854	0.3386	-0.5872	-0.3478	0.001858
5	6	0.8372	0.4298	-0.8410	-0.4483	0.003725
6	1	0.9410	0.5140	-0.9749	-0.5601	0.033939
7	1	0.2500	0.0820	-0.2501	-0.0820	0.000065

Суммарные потери активной мощности: 0.085634 мВт

Рисунок П.А.8 – Результат коммутации разъединителя 3-7

При размыкании разъединителя 7-1:

Результаты по узлам :						
N	V	dv	P	Q	Pg	Qb
1	10.500	0.000	-2.0047	-0.6993	0.0000	-0.0000
2	9.975	-1.597	0.2500	0.0820	0.0000	-0.0000
3	9.642	-3.216	1.0198	0.2397	0.0000	-0.0000
4	9.651	-3.233	0.0100	0.0033	0.0000	-0.0000
5	9.768	-2.471	0.2500	0.0819	0.0000	-0.0000
6	9.921	-1.408	0.1000	0.0658	0.0000	-0.0000
7	9.492	-3.408	0.2499	0.0819	0.0000	-0.0000

Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация):
0.1251 0.1448 0.0000 0.0000

Результаты по ветвям :						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
1	2	-0.8647	-0.0170	0.8216	-0.0067	0.043084
2	3	-0.5717	0.0888	0.5499	-0.1014	0.021727
3	4	0.7235	0.4251	-0.7243	-0.4253	0.000789
4	5	0.7343	0.4285	-0.7373	-0.4436	0.003026
5	6	0.9873	0.5255	-0.9927	-0.5522	0.005391
6	1	1.0926	0.6180	-1.1400	-0.6823	0.047392
3	7	-0.2536	-0.0840	0.2499	0.0819	0.003685

Суммарные потери активной мощности: 0.125094 мВт

Рисунок П.А.9 – Результат коммутации разъединителя 7-1

2 вариант нагрузки:

Исходные данные:

S - Пункт питания (балансирующий ба)

N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S 1	3	10,5	0	0	0	0

N - Узлы

N	pr	V	P	Q	G	B
N 2	1	10	0,3	0,098	0	0
N 3	1	10	1,22	0,4	0	0
N 4	1	10	0,012	0,0039	0	0
N 5	1	10	0,3	0,0986	0	0
N 6	1	10	0,12	0,04	0	0
N 7	1	10	0,3	0,098	0	0

L - Ветви

N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L 1	2	6,35	3,5	0
L 2	3	6,46	3,752	0
L 3	4	0,1042	0,0245	0
L 4	5	0,39	1,935	0
L 5	6	0,4112	2,0398	0
L 6	1	2,96	4,016	0
L 3	7	4,8	2,8	0
L 7	1	0,1042	0,0245	0

Рисунок П.А.10 – Исходные данные при 2 варианте нагрузки

При размыкании разъединителя 1-2

Результаты по узлам:

N	V	dv	P	Q	Pg	Qb
1	10.500	0.000	-2.3648	-0.8378	0.0000	-0.0000
2	9.608	-1.887	0.3000	0.0980	0.0000	-0.0000
3	9.848	-1.588	1.2200	0.4000	0.0000	-0.0000
4	9.852	-1.607	0.0120	0.0039	0.0000	-0.0000
5	9.940	-1.340	0.3000	0.0986	0.0000	-0.0000
6	10.066	-0.737	0.1200	0.0400	0.0000	-0.0000
7	10.483	-0.006	0.3000	0.0980	0.0000	-0.0000

Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация):

0.1128	0.0993	0.0000	0.0000
--------	--------	--------	--------

Результаты по ветвям:

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	0.3000	0.0980	-0.3070	-0.1020	0.006971
3	4	0.3016	0.3811	-0.3018	-0.3811	0.000254
4	5	0.3138	0.3850	-0.3148	-0.3900	0.000991
5	6	0.6148	0.4886	-0.6174	-0.5013	0.002567
6	1	0.7374	0.5413	-0.7618	-0.5744	0.024442
3	7	1.2254	0.1210	-1.3004	-0.1648	0.075044
7	1	1.6004	0.2628	-1.6029	-0.2633	0.002494

Суммарные потери активной мощности: 0.112763 МВт

Рисунок П.А.11 – Результат коммутации разъединителя 1-2

При размыкании разъединителя 2-3

Результаты по узлам :						
N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	10.500	0.000	-2.3305	-0.8068	0.0000	-0.0000
2	10.281	-0.227	0.3000	0.0980	0.0000	-0.0000
3	9.963	-1.301	1.2200	0.4000	0.0000	-0.0000
4	9.966	-1.316	0.0120	0.0039	0.0000	-0.0000
5	10.032	-1.148	0.3000	0.0986	0.0000	-0.0000
6	10.135	-0.653	0.1200	0.0400	0.0000	-0.0000
7	10.486	-0.005	0.3000	0.0980	0.0000	-0.0000
Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация):						0.0000
		0.0785	0.0683	0.0000		0.0000
Результаты по ветвям :						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
1	2	-0.3060	-0.1013	0.3000	0.0980	0.005984
3	4	0.1997	0.2971	-0.1999	-0.2971	0.000135
4	5	0.2119	0.3010	-0.2124	-0.3037	0.000532
5	6	0.5124	0.4023	-0.5141	-0.4109	0.001734
6	1	0.6341	0.4509	-0.6516	-0.4746	0.017445
3	7	1.0203	0.1029	-1.0711	-0.1326	0.050851
7	1	1.3711	0.2306	-1.3729	-0.2310	0.001832
Суммарные потери активной мощности:						0.078512 МВт

Рисунок П.А.12 – Результат коммутации разъединителя 2-3

При размыкании разъединителя 3-4

Результаты по узлам :						
N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	10.500	0.000	-2.3366	-0.7928	0.0000	-0.0000
2	10.099	-0.420	0.3000	0.0980	0.0000	-0.0000
3	9.917	-0.651	1.2200	0.4000	0.0000	-0.0000
4	10.285	-1.025	0.0120	0.0039	0.0000	-0.0000
5	10.286	-1.013	0.3000	0.0986	0.0000	-0.0000
6	10.319	-0.692	0.1200	0.0400	0.0000	-0.0000
7	10.486	0.008	0.3000	0.0980	0.0000	-0.0000
Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация):						0.0000
		0.0846	0.0543	0.0000		0.0000
Результаты по ветвям :						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
1	2	-0.5603	-0.1863	0.5402	0.1753	0.020083
2	3	-0.2402	-0.0773	0.2362	0.0749	0.004033
4	5	0.0120	0.0039	-0.0120	-0.0039	0.000001
5	6	0.3120	0.1025	-0.3124	-0.1046	0.000419
6	1	0.4324	0.1446	-0.4382	-0.1524	0.005779
3	7	0.9838	0.3251	-1.0362	-0.3556	0.052396
7	1	1.3362	0.4536	-1.3381	-0.4541	0.001887
Суммарные потери активной мощности:						0.084598 МВт

Рисунок П.А.13 – Результат коммутации разъединителя 3-4

При размыкании разъединителя 4-5

Результаты по узлам :						
N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	10.500	0.000	-2.3376	-0.7930	0.0000	-0.0000
2	10.097	-0.423	0.3000	0.0980	0.0000	-0.0000
3	9.912	-0.657	1.2200	0.4000	0.0000	-0.0000
4	9.911	-0.657	0.0120	0.0039	0.0000	-0.0000
5	10.292	-0.981	0.3000	0.0986	0.0000	-0.0000
6	10.324	-0.673	0.1200	0.0400	0.0000	-0.0000
7	10.486	0.008	0.3000	0.0980	0.0000	-0.0000
Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация):						0.0000
		0.0856	0.0545	0.0000		0.0000
Результаты по ветвям :						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
1	2	-0.5641	-0.1876	0.5437	0.1764	0.020354
2	3	-0.2437	-0.0784	0.2396	0.0760	0.004154
3	4	-0.0120	-0.0039	0.0120	0.0039	0.000000
5	6	0.3000	0.0986	-0.3004	-0.1005	0.000387
6	1	0.4204	0.1405	-0.4258	-0.1479	0.005456
3	7	0.9924	0.3279	-1.0458	-0.3590	0.053377
7	1	1.3458	0.4570	-1.3477	-0.4575	0.001914
Суммарные потери активной мощности:						0.085642 МВт

Рисунок П.А.13 – Результат коммутации разъединителя 4-5

При размыкании разъединителя 5-6

Результаты по узлам:							
N	V	dV	P	Q	Pg	Qb	
1	10.500	0.000	-2.3728	-0.8092	0.0000	-0.0000	
2	10.028	-0.490	0.3000	0.0980	0.0000	-0.0000	
3	9.773	-0.808	1.2200	0.4000	0.0000	-0.0000	
4	9.770	-0.806	0.0120	0.0039	0.0000	-0.0000	
5	9.738	-1.132	0.3000	0.0986	0.0000	-0.0000	
6	10.451	-0.190	0.1200	0.0400	0.0000	-0.0000	
7	10.483	0.009	0.3000	0.0980	0.0000	-0.0000	
Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация):							
			0.1208	0.0707	0.0000	0.0000	
Результаты по ветвям:							
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP	
1	2	-0.6596	-0.2218	0.6317	0.2064	0.027890	
2	3	-0.3317	-0.1084	0.3239	0.1039	0.007823	
3	4	-0.3125	-0.1046	0.3124	0.1045	0.000118	
4	5	-0.3004	-0.1006	0.3000	0.0986	0.000410	
6	1	0.1200	0.0400	-0.1204	-0.0406	0.000434	
3	7	1.2087	0.4007	-1.2902	-0.4482	0.081479	
7	1	1.5902	0.5462	-1.5928	-0.5468	0.002681	
Суммарные потери активной мощности:				0.120834 мВт			

Рисунок П.А.14 – Результат коммутации разъединителя 5-6

При размыкании разъединителя 6-1

Результаты по узлам:							
N	V	dV	P	Q	Pg	Qb	
1	10.500	0.000	-2.3919	-0.8219	0.0000	-0.0000	
2	9.999	-0.515	0.3000	0.0980	0.0000	-0.0000	
3	9.716	-0.866	1.2200	0.4000	0.0000	-0.0000	
4	9.711	-0.863	0.0120	0.0039	0.0000	-0.0000	
5	9.666	-1.326	0.3000	0.0986	0.0000	-0.0000	
6	9.653	-1.466	0.1200	0.0400	0.0000	-0.0000	
7	10.482	0.010	0.3000	0.0980	0.0000	-0.0000	
Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация):							
			0.1399	0.0834	0.0000	0.0000	
Результаты по ветвям:							
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP	
1	2	-0.6987	-0.2365	0.6674	0.2193	0.031340	
2	3	-0.3674	-0.1213	0.3577	0.1156	0.009670	
3	4	-0.4331	-0.1470	0.4329	0.1469	0.000231	
4	5	-0.4209	-0.1430	0.4201	0.1390	0.000817	
5	6	-0.1201	-0.0404	0.1200	0.0400	0.000071	
3	7	1.2954	0.4313	-1.3902	-0.4866	0.094781	
7	1	1.6902	0.5846	-1.6932	-0.5853	0.003034	
Суммарные потери активной мощности:				0.139942 мВт			

Рисунок П.А.15 – Результат коммутации разъединителя 6-1

При размыкании разъединителя 3-7

Результаты по узлам:						
N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	10.500	0.000	-2.3828	-0.8908	0.0000	-0.0000
2	9.930	-1.566	0.3000	0.0980	0.0000	-0.0000
3	9.589	-3.113	1.2200	0.4000	0.0000	-0.0000
4	9.598	-3.134	0.0120	0.0039	0.0000	-0.0000
5	9.724	-2.435	0.3000	0.0986	0.0000	-0.0000
6	9.893	-1.381	0.1200	0.0400	0.0000	-0.0000
7	10.497	0.001	0.3000	0.0980	0.0000	-0.0000
Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация):						0.0000
			0.1308	0.1523	0.0000	0.0000
Результаты по ветвям:						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
1	2	-0.9172	-0.0570	0.8686	0.0302	0.048643
2	3	-0.5686	0.0678	0.5471	-0.0803	0.021481
3	4	0.6729	0.4803	-0.6737	-0.4805	0.000775
4	5	0.6857	0.4844	-0.6887	-0.4992	0.002984
5	6	0.9887	0.5978	-0.9945	-0.6266	0.005805
6	1	1.1145	0.6666	-1.1655	-0.7358	0.051003
7	1	0.3000	0.0980	-0.3001	-0.0980	0.000094
Суммарные потери активной мощности:				0.130784 мВт		

Рисунок П.А.16 – Результат коммутации разъединителя 3-7

При размыкании разъединителя 7-1

Результаты по узлам:						
N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	10.500	0.000	-2.4433	-0.9605	0.0000	-0.0000
2	9.834	-1.851	0.3000	0.0981	0.0000	-0.0000
3	9.401	-3.768	1.2194	0.3991	0.0000	-0.0000
4	9.412	-3.794	0.0120	0.0039	0.0000	-0.0000
5	9.571	-2.876	0.2999	0.0985	0.0000	-0.0000
6	9.776	-1.594	0.1200	0.0401	0.0000	-0.0000
7	9.215	-4.013	0.2997	0.0977	0.0000	-0.0000
Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация):						0.0000
			0.1923	0.2232	0.0000	0.0000
Результаты по ветвям:						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
1	2	-1.0733	-0.0665	1.0067	0.0298	0.066606
2	3	-0.7067	0.0682	0.6730	-0.0878	0.033676
3	4	0.8518	0.5879	-0.8530	-0.5881	0.001263
4	5	0.8650	0.5920	-0.8698	-0.6160	0.004837
5	6	1.1698	0.7145	-1.1782	-0.7563	0.008435
6	1	1.2982	0.7965	-1.3700	-0.8940	0.071849
3	7	-0.3054	-0.1010	0.2997	0.0977	0.005618
Суммарные потери активной мощности:				0.192284 мВт		

Рисунок П.А.17 – Результат коммутации разъединителя 7-1

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

РАСЧЕТ СХЕМЫ 33 УЗЛА

Исходные данные:

N	pr	V	P	Q	G	B
N 2	1	10	0,1	0,06	0	0
N 3	1	10	0,09	0,04	0	0
N 4	1	10	0,12	0,08	0	0
N 5	1	10	0,06	0,03	0	0
N 6	1	10	0,06	0,02	0	0
N 7	1	10	0,2	0,1	0	0
N 8	1	10	0,2	0,1	0	0
N 9	1	10	0,06	0,02	0	0
N 10	1	10	0,06	0,02	0	0
N 11	1	10	0,045	0,03	0	0
N 12	1	10	0,06	0,035	0	0
N 13	1	10	0,06	0,035	0	0
N 14	1	10	0,12	0,08	0	0
N 15	1	10	0,06	0,01	0	0
N 16	1	10	0,06	0,02	0	0
N 17	1	10	0,06	0,02	0	0
N 18	1	10	0,09	0,04	0	0
N 19	1	10	0,09	0,04	0	0
N 20	1	10	0,09	0,04	0	0
N 21	1	10	0,090	0,04	0	0
N 22	1	10	0,090	0,04	0	0
N 23	1	10	0,090	0,05	0	0
N 24	1	10	0,42	0,2	0	0
N 25	1	10	0,42	0,2	0	0
N 26	1	10	0,06	0,025	0	0
N 27	1	10	0,060	0,025	0	0
N 28	1	10	0,060	0,02	0	0
N 29	1	10	0,12	0,07	0	0
N 30	1	10	0,2	0,6	0	0
N 31	1	10	0,15	0,07	0	0
N 32	1	10	0,21	0,1	0	0
N 33	1	10	0,06	0,04	0	0

L - Ветви					
N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]	
L 1	2	0,0922	0,0477	0	
L 2	3	0,493	0,2511	0	
L 3	4	0,366	0,1864	0	
L 4	5	0,3811	0,1941	0	
L 5	6	0,819	0,707	0	
L 6	7	0,1872	0,6188	0	
L 7	8	1,7114	1,2351	0	
L 8	9	1,03	0,74	0	
L 9	10	1,04	0,74	0	
L 10	11	0,1966	0,065	0	
L 11	12	0,3744	0,1238	0	
L 12	13	1,468	1,155	0	
L 13	14	0,5416	0,7129	0	
L 14	15	0,591	0,526	0	
L 15	16	0,7463	0,545	0	
L 16	17	1,289	1,721	0	
L 17	18	0,732	0,574	0	
L 2	19	0,164	0,1565	0	
L 19	20	1,5042	1,3554	0	
L 20	21	0,4095	0,4784	0	
L 21	22	0,7089	0,9373	0	
L 3	23	0,4512	0,3083	0	
L 23	24	0,8980	0,7091	0	
L 24	25	0,896	0,7011	0	
L 6	26	0,2030	0,1034	0	
L 26	27	0,2842	0,1447	0	
L 27	28	1,059	0,9337	0	
L 28	29	0,8042	0,7006	0	
L 29	30	0,5075	0,2585	0	
L 30	31	0,9744	0,963	0	
L 31	32	0,3105	0,3619	0	
L 32	33	0,341	0,5302	0	
L 21	8	0	2,0	0	
L 9	15	0	2,0	0	
L 12	22	0	2,0	0	
L 18	33	0	0,5	0	
L 25	29	0	0,5	0	

Рисунок П.Б.1 – Исходные данные

В исходных данных мы видим, что все переключки отключены.

Переток мощности считаем, как $P_T = |P_{12} - P_{21}|$

Включаем переключку 21-8

Получили результат:

Результаты по ветвям:						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
1	2	-3.8624	-2.4162	3.8504	2.4100	0.011940
2	3	-2.7188	-1.4513	2.6894	1.4363	0.029389
3	4	-1.6599	-0.9391	1.6514	0.9348	0.008537
4	5	-1.5314	-0.8548	1.5238	0.8509	0.007592
5	6	-1.4638	-0.8209	1.4487	0.8079	0.015088
6	7	-0.4390	0.1850	0.4387	-0.1859	0.000284
7	8	-0.2387	0.2859	0.2371	-0.2871	0.001589
8	9	-0.6878	-0.3195	0.6838	0.3166	0.003968
9	10	-0.6238	-0.2966	0.6205	0.2942	0.003366
10	11	-0.5605	-0.2742	0.5600	0.2740	0.000525
11	12	-0.5150	-0.2440	0.5141	0.2438	0.000836
12	13	-0.4541	-0.2088	0.4516	0.2068	0.002529
13	14	-0.3916	-0.1718	0.3909	0.1709	0.000692
14	15	-0.2709	-0.0909	0.2706	0.0906	0.000339
15	16	-0.2106	-0.0806	0.2103	0.0804	0.000267
16	17	-0.1503	-0.0604	0.1501	0.0600	0.000239
17	18	-0.0901	-0.0400	0.0900	0.0400	0.000050
2	19	-1.0316	-0.8987	1.0297	0.8969	0.001927
19	20	-0.9397	-0.8569	0.9243	0.8431	0.015328
20	21	-0.8343	-0.8031	0.8308	0.7989	0.003575
21	22	-0.0900	-0.0401	0.0900	0.0400	0.000045
3	23	-0.9395	-0.4572	0.9364	0.4550	0.003159
23	24	-0.8464	-0.4050	0.8413	0.4010	0.005107
24	25	-0.4213	-0.2010	0.4200	0.2000	0.001278
6	26	-0.9497	-0.9728	0.9472	0.9715	0.002512
26	27	-0.8872	-0.9465	0.8840	0.9449	0.003215
27	28	-0.8240	-0.9199	0.8131	0.9103	0.010915
28	29	-0.7531	-0.8903	0.7455	0.8837	0.007565
29	30	-0.6255	-0.8137	0.6218	0.8118	0.003762
30	31	-0.4218	-0.2118	0.4202	0.2103	0.001539
31	32	-0.2702	-0.1403	0.2700	0.1400	0.000206
32	33	-0.0600	-0.0400	0.0600	0.0400	0.000013
21	8	-0.6507	-0.7189	0.6507	0.7065	0.000000

Суммарные потери активной мощности: 0.147374 МВт

Рисунок П. Б.2 – Результат коммутации переключки 21-8

Наименьший переток мощности между узлами 6-7 ($P_T=0.0003$ МВт), отключаем эту переключку.

Получаем:

Результаты по ветвям:						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
1	2	-3.8571	-2.4226	3.8452	2.4164	0.011935
2	3	-2.2658	-1.6275	2.2418	1.6152	0.024081
3	4	-1.2122	-1.1181	1.2059	1.1148	0.006368
4	5	-1.0859	-1.0348	1.0803	1.0320	0.005532
5	6	-1.0203	-1.0020	1.0094	0.9926	0.010893
7	8	0.2000	0.1000	-0.2006	-0.1004	0.000578
8	9	-0.6878	-0.3195	0.6839	0.3166	0.003979
9	10	-0.6239	-0.2966	0.6205	0.2942	0.003376
10	11	-0.5605	-0.2742	0.5600	0.2740	0.000527
11	12	-0.5150	-0.2440	0.5141	0.2438	0.000838
12	13	-0.4541	-0.2088	0.4516	0.2068	0.002537
13	14	-0.3916	-0.1718	0.3909	0.1709	0.000694
14	15	-0.2709	-0.0909	0.2706	0.0906	0.000340
15	16	-0.2106	-0.0806	0.2103	0.0804	0.000268
16	17	-0.1503	-0.0604	0.1501	0.0600	0.000239
17	18	-0.0901	-0.0400	0.0900	0.0400	0.000051
2	19	-1.4794	-0.7289	1.4766	0.7263	0.002800
19	20	-1.3866	-0.6863	1.3639	0.6658	0.022698
20	21	-1.2739	-0.6258	1.2685	0.6195	0.005404
21	22	-0.0900	-0.0401	0.0900	0.0400	0.000046
3	23	-0.9395	-0.4572	0.9364	0.4550	0.003152
23	24	-0.8464	-0.4050	0.8413	0.4010	0.005095
24	25	-0.4213	-0.2010	0.4200	0.2000	0.001275
6	26	-0.9494	-0.9726	0.9470	0.9713	0.002489
26	27	-0.8870	-0.9463	0.8838	0.9447	0.003185
27	28	-0.8238	-0.9197	0.8130	0.9102	0.010811
28	29	-0.7530	-0.8902	0.7455	0.8837	0.007493
29	30	-0.6255	-0.8137	0.6217	0.8118	0.003726
30	31	-0.4217	-0.2118	0.4202	0.2103	0.001524
31	32	-0.2702	-0.1403	0.2700	0.1400	0.000204
32	33	-0.0600	-0.0400	0.0600	0.0400	0.000013
21	8	-1.0884	-0.5394	1.0884	0.5199	0.000000

Суммарные потери активной мощности: 0.142147 МВт

Рисунок П. Б.3 – Результат коммутации перемычки 6-7

Потери снизились.

Включаем перемычку 9-15

Получили результат:

Результаты по ветвям:						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
1	2	-3.8496	-2.4189	3.8377	2.4128	0.011891
2	3	-2.2658	-1.6275	2.2418	1.6152	0.024081
3	4	-1.2122	-1.1181	1.2059	1.1148	0.006368
4	5	-1.0859	-1.0348	1.0803	1.0320	0.005532
5	6	-1.0203	-1.0020	1.0094	0.9926	0.010893
7	8	0.2000	0.1000	-0.2006	-0.1004	0.000578
8	9	-0.6807	-0.3164	0.6768	0.3136	0.003896
9	10	-0.3053	-0.0413	0.3047	0.0408	0.000671
10	11	-0.2447	-0.0208	0.2446	0.0208	0.000081
11	12	-0.1996	0.0092	0.1995	-0.0092	0.000102
12	13	-0.1395	0.0442	0.1393	-0.0444	0.000215
13	14	-0.0793	0.0794	0.0792	-0.0794	0.000047
14	15	0.0408	0.1594	-0.0409	-0.1595	0.000110
15	16	-0.2105	-0.0805	0.2103	0.0803	0.000260
16	17	-0.1503	-0.0603	0.1500	0.0600	0.000232
17	18	-0.0900	-0.0400	0.0900	0.0400	0.000049
2	19	-1.4719	-0.7253	1.4691	0.7226	0.002771
19	20	-1.3791	-0.6826	1.3566	0.6624	0.022453
20	21	-1.2666	-0.6224	1.2613	0.6161	0.005342
21	22	-0.0900	-0.0401	0.0900	0.0400	0.000046
3	23	-0.9395	-0.4572	0.9364	0.4550	0.003152
23	24	-0.8464	-0.4050	0.8413	0.4010	0.005095
24	25	-0.4213	-0.2010	0.4200	0.2000	0.001275
6	26	-0.9494	-0.9726	0.9470	0.9713	0.002489
26	27	-0.8870	-0.9463	0.8838	0.9447	0.003185
27	28	-0.8238	-0.9197	0.8130	0.9102	0.010811
28	29	-0.7530	-0.8902	0.7455	0.8837	0.007493
29	30	-0.6255	-0.8137	0.6217	0.8118	0.003726
30	31	-0.4217	-0.2118	0.4202	0.2103	0.001524
31	32	-0.2702	-0.1403	0.2700	0.1400	0.000204
32	33	-0.0600	-0.0400	0.0600	0.0400	0.000013
21	8	-1.0812	-0.5361	1.0812	0.5168	0.000000
9	15	-0.3114	-0.2523	0.3114	0.2501	0.000000

Суммарные потери активной мощности: 0.134582 МВт

Рисунок П.Б.4 – Результат коммутации перемычки 9-15

Наименьший переток мощности между узлами 14-15 ($P_T=0.0001$ МВт),
отключаем эту перемычку.

Получаем:

Результаты по ветвям:						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
1	2	-3.8504	-2.4184	3.8385	2.4123	0.011893
2	3	-2.2658	-1.6275	2.2418	1.6152	0.024081
3	4	-1.2122	-1.1181	1.2059	1.1148	0.006368
4	5	-1.0859	-1.0348	1.0803	1.0320	0.005532
5	6	-1.0203	-1.0020	1.0094	0.9926	0.010892
7	8	0.2000	0.1000	-0.2006	-0.1004	0.000578
8	9	-0.6815	-0.3158	0.6776	0.3130	0.003901
9	10	-0.3470	-0.2014	0.3459	0.2006	0.001138
10	11	-0.2859	-0.1806	0.2857	0.1805	0.000154
11	12	-0.2407	-0.1505	0.2405	0.1505	0.000207
12	13	-0.1805	-0.1155	0.1801	0.1151	0.000463
13	14	-0.1201	-0.0801	0.1200	0.0800	0.000078
15	16	-0.2105	-0.0805	0.2103	0.0803	0.000258
16	17	-0.1503	-0.0603	0.1500	0.0600	0.000231
17	18	-0.0900	-0.0400	0.0900	0.0400	0.000049
2	19	-1.4727	-0.7248	1.4699	0.7221	0.002773
19	20	-1.3799	-0.6821	1.3574	0.6619	0.022469
20	21	-1.2674	-0.6219	1.2621	0.6156	0.005345
21	22	-0.0900	-0.0401	0.0900	0.0400	0.000046
3	23	-0.9395	-0.4572	0.9364	0.4550	0.003152
23	24	-0.8464	-0.4050	0.8413	0.4010	0.005095
24	25	-0.4213	-0.2010	0.4200	0.2000	0.001275
6	26	-0.9494	-0.9726	0.9470	0.9713	0.002489
26	27	-0.8870	-0.9463	0.8838	0.9447	0.003185
27	28	-0.8238	-0.9197	0.8130	0.9102	0.010811
28	29	-0.7530	-0.8902	0.7455	0.8837	0.007493
29	30	-0.6255	-0.8137	0.6217	0.8118	0.003726
30	31	-0.4217	-0.2118	0.4202	0.2103	0.001524
31	32	-0.2702	-0.1403	0.2700	0.1400	0.000204
32	33	-0.0600	-0.0400	0.0600	0.0400	0.000013
21	8	-1.0821	-0.5356	1.0821	0.5163	0.000000
9	15	-0.2705	-0.0916	0.2705	0.0905	0.000000

Суммарные потери активной мощности: 0.135422 МВт

Рисунок П.Б.5 – Результат коммутации перемычки 14-15

Потери снизились.

Включаем перемычку 12-22

Получили результат:

Результаты по ветвям:						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
1	2	-3.8468	-2.4075	3.8350	2.4013	0.011847
2	3	-2.2658	-1.6275	2.2418	1.6152	0.024080
3	4	-1.2122	-1.1181	1.2059	1.1148	0.006368
4	5	-1.0859	-1.0348	1.0803	1.0320	0.005532
5	6	-1.0203	-1.0020	1.0094	0.9926	0.010892
7	8	0.2000	0.1000	-0.2006	-0.1004	0.000575
8	9	-0.2475	-0.1462	0.2469	0.1458	0.000568
9	10	0.0836	-0.0341	-0.0836	0.0341	0.000057
10	11	0.1436	-0.0141	-0.1437	0.0141	0.000027
11	12	0.1887	0.0159	-0.1888	-0.0160	0.000090
12	13	-0.1805	-0.1155	0.1801	0.1151	0.000451
13	14	-0.1201	-0.0801	0.1200	0.0800	0.000076
15	16	-0.2105	-0.0805	0.2103	0.0803	0.000255
16	17	-0.1503	-0.0603	0.1500	0.0600	0.000228
17	18	-0.0900	-0.0400	0.0900	0.0400	0.000048
2	19	-1.4691	-0.7138	1.4664	0.7112	0.002746
19	20	-1.3764	-0.6712	1.3541	0.6512	0.022235
20	21	-1.2641	-0.6112	1.2589	0.6050	0.005286
21	22	-0.5208	-0.2112	0.5193	0.2092	0.001481
3	23	-0.9395	-0.4572	0.9364	0.4550	0.003151
23	24	-0.8464	-0.4050	0.8413	0.4010	0.005095
24	25	-0.4213	-0.2010	0.4200	0.2000	0.001275
6	26	-0.9494	-0.9726	0.9470	0.9713	0.002489
26	27	-0.8870	-0.9463	0.8838	0.9447	0.003185
27	28	-0.8238	-0.9197	0.8130	0.9102	0.010811
28	29	-0.7530	-0.8902	0.7455	0.8837	0.007493
29	30	-0.6255	-0.8137	0.6217	0.8118	0.003726
30	31	-0.4217	-0.2118	0.4202	0.2103	0.001524
31	32	-0.2702	-0.1403	0.2700	0.1400	0.000204
32	33	-0.0600	-0.0400	0.0600	0.0400	0.000013
21	8	-0.6481	-0.3538	0.6481	0.3466	0.000000
9	15	-0.2705	-0.0916	0.2705	0.0905	0.000000
12	22	0.4293	0.1664	-0.4293	-0.1692	0.000000

Суммарные потери активной мощности: 0.131811 МВт

Рисунок П. Б.6 – Результат коммутации перемычки 12-22

Наименьший переток мощности между узлами 9-10 ($P_T=0$ МВт), отключаем эту перемычку.

Получаем:

Р е з у л ь т а т ы п о в е т в я м :						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
1	2	-3.8466	-2.4077	3.8348	2.4016	0.011847
2	3	-2.2658	-1.6275	2.2418	1.6152	0.024080
3	4	-1.2122	-1.1181	1.2059	1.1148	0.006368
4	5	-1.0859	-1.0348	1.0803	1.0320	0.005532
5	6	-1.0203	-1.0020	1.0094	0.9926	0.010892
7	8	0.2000	0.1000	-0.2006	-0.1004	0.000575
8	9	-0.3314	-0.1122	0.3305	0.1116	0.000841
10	11	0.0600	0.0200	-0.0600	-0.0200	0.000005
11	12	0.1050	0.0500	-0.1050	-0.0500	0.000034
12	13	-0.1805	-0.1155	0.1801	0.1151	0.000452
13	14	-0.1201	-0.0801	0.1200	0.0800	0.000076
15	16	-0.2105	-0.0805	0.2103	0.0803	0.000255
16	17	-0.1503	-0.0603	0.1500	0.0600	0.000228
17	18	-0.0900	-0.0400	0.0900	0.0400	0.000048
2	19	-1.4690	-0.7141	1.4662	0.7115	0.002746
19	20	-1.3762	-0.6715	1.3540	0.6514	0.022234
20	21	-1.2640	-0.6114	1.2587	0.6053	0.005286
21	22	-0.4367	-0.2442	0.4356	0.2426	0.001174
3	23	-0.9395	-0.4572	0.9364	0.4550	0.003151
23	24	-0.8464	-0.4050	0.8413	0.4010	0.005095
24	25	-0.4213	-0.2010	0.4200	0.2000	0.001275
6	26	-0.9494	-0.9726	0.9470	0.9713	0.002489
26	27	-0.8870	-0.9463	0.8838	0.9447	0.003185
27	28	-0.8238	-0.9197	0.8130	0.9102	0.010811
28	29	-0.7530	-0.8902	0.7455	0.8837	0.007493
29	30	-0.6255	-0.8137	0.6217	0.8118	0.003726
30	31	-0.4217	-0.2118	0.4202	0.2103	0.001524
31	32	-0.2702	-0.1403	0.2700	0.1400	0.000204
32	33	-0.0600	-0.0400	0.0600	0.0400	0.000013
21	8	-0.7319	-0.3211	0.7319	0.3126	0.000000
9	15	-0.2705	-0.0916	0.2705	0.0905	0.000000
12	22	0.3456	0.2005	-0.3456	-0.2026	0.000000

Суммарные потери активной мощности: 0.131640 МВт

Рисунок П. Б.7 – Результат коммутации перемычки 9-10

Потери снизились.

Включаем перемычку 18-33

Получили результат:

Результаты по ветвям:						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
1	2	-3.8426	-2.4104	3.8308	2.4043	0.011836
2	3	-2.3473	-1.3367	2.3247	1.3252	0.022576
3	4	-1.2952	-0.8280	1.2897	0.8252	0.005531
4	5	-1.1697	-0.7452	1.1650	0.7428	0.004726
5	6	-1.1050	-0.7128	1.0958	0.7049	0.009199
7	8	0.2000	0.1000	-0.2006	-0.1004	0.000582
8	9	-0.2426	-0.4005	0.2411	0.3994	0.001527
10	11	0.0600	0.0200	-0.0600	-0.0200	0.000005
11	12	0.1050	0.0500	-0.1050	-0.0500	0.000034
12	13	-0.1805	-0.1155	0.1801	0.1151	0.000454
13	14	-0.1201	-0.0801	0.1200	0.0800	0.000076
15	16	-0.1211	-0.3670	0.1203	0.3664	0.000767
16	17	-0.0603	-0.3464	0.0592	0.3450	0.001101
17	18	0.0008	-0.3250	-0.0014	0.3246	0.000539
2	19	-1.3835	-1.0076	1.3805	1.0047	0.003015
19	20	-1.2905	-0.9647	1.2658	0.9425	0.024625
20	21	-1.1758	-0.9025	1.1699	0.8956	0.005914
21	22	-0.4368	-0.2442	0.4356	0.2426	0.001181
3	23	-0.9395	-0.4572	0.9364	0.4550	0.003150
23	24	-0.8464	-0.4050	0.8413	0.4010	0.005093
24	25	-0.4213	-0.2010	0.4200	0.2000	0.001275
6	26	-1.0358	-0.6849	1.0337	0.6838	0.002071
26	27	-0.9737	-0.6588	0.9711	0.6575	0.002609
27	28	-0.9111	-0.6325	0.9024	0.6248	0.008695
28	29	-0.8424	-0.6048	0.8365	0.5997	0.005894
29	30	-0.7165	-0.5297	0.7137	0.5283	0.002788
30	31	-0.5137	0.0717	0.5119	-0.0735	0.001826
31	32	-0.3619	0.1435	0.3616	-0.1439	0.000330
32	33	-0.1516	0.2439	0.1514	-0.2442	0.000197
21	8	-0.6432	-0.6114	0.6432	0.6009	0.000000
9	15	-0.1811	-0.3794	0.1811	0.3770	0.000000
12	22	0.3456	0.2005	-0.3456	-0.2026	0.000000
18	33	0.0914	-0.2846	-0.0914	0.2842	0.000000
Суммарные потери активной мощности:				0.127617 МВт		

Рисунок П.Б.8 – Результат коммутации перемычки 18-33

Наименьший переток мощности между узлами 32-33 ($P_T=0.0002$ МВт), отключаем эту перемычку.

Получаем:

Результаты по ветвям:						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
1	2	-3.8431	-2.4085	3.8313	2.4024	0.011833
2	3	-2.1982	-1.5821	2.1755	1.5706	0.022696
3	4	-1.1460	-1.0734	1.1403	1.0705	0.005770
4	5	-1.0203	-0.9905	1.0153	0.9879	0.004966
5	6	-0.9553	-0.9579	0.9456	0.9495	0.009734
7	8	0.2000	0.1000	-0.2006	-0.1004	0.000577
8	9	-0.3923	-0.1537	0.3911	0.1528	0.001225
10	11	0.0600	0.0200	-0.0600	-0.0200	0.000005
11	12	0.1050	0.0500	-0.1050	-0.0500	0.000034
12	13	-0.1805	-0.1155	0.1801	0.1151	0.000453
13	14	-0.1201	-0.0801	0.1200	0.0800	0.000076
15	16	-0.2711	-0.1211	0.2706	0.1208	0.000445
16	17	-0.2106	-0.1008	0.2101	0.1001	0.000478
17	18	-0.1501	-0.0801	0.1500	0.0800	0.000145
2	19	-1.5331	-0.7602	1.5300	0.7574	0.003014
19	20	-1.4400	-0.7174	1.4155	0.6952	0.024549
20	21	-1.3255	-0.6552	1.3196	0.6484	0.005875
21	22	-0.4367	-0.2442	0.4356	0.2426	0.001178
3	23	-0.9395	-0.4572	0.9364	0.4550	0.003150
23	24	-0.8464	-0.4050	0.8413	0.4010	0.005092
24	25	-0.4213	-0.2010	0.4200	0.2000	0.001274
6	26	-0.8856	-0.9295	0.8833	0.9284	0.002215
26	27	-0.8233	-0.9034	0.8205	0.9020	0.002821
27	28	-0.7605	-0.8770	0.7510	0.8686	0.009525
28	29	-0.6910	-0.8486	0.6844	0.8429	0.006570
29	30	-0.5644	-0.7729	0.5612	0.7712	0.003221
30	31	-0.3612	-0.1712	0.3601	0.1701	0.001086
31	32	-0.2101	-0.1001	0.2100	0.1000	0.000118
21	8	-0.7929	-0.3642	0.7929	0.3541	0.000000
9	15	-0.3311	-0.1328	0.3311	0.1311	0.000000
12	22	0.3456	0.2005	-0.3456	-0.2026	0.000000
18	33	-0.0600	-0.0400	0.0600	0.0400	0.000000
Суммарные потери активной мощности:				0.128127 МВт		

Рисунок П.Б.9 – Результат коммутации перемычки 32-33

Потери снизились.

Включаем перемычку 25-29

Получили результат:

Результаты по ветвям:						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
1	2	-3.8431	-2.4085	3.8313	2.4024	0.011833
2	3	-2.1982	-1.5821	2.1755	1.5706	0.022696
3	4	-1.1460	-1.0734	1.1403	1.0705	0.005770
4	5	-1.0203	-0.9905	1.0153	0.9879	0.004966
5	6	-0.9553	-0.9579	0.9456	0.9495	0.009734
7	8	0.2000	0.1000	-0.2006	-0.1004	0.000577
8	9	-0.3923	-0.1537	0.3911	0.1528	0.001225
10	11	0.0600	0.0200	-0.0600	-0.0200	0.000005
11	12	0.1050	0.0500	-0.1050	-0.0500	0.000034
12	13	-0.1805	-0.1155	0.1801	0.1151	0.000453
13	14	-0.1201	-0.0801	0.1200	0.0800	0.000076
15	16	-0.2711	-0.1211	0.2706	0.1208	0.000445
16	17	-0.2106	-0.1008	0.2101	0.1001	0.000478
17	18	-0.1501	-0.0801	0.1500	0.0800	0.000145
2	19	-1.5331	-0.7602	1.5300	0.7574	0.003014
19	20	-1.4400	-0.7174	1.4155	0.6952	0.024549
20	21	-1.3255	-0.6552	1.3196	0.6484	0.005875
21	22	-0.4367	-0.2442	0.4356	0.2426	0.001178
3	23	-0.9395	-0.4572	0.9364	0.4550	0.003150
23	24	-0.8464	-0.4050	0.8413	0.4010	0.005092
24	25	-0.4213	-0.2010	0.4200	0.2000	0.001274
6	26	-0.8856	-0.9295	0.8833	0.9284	0.002215
26	27	-0.8233	-0.9034	0.8205	0.9020	0.002821
27	28	-0.7605	-0.8770	0.7510	0.8686	0.009525
28	29	-0.6910	-0.8486	0.6844	0.8429	0.006570
29	30	-0.5644	-0.7729	0.5612	0.7712	0.003221
30	31	-0.3612	-0.1712	0.3601	0.1701	0.001086
31	32	-0.2101	-0.1001	0.2100	0.1000	0.000118
21	8	-0.7929	-0.3642	0.7929	0.3541	0.000000
9	15	-0.3311	-0.1328	0.3311	0.1311	0.000000
12	22	0.3456	0.2005	-0.3456	-0.2026	0.000000
18	33	-0.0600	-0.0400	0.0600	0.0400	0.000000

Суммарные потери активной мощности: 0.128127 МВт

Рисунок П.Б.10 – Результат коммутации перемычки 25-29

Наименьший переток мощности между узлами 28-29 ($P_T=0.0019$ МВт), отключаем эту перемычку.

Получаем:

Результаты по ветвям:						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
1	2	-3.8444	-2.4145	3.8325	2.4083	0.011855
2	3	-2.1995	-1.5881	2.1767	1.5765	0.022771
3	4	-0.4212	-0.2008	0.4207	0.2005	0.000510
4	5	-0.3007	-0.1205	0.3005	0.1204	0.000256
5	6	-0.2405	-0.0904	0.2401	0.0901	0.000347
7	8	0.2000	0.1000	-0.2006	-0.1004	0.000577
8	9	-0.3923	-0.1537	0.3911	0.1528	0.001225
10	11	0.0600	0.0200	-0.0600	-0.0200	0.000005
11	12	0.1050	0.0500	-0.1050	-0.0500	0.000034
12	13	-0.1805	-0.1155	0.1801	0.1151	0.000453
13	14	-0.1201	-0.0801	0.1200	0.0800	0.000076
15	16	-0.2711	-0.1211	0.2706	0.1208	0.000445
16	17	-0.2106	-0.1008	0.2101	0.1001	0.000478
17	18	-0.1501	-0.0801	0.1500	0.0800	0.000145
2	19	-1.5331	-0.7602	1.5300	0.7574	0.003014
19	20	-1.4400	-0.7174	1.4155	0.6952	0.024549
20	21	-1.3255	-0.6552	1.3196	0.6484	0.005875
21	22	-0.4367	-0.2442	0.4356	0.2426	0.001178
3	23	-1.6655	-1.3357	1.6523	1.3267	0.013151
23	24	-1.5623	-1.2767	1.5386	1.2580	0.023728
24	25	-1.1186	-1.0580	1.1044	1.0469	0.014210
6	26	-0.1801	-0.0701	0.1801	0.0700	0.000049
26	27	-0.1201	-0.0450	0.1200	0.0450	0.000030
27	28	-0.0600	-0.0200	0.0600	0.0200	0.000027
29	30	-0.5644	-0.7728	0.5612	0.7712	0.003202
30	31	-0.3612	-0.1712	0.3601	0.1701	0.001080
31	32	-0.2101	-0.1001	0.2100	0.1000	0.000117
21	8	-0.7929	-0.3642	0.7929	0.3541	0.000000
9	15	-0.3311	-0.1328	0.3311	0.1311	0.000000
12	22	0.3456	0.2005	-0.3456	-0.2026	0.000000
18	33	-0.0600	-0.0400	0.0600	0.0400	0.000000
25	29	-0.6844	-0.8469	0.6844	0.8428	0.000000

Суммарные потери активной мощности: 0.129387 МВт

Рисунок П. Б.11 – Результат коммутации перемычки 28-29

При исходных данных, когда отключены переключки 6-7,14-15,9-10 и 32-33, суммарные потери составят 221,22 кВт, при включенных переключках 21-8, 9-15, 12-22, 18-33, суммарные потери активной мощности уменьшились на 82,96 кВт и составили 128,26 кВт. Результаты расчета показывают, что правильное включение разъединителей позволяет значительно снизить потери в электрической сети, как при одностороннем питании, так и при двухстороннем питании.