ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ ИНСТИТУТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК (ИНЭИ РАН)

Совершенствование принципов построения защиты и автоматики электрических сетей низкого напряжения с распределёнными энергетическими ресурсами

Специальность 2.4.3. Электроэнергетика

Докладчик: аспирант ИНЭИ РАН

Вольный Владислав Станиславович

Научный руководитель: д.т.н., доцент, Илюшин П.В.

Москва, 2026 г.

Актуальность исследования

- **ЦЕЛЬ РАБОТЫ** – исследование и разработка принципов построения защиты и автоматики распределительных электрических сетей низкого напряжения при интеграции разнородных распределённых энергоресурсов, а также технических средств их реализации, направленных на обеспечение бесперебойного электроснабжения потребителей в различных схемно-режимных условиях.
- **ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ** – распределительные электрические сети низкого напряжения с разнородными распределёнными энергоресурсами.
- **ПРЕДМЕТ ИССЛЕДОВАНИЯ** – принципы построения защиты и автоматики, технические средства их реализации, а также подходы к проектированию, выбору и согласованию параметров срабатывания.
- **МЕТОДЫ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ** – методы системного, структурного и сравнительного анализа; положения теории электрических цепей, силовой электроники, автоматического управления и релейной защиты; аналитические расчёты параметров силового оборудования и систем управления; математическое и имитационное моделирование нормальных, аварийных и послеаварийных режимов в программном комплексе MATLAB/Simulink.
- **СТЕПЕНЬ ДОСТОВЕРНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ** – определяется корректным применением апробированных методов расчёта и моделирования; использованием исходных данных из нормативных документов, технической документации и опубликованных исследований; согласованностью результатов аналитических расчётов и имитационного моделирования; воспроизводимостью рассмотренных схемно-режимных сценариев, а также публикацией и апробацией основных результатов работы.

Научная новизна диссертационной работы

НАУЧНАЯ НОВИЗНА

1. Разработаны принципы построения защиты и автоматики гибридной микросети низкого напряжения с разнородными РЭР, отличающиеся совместным использованием локальных электрических признаков повреждения и информации о состоянии управляемого силового интерфейса для выявления повреждений, отделения, реконфигурации и разгрузки микросети при ограниченной информационно-коммуникационной инфраструктуре.
2. Разработана методика выбора силовой архитектуры и расчёта параметров многокаскадного трёхпортового ТТТ мощностью 630 кВА, обеспечивающего одновременное формирование сети переменного тока 0,4 кВ и биполярной системы постоянного тока ±375 В для подключения разнородных РЭР и нагрузок.
3. Разработана система автоматического управления DC-модулями ТТТ, отличающаяся адаптивным фазочастотным управлением резонансным ДАМ и применением трёхканального активного балансира с независимым регулированием токов, обеспечивающая стабилизацию напряжения 750 В и средней точки биполярной DC-шины при несимметричных и аварийных изменениях нагрузки.
4. Разработана иерархическая система управления и автоматики модуля низшего напряжения ТТТ, отличающаяся динамическим назначением основного и резервного ведущих инверторов, безударным перехватом управления, автоматической перестройкой интерливинга и двухступенчатым ограничением снижения напряжения.
5. Разработаны двухуровневые децентрализованные алгоритмы защиты гибридной микросети на базе карбид-кремниевых ТАВ, отличающиеся: в биполярной DC-подсистеме (±375 В) — сочетанием направленной отсечки по параметрической производной тока на индуктивных барьерах с событийно-дискретной защитой по числу импульсов ШИМ-токоограничения и контролем двойных замыканий на землю; в АС-подсистеме (0,4 кВ) — использованием производных *dq*-огибающих тока, напряжения и мощности на стадии разряда емкости фильтра МНН в сочетании с МТЗ с ПОН, координированной с автоматикой разгрузки (АОСН).

Теоретическое значение и практическая значимость

ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ РАБОТЫ состоит в развитии научно-методических основ построения защиты и автоматики активных распределительных сетей низкого напряжения за счёт установления взаимосвязей между архитектурой AC-, DC- и гибридных микросетей, режимами работы силовых электронных преобразователей, структурой их систем управления и принципами выявления и ликвидации повреждений.

ПРАКТИЧЕСКАЯ ЗНАЧИМОСТЬ РАБОТЫ:

- Предложенные принципы могут применяться при проектировании и реконструкции распределительных сетей низкого напряжения с РЭР, а также при выборе структуры, режимов работы и границ AC-, DC- и гибридных микросетей.
- Разработанная методика выбора силовой архитектуры и расчёта параметров ТТТ мощностью 630 кВА может использоваться при проектировании управляемого узла связи между распределительной сетью среднего напряжения и гибридной микросетью.
- Разработанные алгоритмы управления МВН, резонансным МГР, активным балансиром и модулем НН могут быть реализованы в распределённых контроллерах ТТТ для стабилизации параметров AC- и DC-подсистем в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах.
- Алгоритмы переключения ведущих инверторов, реконфигурации интерливинга и двухступенчатой АОСН позволяют повысить живучесть микросети и сохранить электроснабжение наиболее ответственных потребителей при отказах силовых модулей и дефиците располагаемой мощности.
- Разработанные подходы к согласованию защиты, автоматики и САУ могут использоваться при формировании технических требований и нормативно-технических документов для активных распределительных сетей НН с РЭР.

Соответствие диссертационной работы паспорту научной специальности

Диссертационная работа соответствует следующим направлениям исследований паспорта научной специальности 2.4.3 «Электроэнергетика»:

- **Пункт 8** — разработка и обоснование алгоритмов и принципов действия устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики для распознавания повреждений, определения мест и параметров повреждающих воздействий в электрических сетях.
- **Пункт 9** — оптимизация структуры, параметров и схем электрических соединений электростанций, подстанций и электрических сетей энергосистем, мини- и микрогрид.
- **Пункт 14** — разработка методов расчёта и моделирования установившихся режимов, переходных процессов и устойчивости электроэнергетических систем и сетей, разработка методов управления режимами их работы.
- **Пункт 16** — разработка методов анализа и синтеза систем автоматического регулирования, противоаварийной автоматики и релейной защиты в электроэнергетике.
- **Пункт 18** — разработка методов анализа структурной, балансовой и функциональной надёжности электроэнергетических систем, систем электроснабжения, мини- и микрогрид.

Научные результаты выносимые на защиту

1. Методика создания гибридной микросети низкого напряжения с распределенными энергоресурсами на базе гибридного распределительного трансформатора или твердотельного трансформатора.
2. Методика выбора силовой архитектуры и расчёта параметров многокаскадного трёхпортового ТТТ мощностью 630 кВА для гибридной микросети, обеспечивающего гальваническую развязку, формирование сети переменного тока 0,4 кВ и биполярной системы постоянного тока ±375 В.
3. Алгоритмы управления DC-модулями ТТТ, включающие адаптивное фазочастотное управление резонансным ДАМ и независимое пофазное управление трёхканальным активным балансиром, обеспечивающие стабилизацию напряжения 750 В и средней точки биполярной DC-шины при несимметричных и аварийных изменениях нагрузки.
4. Иерархическая система управления и автоматики модуля низшего напряжения ТТТ, включающая виртуальный импеданс, динамическое назначение основного и резервного ведущих инверторов, безударный перехват управления, автоматическую перестройку интерливинга и двухступенчатое ограничение снижения напряжения.
5. Алгоритмы децентрализованной двухступенчатой релейной защиты и методика расчёта уставок для биполярной подсистемы постоянного тока ±375 В и инверторной подсистемы переменного тока 0,4 кВ гибридной микросети, обеспечивающие автономное селективное отключение повреждений твердотельными выключателями без использования высокоскоростных каналов межтерминальной связи в условиях жесткого ограничения токов короткого замыкания преобразователями ТТТ.

Предпосылки развития микросетей с РЭР

- Рост стоимости электроэнергии и снижение удельной стоимости оборудования ВИЭ повышают заинтересованность потребителей в собственной генерации.
- Распространение ФЭС, СНЭЭ, зарядной инфраструктуры и управляемых нагрузок увеличивает число силовых электронных преобразователей в сетях низкого напряжения
- Потребитель с РЭР становится активным участником режима: может потреблять, генерировать, накапливать энергию и изменять направление потока мощности.
- Совокупность близко расположенных РЭР и нагрузок создаёт предпосылки для перехода от отдельных объектов микрогенерации к управляемым микросетям.

Рост числа РЭР и силовых преобразователей в сетях низкого напряжения формирует необходимость перехода от пассивной распределительной сети к управляемой микросети.

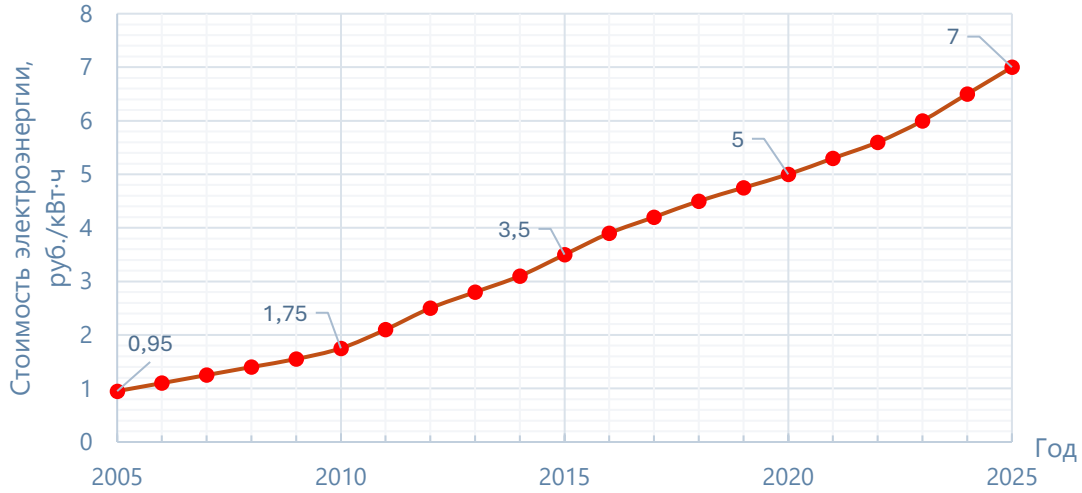


Рис.1.Тарифы на электроэнергию для населения в г.Москве[1] (одноставочный тариф)

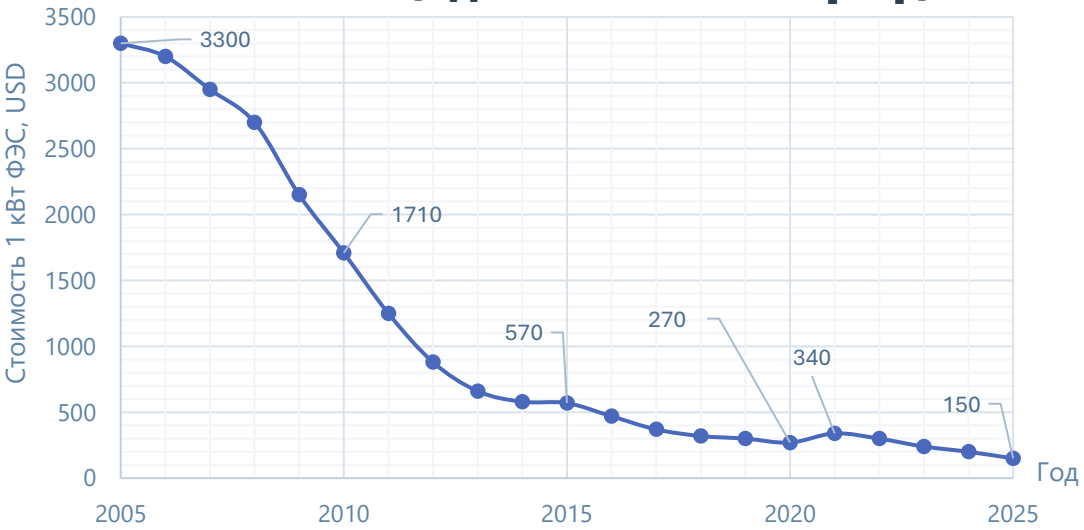
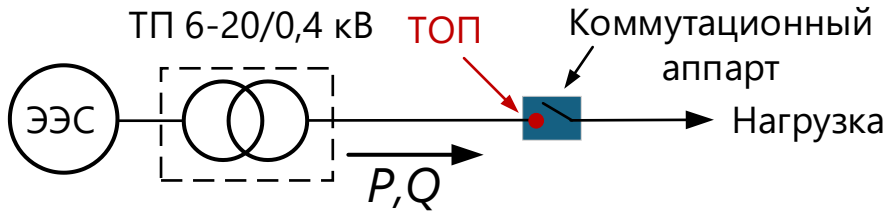


Рис. 2. Удельная стоимость ФЭМ[2]

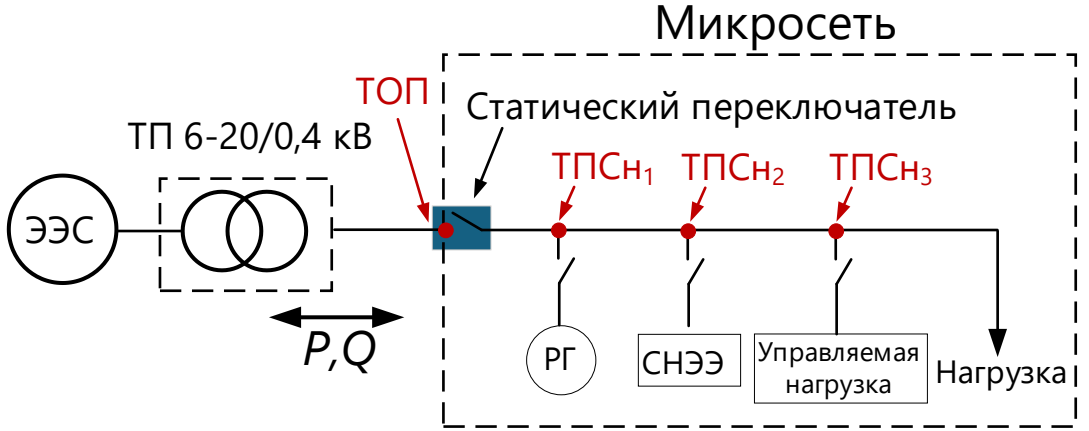
1. По данным тарифных решений ДЭПиР города Москвы за 2005–2025 гг.
2. U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks, With Minimum Sustainable Price Analysis: Q1 2025

Особенности функционирования сетей НН с РЭР

- В традиционной радиальной сети основным источником питания является внешняя сеть 6–20 кВ, связанная с сетью 0,4 кВ через распределительный трансформатор, а поток мощности направлен от трансформаторной подстанции к потребителям.
- Подключение РЭР через силовые электронные преобразователи создаёт несколько узлов генерации и приводит к появлению изменяющихся и двунаправленных потоков мощности.
- Сеть может работать в сетевом, переходном и островном режимах, различающихся составом источников, структурой сети и условиями поддержания баланса мощности.
- Вклад РЭР в ток короткого замыкания ограничивается силовыми преобразователями и зависит от реализованных алгоритмов управления. Поэтому параметры аварийного режима изменяются при переходе от сетевого режима к островному.



а) Пассивная сеть 0,4 кВ



б) Активная сеть 0,4 кВ с РЭР

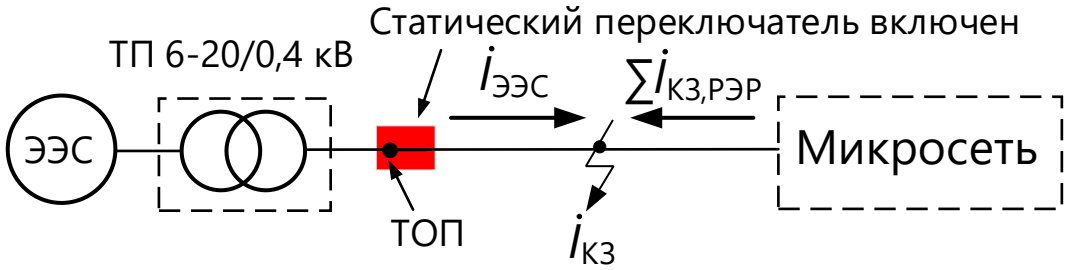
Рис. 3. Изменение режимных свойств сети 0,4 кВ при интеграции РЭР: ТП- трансформаторная подстанция; ТОП- точка общего присоединения; ТПСн- точка присоединения РЭР

Сеть НН с РЭР является многорежимным объектом защиты и управления. Поэтому РЗА должна учитывать текущее состояние и структуру сети, направление потоков мощности и вклад источников в ток короткого замыкания.

Режимные ограничения работы защиты в сетях НН с РЭР

- В сетевом режиме ток короткого замыкания $I_{КЗ}$ формируется внешней электрической сетью и подключёнными РЭР. В различных точках установки устройств защиты изменяются величина и направление контролируемого тока.
- При переходе в островной режим вклад внешней сети исчезает, а $I_{КЗ}$ определяется составом работающих РЭР и режимами их силовых преобразователей.
- Вклад инверторного РЭР в $I_{КЗ}$ обычно составляет $(1{,}2–2{,}0)I_{ном.инв}$, тогда как вклад синхронной генерирующей установки может превышать $5{,}0I_{ном.СГУ}$.
- Изменение топологии, состава источников и уровня $I_{КЗ}$ может приводить к снижению чувствительности, нарушению селективности, отказам и излишним срабатываниям токовых защит.

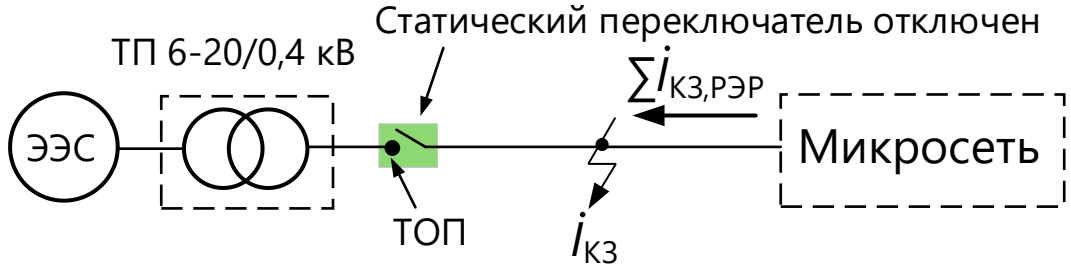
Неизменяемые уставки по току и времени не обеспечивают одновременно чувствительность и селективность защиты во всех режимах работы микросети.



$$i_{КЗ}=i_{ЭЭС}+\sum i_{КЗ,РЭР}$$

Большой $I_{КЗ}$: в разных точках установки защит могут фиксироваться противоположные направления тока

а) Сетевой режим микросети



$$i_{КЗ}=\sum i_{КЗ,РЭР}$$

Ограниченный $I_{КЗ}$, возможна недостаточная чувствительность токовых защит

б) Островной режим микросети

Рис. 4. Формирование токов КЗ в сетевом (а) и островном (б) режимах микросети

Ограничения существующих подходов к защите микросетей НН

Существующие подходы к защите микросетей с РЭР объединяются в три основных направления.

Подход	Возможности	Ограничения
Совершенствование традиционных защит	Направленные органы; дополнительные признаки по напряжению и частоте; несколько групп уставок	Автоматические выключатели и предохранители не распознают режим микросети; требуются дополнительные датчики и интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ); ограниченная чувствительность при малых токах КЗ
Адаптивные защиты	Изменение уставок при изменении топологии; централизованное или децентрализованное принятие решений; локализация повреждения	Требуются достоверные данные о состоянии сети, развитая ИКИ, вычислительные ресурсы, синхронизация и обеспечение информационной безопасности
Дополнительное силовое оборудование	Ограничители токов КЗ, СНЭЭ, твердотельные и гибридные выключатели позволяют изменять параметры аварийного режима и ускорять отключение	Увеличение капитальных затрат; дополнительные потери; усложнение эксплуатации; использование СНЭЭ для подпитки места КЗ может сокращать их ресурс.

Особенности отечественных сетей НН: ограниченная информационно-коммуникационная инфраструктура (ИКИ), применение аппаратов с фиксированными уставками и без дистанционного управления; неоднородность оборудования РЭР.

При ограниченной ИКИ ни один из существующих подходов отдельно не обеспечивает чувствительность, селективность, быстродействие и приемлемую стоимость защиты микросети.

Требования к построению защиты и автоматики микросетей НН

- **Автономность защиты**. Устройства защиты, установленные в ТОП и ТПСн, выявляют и отключают повреждения по локальным измерениям. Потеря связи не должна блокировать их действие.
- **Адаптация к режиму**. При изменении топологии, состава РЭР и переходе между сетевым и островным режимами автоматически изменяются логика работы и группы уставок.
- **Комбинирование признаков**. Для выявления повреждений совместно используются токовые, направленные и напряженческие признаки, а также данные о положении коммутационных аппаратов.
- **Координация автоматики**. Заранее задаются сценарии отделения в ТОП, выбора формирующего источника, разгрузки, ресинхронизации и повторного присоединения.
- **Совместимость с инфраструктурой**. Проводные и PLC-каналы передают сигналы состояния и готовности, а также команды выбора группы уставок, но не заменяют локальную защиту.

Защита действует локально и автономно, а ИКИ координирует режимные переходы и восстановление электроснабжения.



Рис. 5. Функциональные уровни защиты и автоматики микросети

Классификация микросетей НН по размерности

Микросеть представляет собой электрически ограниченный участок сети НН с РЭР и нагрузками, управляемый как единый объект. Граница микросети определяется расположением ТОП. Установленный в ТОП коммутационный аппарат обеспечивает отделение от внешней сети.

1. **Наносеть** — одно ЭПУ, один РЭР, мощность до 15 кВт. **ТОП**: главный автоматический выключатель ЭПУ.
2. **Кластерная (частично фидерная) микросеть** — несколько потребителей, 2–10 РЭР, мощность 15–100 кВт. **ТОП**: автоматический выключатель ответвления фидера.
3. **Фидерная (полнофидерная) микросеть** — весь фидер 0,4 кВ, 10–100 РЭР, мощность 0,1–1,0 МВт. **ТОП**: автоматический выключатель фидера в РУ-0,4 кВ.
4. **Полноподстанционная микросеть** — все фидеры одной трансформаторной подстанции, более 100 РЭР, мощность 1,0–5,0 МВт. **ТОП**: вводной автоматический выключатель РУ-0,4 кВ.

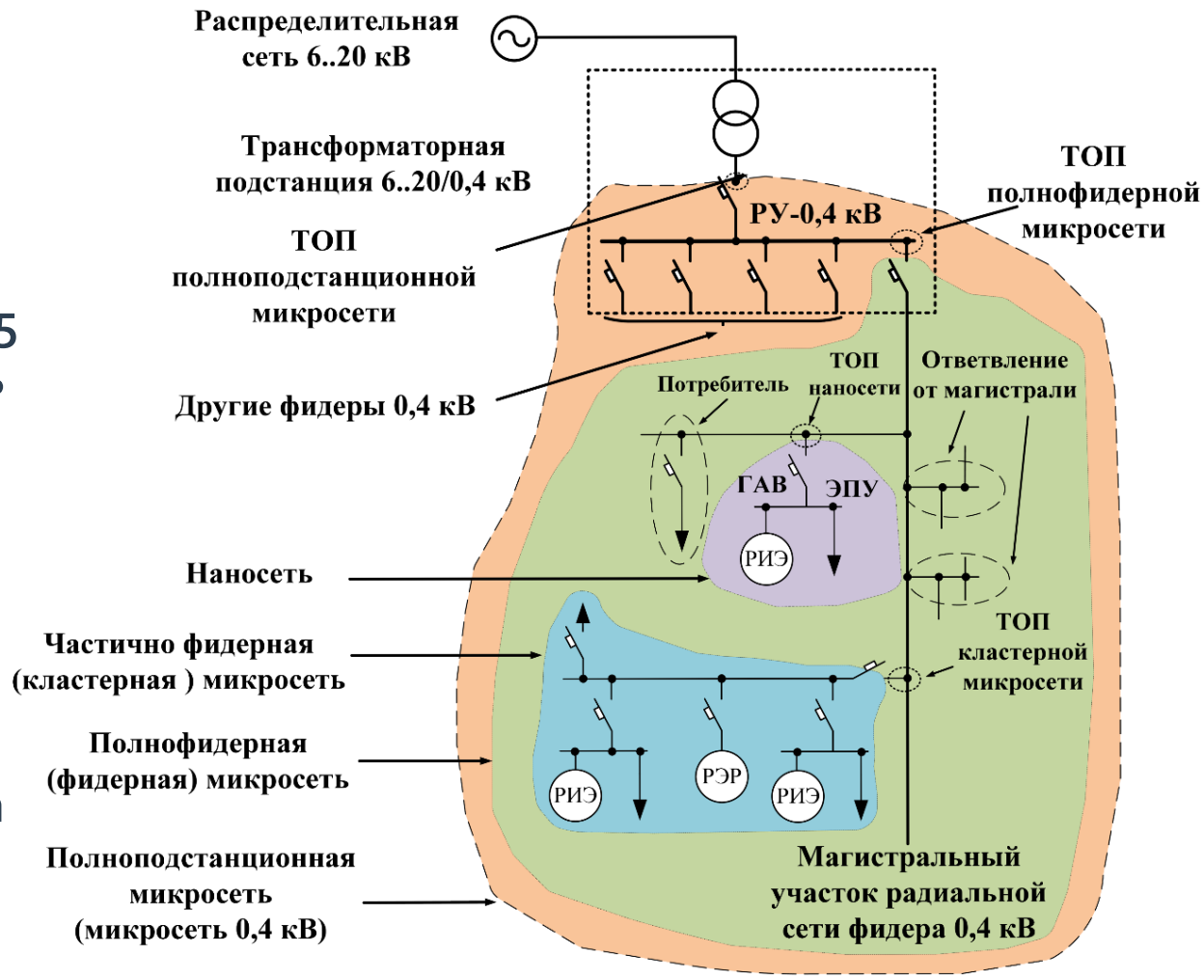


Рис. 6. Области реализации микросетей в распределительной сети НН

Электрическая граница микросети определяет область селективности РЗА, число и размещение ТПСн, а также сценарии отделения от внешней сети.

Выбор архитектуры САУ микросети НН

Архитектура САУ определяет распределение функций между локальными устройствами и верхним уровнем, а также зависимость защиты и автоматики от ИКИ.

Архитектура САУ	Принцип принятия решений	Возможности	Ограничения и применение
Централизованная	Все измерения поступают в единый центральный контроллер	Общая модель режима; согласованное управление РЭР и нагрузками; оптимизация баланса мощности	Требуются непрерывные быстродействующие каналы; единая точка отказа. Применима для наносетей и малых локальных микросетей
Децентрализованная	Устройства в ТОП и ТПСн принимают решения по локальным измерениям; передаются только координирующие сигналы	Автономность; масштабируемость; сохранение защиты при нарушении связи; возможность режимных групп уставок	Требуется предварительное согласование локальных алгоритмов. Рациональна для существующих сетей 0,4 кВ с ограниченной ИКИ
Распределённая	Равноправные контроллеры согласовывают действия посредством информационного обмена	Гибкая реконфигурация; отсутствие единого центра; возможность распределённой оптимизации	Необходимы развитая ИКИ, синхронизация, киберзащита и совместимость оборудования разных производителей

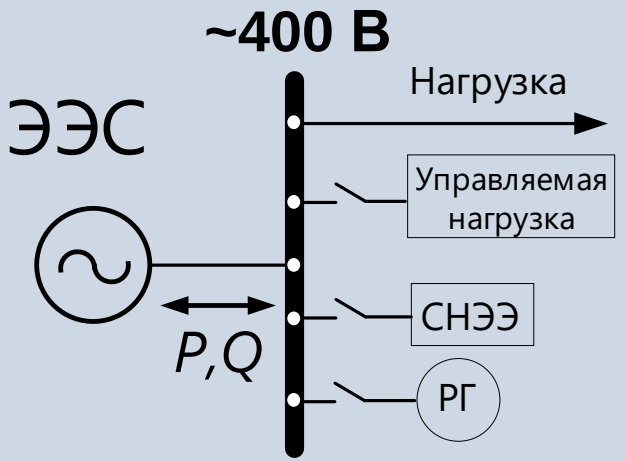
Проводные каналы, включая PLC, передают сигналы состояния, готовности и выбора режима, но не должны являться обязательным условием действия локальной защиты.

Для фидерных и полноподстанционных микросетей в существующих сетях НН обоснована децентрализованная САУ с автономной защитой в ТОП и ТПСн.

Структуры микросетей переменного, постоянного и переменно-постоянного (гибридного) тока

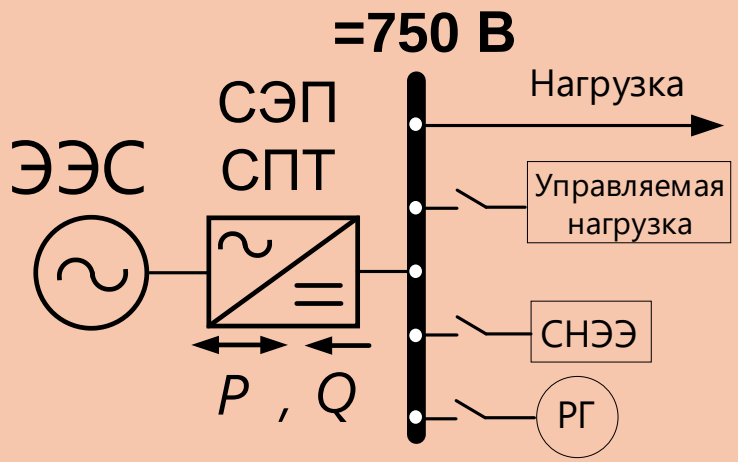
Вид тока определяет состав силовых преобразователей, регулируемые параметры режима и особенности протекания аварийных процессов.

Рис.7а.Микросеть переменного тока



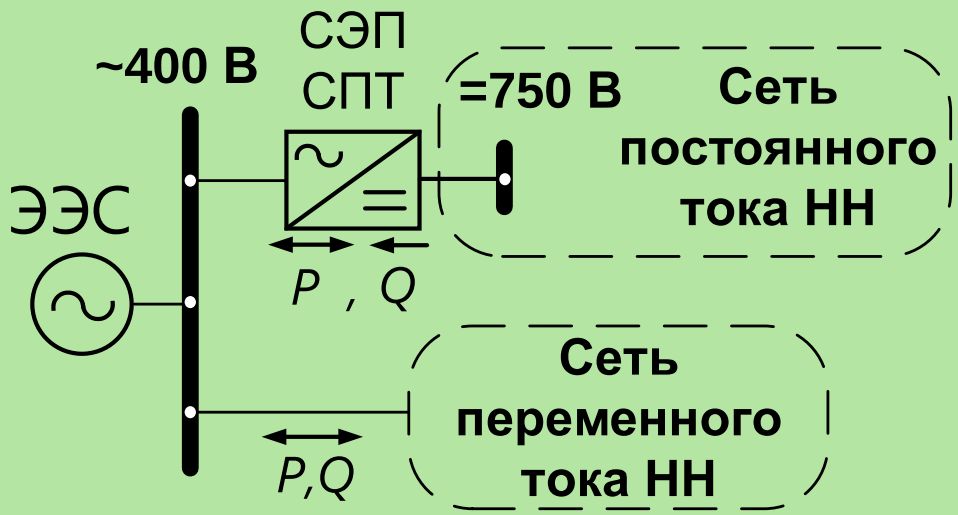
- используется существующая сетевая инфраструктура 0,4 кВ;
- регулируются напряжение, частота, фазовый угол и потоки реактивной мощности;
- защита должна учитывать двунаправленные токи и изменение уровня токов КЗ.

Рис.7б.Микросеть постоянного тока



- отсутствуют частота, фазовый угол и условия синхронизации;
- регулируются напряжение шины и баланс мощности;
- защита должна учитывать разряд ёмкостей, высокую скорость изменения тока, отсутствие естественного перехода тока через ноль и способ заземления.

Рис.7в. Гибридная микросеть



- РЭР и нагрузки подключаются к шине соответствующего вида тока;
- возможно сокращение числа промежуточных преобразований;
- требуется координация обмена мощностью и раздельная защита АС- и DC-подсистем.

Гибридная микросеть требует разделения функций защиты по виду тока, а координация АС- и DC-подсистем должна обеспечиваться автоматикой связующего СЭП.

Переход микросети переменного тока в островной режим

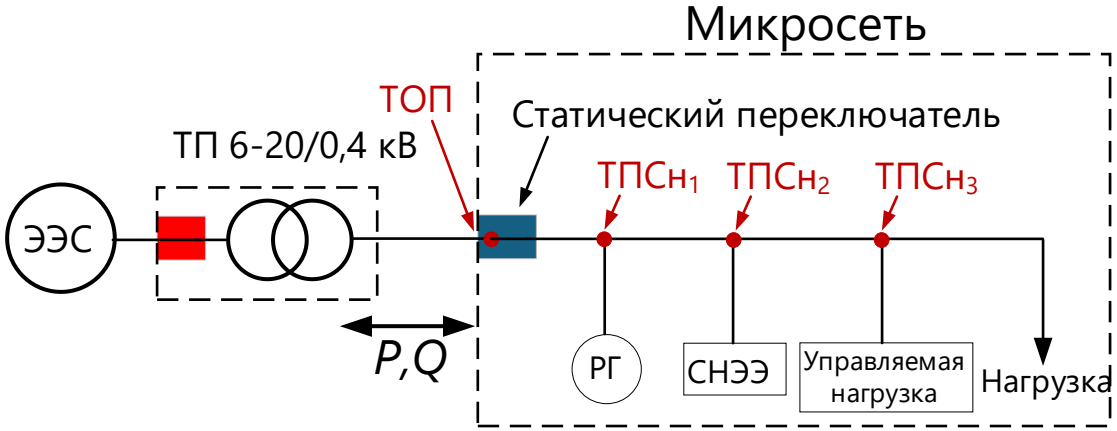


Рис. 8а. Микросеть в сетевом режиме

Место размыкания коммутационного аппарата определяет фактическую электрическую границу острова: она может совпадать с заданной границей микросети либо проходить внутри или за её пределами.

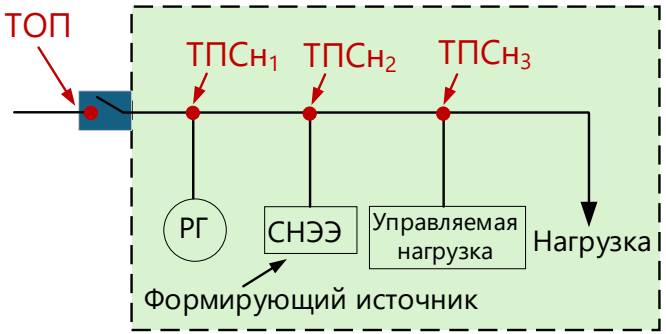


Рис. 8б. Микросеть в преднамеренном острове (ТОП отключен)

- Заданная граница.
- Формирование *U* и *f*.
- Управляемый баланс мощности.

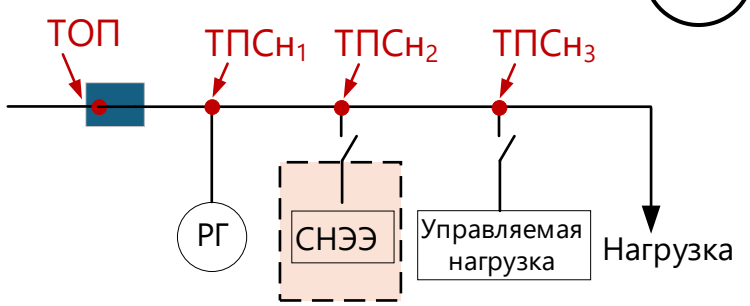


Рис. 8в. Непреднамеренное сохранение напряжения в отключённом присоединении (ТОП включен)

- Случайная электрическая граница.
- Формирующий РЭР не определён.
- Условия баланса мощности не обеспечены.
- Напряжение сохраняется за пределами заданной границы микросети.

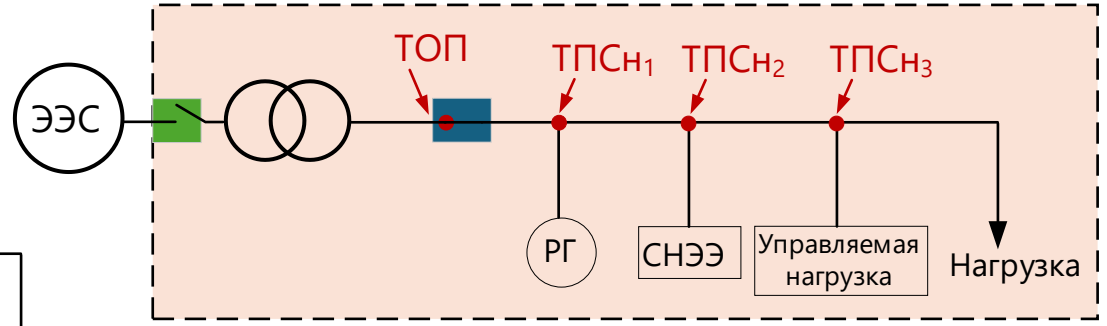


Рис. 8г. Микросеть в непреднамеренном острове (ТОП включен)

Допустимый островной режим требует заранее определённой электрической границы, формирующего источника и управляемого баланса мощности; одного сохранения напряжения недостаточно

Обобщённая модель ведущего СЭП

Ведущий СЭП формирует собственный вектор выходного напряжения и создаёт опорный режим для ведомых СЭП. В сетевом режиме его фазовый угол синхронизируется с напряжением шины посредством ФАПЧ, а в островном режиме формируется внутренней САУ.

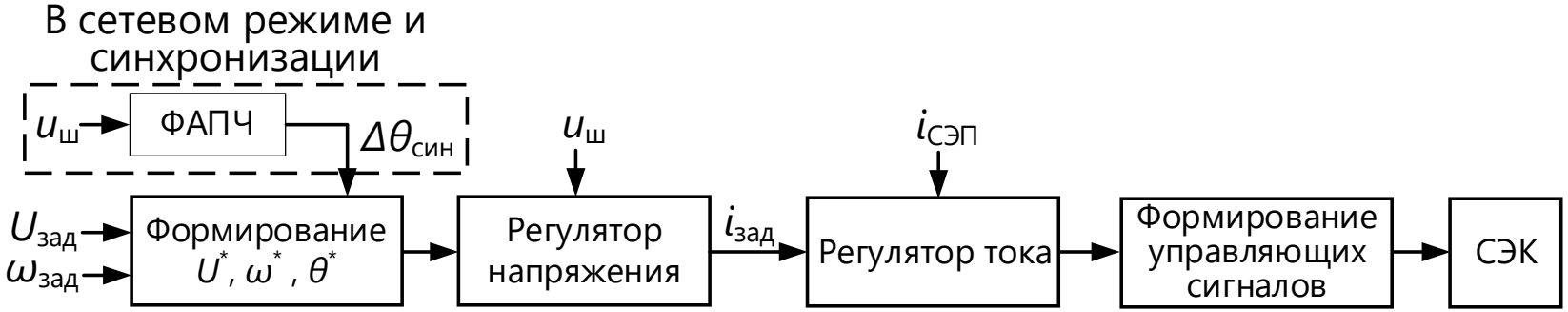


Рис. 9а. Обобщённая функциональная схема ведущего СЭП

Ведущий СЭП:

- Формирует U, ω и θ.
- Задаёт опорное напряжение для ведомых СЭП.
- Компенсирует ΔP и ΔQ.
- Поддерживает напряжение посредством внешнего контура.
- Сохраняет внутренний регулятор тока.
- Ограничивает выходной ток на уровне I_{max}.
- Должен располагать резервом P и Q.

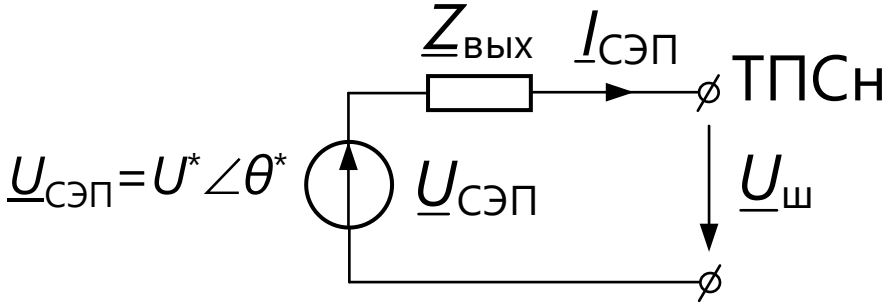


Рис.9б. Схема замещения ведущего СЭП

Со стороны микросети ведущий СЭП во всех режимах представляет собой управляемый источник напряжения с ограниченной перегрузочной способностью; при сетевой работе его напряжение синхронизируется с шиной посредством ФАПЧ.

Требования к мощности ведущих СЭП микросети переменного тока НН

В островном режиме формирующие СЭП задают напряжение и частоту, принимают первоначальный небаланс мощности и обеспечивают устойчивость параллельной работы ведомых СЭП. Поэтому их мощность должна определяться с учётом мощности ведомых источников, состава нагрузки и необходимого резерва.

Два обязательных условия:

1. Требование к установленной мощности ведущих СЭП:

$$\sum P_{\text{ведущ,ном}} \geq \sum P_{\text{ведом,ном}} + 0{,}3 \sum P_{\text{нагр}},$$

➡ Достаточность мощности ведущих СЭП для поддержания статической устойчивости.

2. Условие покрытия нагрузки в текущем режиме:

$$\sum P_{\text{ведущ}} + \sum P_{\text{ведом}} \geq \sum P_{\text{нагр}} + \sum P_{\text{потери}}.$$

➡ Возможность питания нагрузки в рассматриваемом режиме.

Для разных типов нагрузок рекомендованы, %:

- **с преобладанием линейных нагрузок – 50:50 (ведомые работают стабильно при жесткой сети от ведущих);**
- **с нелинейными нагрузками (более 20%) – 70:30 (ведущие демпфируют гармоники, так как ведомые требуют «чистый» синус);**
- **с двигателями – 60:40 (запас по току ведущих для бросков $6I_{\text{ном.двиг}}$).**

При снижении частоты ведомые СЭП увеличивают мощность при наличии резерва. Если резерв отсутствует, подключается дополнительный ведущий источник либо выполняется разгрузка.

Все ведомые инверторы должны автоматически снижать мощность при отклонении частоты на $dP/dt \leq 10\% P_{\text{ном}}$/сек.

Критерии оценки устойчивости микросети с СЭП

Применение силовых электронных преобразователей требует раздельной оценки статической и динамической устойчивости микросети в сетевом и островном режимах.

Вид устойчивости	Характер возмущений	Критерии и показатели
Статическая	Малые изменения нагрузки и мощности РЭР относительно установившегося режима.	Показатели на основе отношения короткого замыкания (**ОКЗ**, Short-Circuit Ratio (SCR)); допустимые уровни напряжения; чувствительность $\partial U/\partial P$ и $\partial U/\partial Q$; располагаемый резерв и дефицит реактивной мощности.
	Малые возмущения около рабочей точки, в том числе малоамплитудные тестовые воздействия, используемые для оценки взаимодействия СЭП с сетью.	Частотные зависимости $Z_{сети}(j\omega)$ и $Z_{СЭП}(j\omega)$; критерий Миддлбрука или Найквиста; влияние отношения X/R на взаимосвязь каналов P и Q
Динамическая	КЗ, отделение от ЭЭС, наброс и сброс нагрузки, отключение РЭР, переключение ведущего источника	Максимальные небалансы ΔP_{max} и ΔQ_{max}; скорость изменения частоты df/dt; f_{min}, f_{max}; U_{min}, U_{max}; время восстановления частоты и напряжения

Статическая устойчивость характеризует способность микросети сохранять допустимый установившийся режим при малых возмущениях. Динамическая устойчивость характеризует переходные процессы после КЗ, коммутаций и значительных изменений баланса мощности.

Сопоставление показателей ОКЗ применительно к микросети

Показатели сопоставлены по учёту взаимного влияния РИЭ, топологии и нагрузки сети, реактивной мощности, а также по возможности применения в островном режиме.

Показатель	Группа РИЭ	Взаимное влияние	Топология и нагрузка	Реактивная мощность	Островной режим
ОКЗ	—	—	+/-	—	—
СОКЗ	+	—	+/-	—	—
ВОКЗ	+	+/-	+/-	—	—
ЭСОКЗ	+/-	+	+/-	—	—
ОКЗ-КВ	+/-	+	+/-	—	—
ЛОКЗ	+/-	+	+/-	—	—
ЭЛОКЗ	+/-	+	+/-	+/-	—
РСОКЗ	+/-	+	+	—	+/-
ИОКЗ	+	+	+	+	+/-
УВИ-ОКЗ	+	+	+	+/-	+/-
ООКЗ	+	+	+	+/-	+/-
ГИМЭОКЗ	+	+	+	+/-	—
ОКЗ-МПВ	+	+	+	+	+/-

ОКЗ-МПВ выбран для поузловой оценки жёсткости сети и запаса относительно расчётного критического значения с учётом мощности и взаимного влияния РИЭ. Применимость в островном режиме требует учёта способа формирования напряжения.

Частотная устойчивость при переходе микросети в островной режим

В сетевом режиме частоту задаёт ЭЭС. После отключения точки общего присоединения частотный процесс определяется исходным небалансом активной мощности и реакцией источника, формирующего напряжение.

1. Баланс активной мощности до отделения: $P_{ЭЭС} + \sum_{i=1}^{n} P_i = P_{нагр} + P_{потерь}$, при $P_{ЭЭС} > 0$ — **потребление активной мощности из ЭЭС**

2. Начальный небаланс после отделения от ЭЭС:

$$\Delta P_0 = \sum_{i=1}^{n} P_i - P_{нагр} - P_{потерь} = -P_{ЭЭС}$$

- $\Delta P_0 < 0$ — **дефицит активной мощности и снижение частоты**
- $\Delta P_0 > 0$ — **избыток активной мощности и повышение частоты**

3. Обобщённое уравнение частотного процесса:

$$M_{экв}\frac{d\Delta f}{dt} = \Delta P_0 + \Delta P_{рег}(t) - D_{нагр}\Delta f,$$

где: $\Delta f = f - f_{ном}$, Гц; $M_{экв}$ — эквивалентный коэффициент физической и виртуальной инерции, Вт·с/Гц; $\Delta P_{рег}$ — изменение активной мощности регулирующих СЭП, Вт; $D_{нагр}$ — частотная чувствительность нагрузки, Вт/Гц.

4. Показатели частотной устойчивости микросети:

$\max\left\lvert\frac{df}{dt}\right\rvert$	$\max \lvert\Delta f(t)\rvert$	$\Delta f_{уст}$	$t_{восст}$
Максимальная скорость изменения частоты	**Максимальное отклонение частоты**	**Установившееся отклонение частоты**	**Время восстановления допустимого режима**

Частотная устойчивость микросети оценивается не показателем ОКЗ, а переходным процессом после возникновения небаланса активной мощности. Допустимость режима оценивается по скорости изменения, максимальному отклонению и времени восстановления частоты.

Выявление непреднамеренного островного режима

После аварийного отделения микросети от ЭЭС необходимо выявить островной режим и изменить алгоритмы управления и защиты. Надёжность локальных признаков зависит от начальных небалансов ΔP_0 и ΔQ_0, определяемых предшествующими перетоками через ТОП.

$$\Delta P_0 \approx -P_{\text{ТОП}},\ \Delta Q_0 \approx -Q_{\text{ТОП}}.$$

$$P_{\text{ТОП}} \approx 0,\ Q_{\text{ТОП}} \approx 0 \Longrightarrow \left|\frac{df}{dt}\right|, |\Delta f|, |\Delta U| \quad \text{— } \textbf{могут принимать малые значения}$$

При малых предшествующих перетоках частота и напряжение после отделения изменяются незначительно, поэтому локальные защиты могут не выявить остров.

Способ выявления	Контролируемый признак	Ограничение
Прямой	Положение коммутационного аппарата в ТОП, подтверждающее его отключение	Требуется достоверная передача сигнала
Пассивный	*U*, *f*, *df*/*dt*, скачок фазового угла	Возможна зона нечувствительности при малом небалансе мощности
Активный	Реакция сети на тестовое воздействие СЭП	Воздействует на режим и требует согласования нескольких СЭП
Комбинированный	Прямой сигнал с резервированием местными критериями	Требует согласования каналов и выдержек времени

Для надёжного выявления непреднамеренного острова прямое подтверждение отключения аппарата в ТОП дополняется локальными критериями по *U*, *f* и *df*/*dt*. При отсутствии канала передачи сигнала локальные способы выявления могут иметь зону нечувствительности.

Особенности применения ФАПЧ при аварийных возмущениях

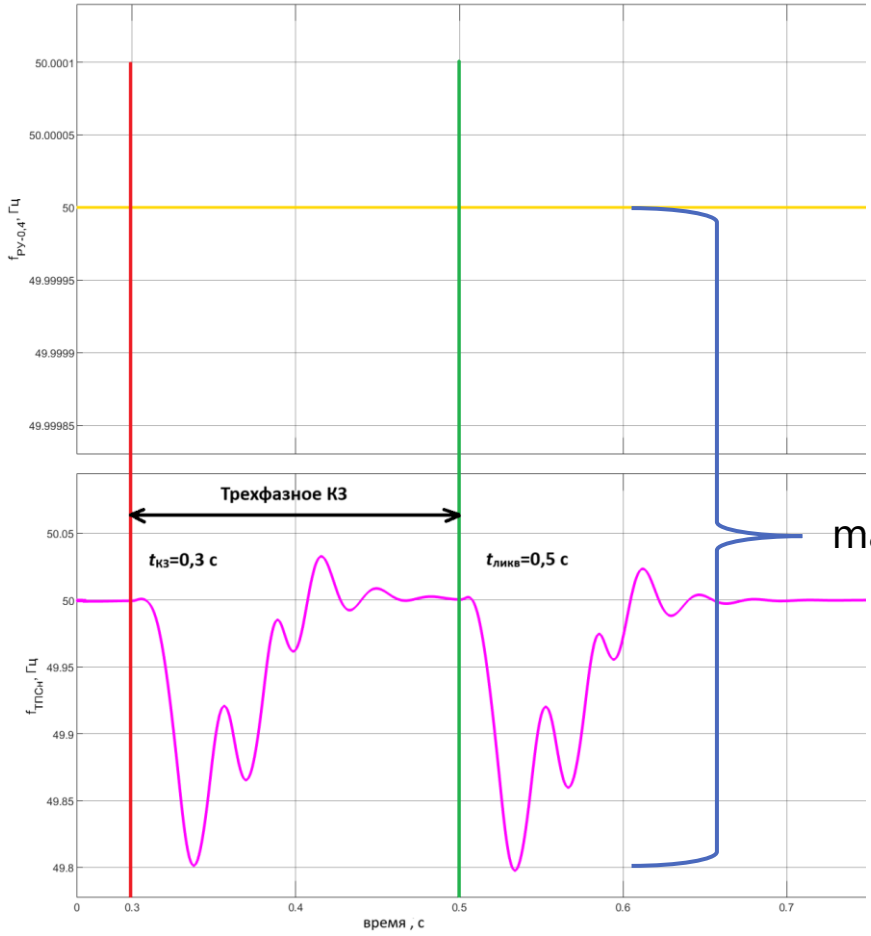
Локальные способы выявления непреднамеренного острова используют оценки *f* и *df/dt*. Достоверность этих критериев зависит от точки измерения и поведения ФАПЧ при аварийном изменении напряжения.

Сопоставлены оценки частоты на шинах РУ-0,4 кВ и в ТПСн, удалённой на 312 м. Трёхфазное КЗ возникает в t=0,3 с и ликвидируется в t=0,5 с.

При возникновении и ликвидации КЗ оценки частоты в разных точках сети существенно различаются.

В удалённой ТПСн результат измерения определяется формой локального напряжения и настройками ФАПЧ, включая ограничение скорости изменения оценки частоты max|*df/dt*| =12 Гц/с.

Поэтому выходные сигналы *f* и *df/dt* характеризуют локальную оценку ФАПЧ и не могут отождествляться с изменением частоты всей микросети без учёта точки измерения и параметров ФАПЧ.



Настройка ФАПЧ:

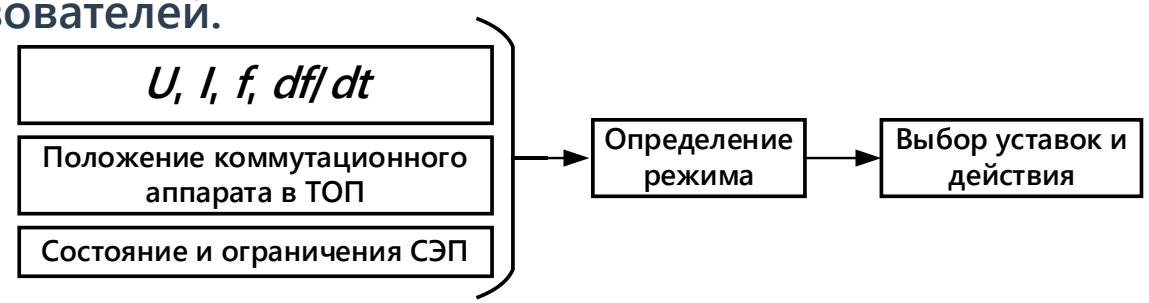
$$\max\left|\frac{df}{dt}\right| = 12\ \text{Гц/с}$$

$$\max\left|f_{\text{ТПСн}}(t) - f_{\text{РУ}-0,4}(t)\right| \approx 0,2\ \text{Гц}$$

Рис. 10. Оценки частоты на шинах РУ-0,4 кВ и в ТПСн на расстоянии 312 м при трёхфазном КЗ

Принцип построения защиты и автоматики микросети переменного тока

Проведённый анализ показывает, что единый набор признаков и уставок не обеспечивает надёжную работу защиты в сетевом, переходном и островном режимах. Действие защиты должно учитывать состояние сети и силовых электронных преобразователей.



Режим	Определяемое состояние	Действие защиты и автоматики
Сетевой	Связь с ЭЭС сохранена	Селективное отключение повреждённого присоединения
Переходный	Отключение аппарата в ТОП	Подтверждение острова, смена алгоритмов управления, оценка небаланса мощности
Островной	Напряжение и частоту формирует локальный СЭП	Островные уставки, контролируемая разгрузка, учёт ограничения тока СЭП
Ресинхронизация	Выполнены условия синхронизации	Синхронизация и включение аппарата в ТОП

Прямой сигнал о положении аппарата имеет приоритет. Локальные критерии по *U*, *f* и *df/dt* обеспечивают резервирование.

Предлагаемый принцип предусматривает определение текущего режима микросети до выбора уставок и действия автоматики. Локальные измерения используются совместно с положением аппарата в ТОП и данными о состоянии и текущих ограничениях СЭП. Селективное отключение повреждённого присоединения не зависит от постоянной связи с центральной системой управления.

Функционирование локальной защиты

Локальное ИЭУ в ТПСН измеряет напряжение U_i и ток I_i, использует локальный сигнал ограничения тока СЭП $L_{огр,i}$ и внутри формирует направленный признак D_i. По совокупности этих сигналов определяется пуск защиты $F_{пуск.КЗ,i}$. Одна и та же логика применяется при сетевом и островном режимах микросети.

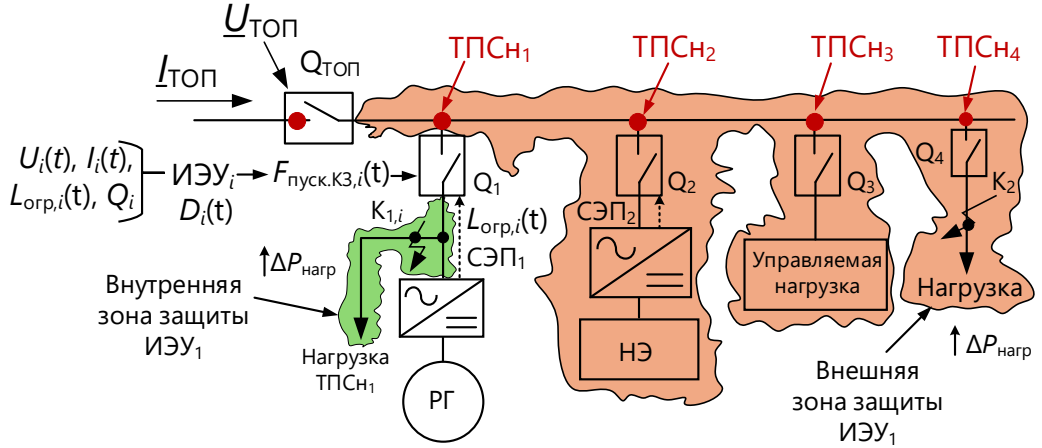


Рис. 11. Схема и функционирование локальной защиты *i*-го присоединения

	Возмущение	Действие ИЭУ
1	Перегрузка защищаемого присоединения	$F_{пуск.КЗ,i}$=0: Q_i остается включённым
2	Внутреннее трёхфазное КЗ $K_{1,i}$ в сетевом режиме	D_i=1, $F_{пуск.КЗ,i}$=1: формируется команда на отключение Q_i
3	Внешнее КЗ K_2 на смежном присоединении	D_i=0, $F_{пуск.КЗ,i}$=0: излишнее отключение Q_i отсутствует
4	Внутреннее трехфазное КЗ $K_{1,i}$ при островном режиме микросети	D_i=1, $F_{пуск.КЗ,i}$=1: команду на отключение Q_i формируется по локальным сигналам

Требования к функционированию локальной защиты:

1. **При внутреннем КЗ — пусковой сигнал и команду на отключение повреждённого *i*-го присоединения.**
2. **При перегрузке и внешнем КЗ — не допустить излишнего отключения.**
3. **Выполнять защитную функцию по локальным измерениям без отдельного сигнала о переходе микросети в островной режим.**

Режимы заземления микросети постоянного тока

Характер повреждений в микросети постоянного тока определяется способом заземления шины постоянного тока. Отсутствие естественного перехода тока через нуль затрудняет отключение КЗ, а ограничение тока силовыми электронными преобразователями снижает чувствительность обычной максимальной токовой защиты.

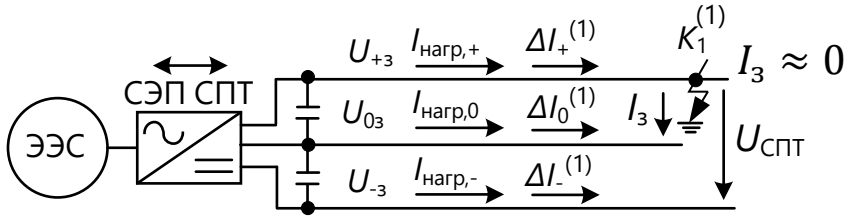


Рис. 12а. Изолированная шина постоянного тока

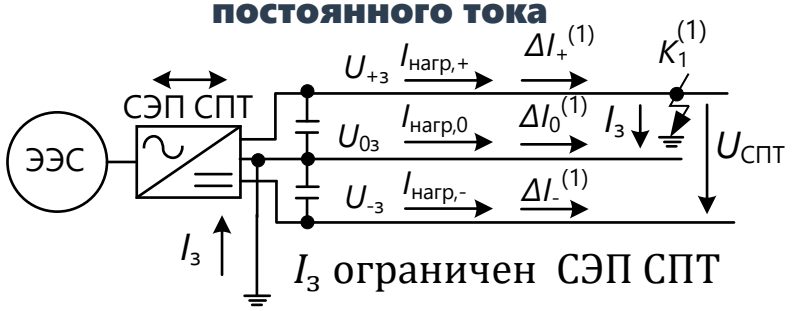


Рис. 12б. Глухозаземленная шина постоянного тока

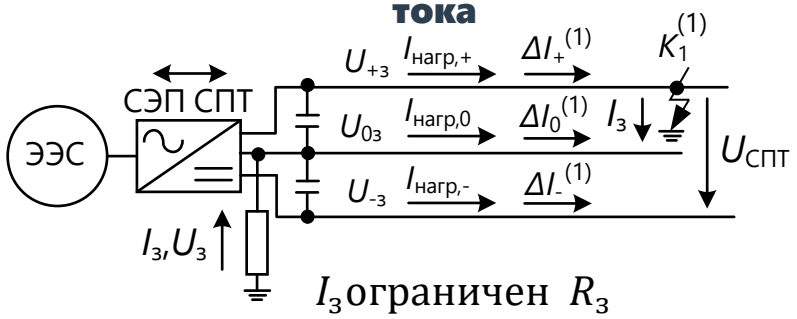


Рис. 12в. Резистивное высокоомное заземление шины постоянного тока

Величина	Режим заземления нейтрали		
	Изолированная	Глухозаземленная	Высокоомное
$U_{+з}$	$\to 0$	$\to 0$	$\to 0$
$U_{0з}$	$-U_{СПТ}/2$	$\to 0$	$-R_з I_з \approx -U_{СПТ}/2$
$U_{-з}$	$-U_{СПТ}$	$-U_{СПТ}/2$	$-(R_з I_з + U_{СПТ}/2) \approx -U_{СПТ}$
$\Delta I^{(1)}_+$	≈ 0	$I_з$	$I_з$
$\Delta I^{(1)}_0$	≈ 0	≈ 0	≈ 0
$\Delta I^{(1)}_-$	≈ 0	≈ 0	≈ 0
$I_{нагр,+}$	const	$\to 0$	const
$I_{нагр,0}$	const	$-I_{нагр,-}$	const
$I_{нагр,-}$	const	const	const

Для повышения надёжности электроснабжения рекомендуется высокоомное заземление средней точки. Оно ограничивает ток первого замыкания и обеспечивает его выявление, а при селективном отключении повреждённого участка позволяет сохранить питание от исправного полюса. Изоляция оборудования должна выдерживать напряжение до $U_{СПТ}$ относительно земли.

Защита микросети при высокоомном заземлении

Межполюсное КЗ требует быстрого отключения. Специфической задачей защиты биполярной СПТ является обнаружение первого замыкания полюса на землю. При высокоомном заземлении возникают напряжение $U_з$ на резисторе $R_з$ и ток $I_з$. По их величине определяется наличие замыкания, а по знаку $U_з$ — повреждённый полюс.

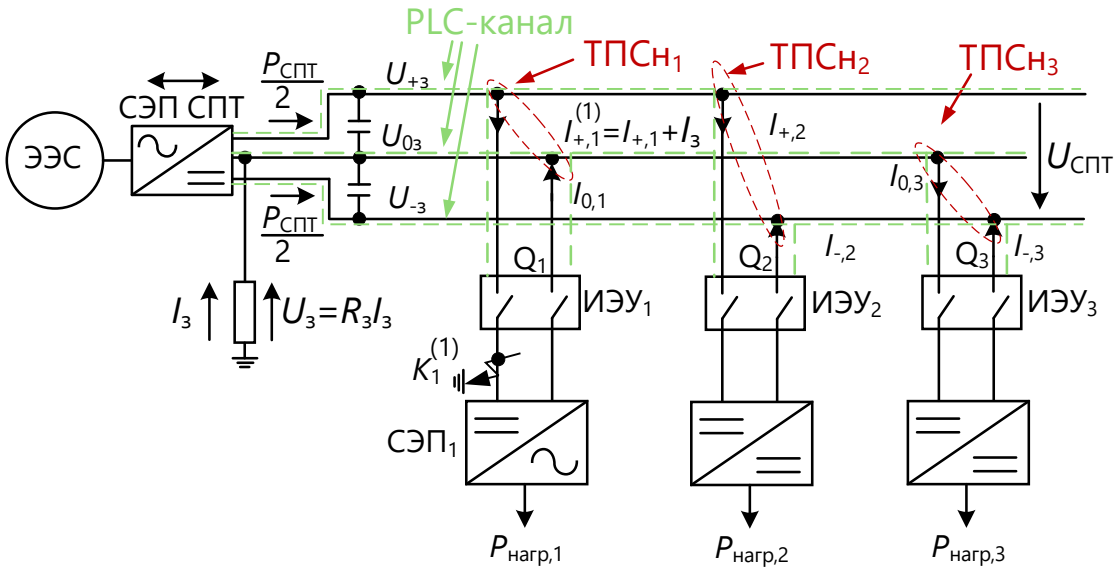


Рис. 13. Замыкание одного полюса на землю в микросети постоянного тока

Состояние	Действие
Нормальный режим	$F_з$=0: предупредительный сигнал отсутствует
Первое замыкание	$F_з$=1, определяется поврежденный проводник
Передача информации	Сигнал по PLC поступает в систему сигнализации и локальным ИЭУ
Работа сети	Электроснабжение сохраняется в течение допустимого времени
Устранение повреждения	Персонал организует локализацию отпайки и ремонт

Примечание: Потеря PLC не блокирует обнаружение замыкания — устройство контроля сохраняет местную сигнализацию.

Условие обнаружения первого замыкания:

$$F_з = \left[|U_з| > U_{з,уст} \vee |I_з| > I_{з,уст}\right] \wedge (t > t_{уст}),$$

где: $U_{з,уст}$, $I_{з,уст}$ — уставки напряжения и тока обнаружения первого замыкания на землю в СПТ; $t_{уст}$ — выдержка времени.

Высокоомное заземление переводит первое замыкание в контролируемое аварийное состояние. Микросеть продолжает работу, а сигнал о повреждении передаётся по PLC. Замыкание необходимо локализовать и устранить до возникновения второго замыкания на землю.

Структура гибридной микросети переменного и постоянного тока

Гибридная микросеть объединяет подсистемы переменного и постоянного тока через двунаправленный связующий СЭП. Источники, накопители и нагрузки подключаются к подсистеме соответствующего рода тока. Связующий СЭП обеспечивает обмен активной мощностью между подсистемами переменного и постоянного тока.

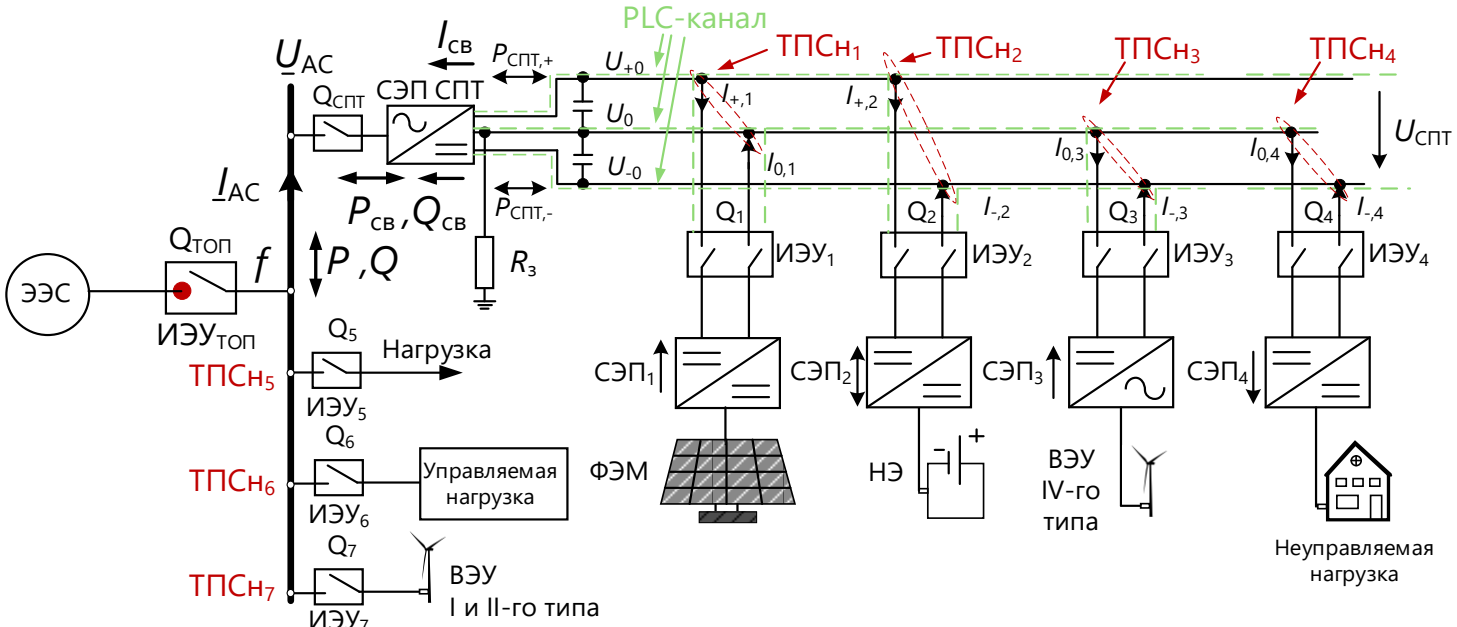


Рис. 14. Структура гибридной микросети

При отключении единственного связующего СЭП подсистемы электрически разделяются. Возможность их дальнейшей работы определяется наличием собственных источников, формирующих напряжение, и балансом мощности.

Баланс мощности между СПТ и системой перемнного тока:

$$P_{\text{св}} = \sum P_{\text{ист,СПТ}} - \sum P_{\text{нагр,СПТ}} - \sum P_{\text{пот,СПТ}}.$$

Связующий СЭП передаёт небаланс активной мощности между подсистемами переменного и постоянного тока.

$P_{\text{св}} > 0$: СПТ → подсистема переменного тока;

$P_{\text{св}} < 0$: подсистема переменного тока → СПТ.

Связующий СЭП регулирует реактивную мощность $Q_{\text{св}}$ на стороне переменного тока в пределах своей полной мощности.

$$P_{\text{св}}^2 + Q_{\text{св}}^2 \le S_{\text{св}}^2.$$

Гибридная микросеть позволяет подключать оборудование к подсистеме соответствующего рода тока. Связующий СЭП передаёт небаланс активной мощности между подсистемами и регулирует реактивную мощность на стороне переменного тока. Возможности взаимной поддержки ограничены допустимой полной мощностью связующего СЭП.

Управление и защита гибридной микросети

Связующий СЭП образует управляемую границу между подсистемами переменного и постоянного тока. Он регулирует обмен мощностью и ограничивает передачу аварийного тока между подсистемами. Быстродействующие функции управления и защиты выполняются локальными контроллерами СЭП и ИЭУ без обязательного использования PLC.

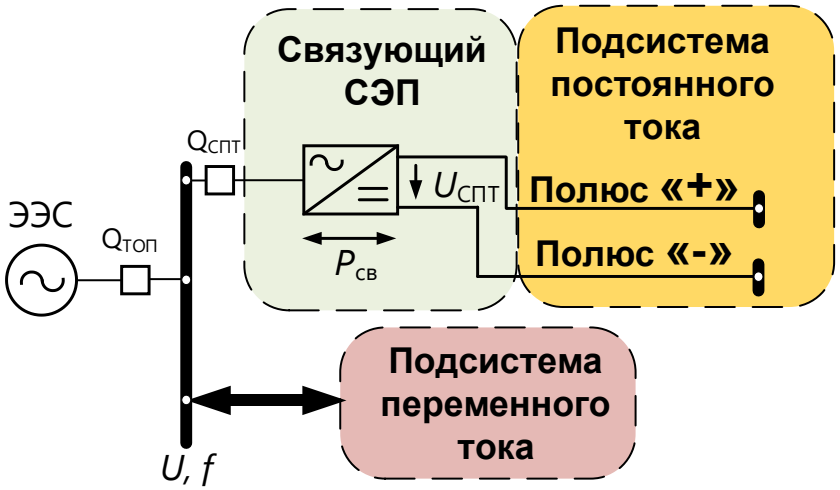


Рис. 15. Упрощенная структура гибридной микросети

Возмущение	Действие автоматики
Отделение от ЭЭС	$Q_{ТОП}$ отключается. Назначенный формирующий СЭП поддерживает U и f подсистемы переменного тока
Небаланс мощности	Связующий СПТ изменяет $P_{св}$, а СНЭЭ поддерживает $U_{СПТ}$ в пределах располагаемой мощности
КЗ в подсистеме переменного тока	Локальные ИЭУ отключают поврежденное присоединение. Связующий СЭП ограничивает аварийный ток
Первое замыкание полюса на землю	Формируется $F_з$, информация по PLC передаётся локальным ИЭУ и оперативному персоналу. Подсистема постоянного тока может продолжать работу в течение допустимого времени.
Межполюсное или второе замыкание на землю	Поврежденный участок отключается, связующий СЭП ограничивает или блокирует подпитку повреждения
Отключение связующего СЭП	Подсистемы электрически разделяются и могут продолжить работу при наличии собственных формирующих источников и баланса мощности.

Защита гибридной микросети строится по зональному принципу. Повреждение локализуется в соответствующей подсистеме, а связующий СЭП ограничивает передачу аварийного тока через границу переменного и постоянного тока. PLC обеспечивает информационную координацию, но не входит в быстродействующий контур защиты.

Сравнение принципов построения микросетей

Микросети переменного и постоянного тока, а также гибридные микросети различаются регулируемыми параметрами и характером аварийных процессов. Общими требованиями являются поддержание баланса мощности, локальное выполнение быстродействующих функций и селективное отключение повреждений.

Особенность	Тип микросети		
	Переменного тока	Постоянного тока	Гибридная
Структура	Общая шина переменного тока	Униполярная или биполярная СПТ	Подсистемы переменного и постоянного тока, связанные СЭП
Регулируемые параметры	U, f, P, Q	$U_{СПТ}$, $P_{СПТ}$, напряжения полюсов	Параметры обеих подсистем, $P_{св}$ и $Q_{св}$
Особенности защиты	Ток КЗ зависит от режима сети и ограничения тока СЭП	Защита зависит от типа заземления и вида повреждения	Зональная защита и ограничения подпитки через связующий СЭП
Основная проблема	**Устойчивость СЭП и чувствительность токовых защит**	**Коммутация постоянного тока и локализация замыканий**	**Ограниченная мощность и риск отказа единственного связующего СЭП**

Локальные контроллеры СЭП и ИЭУ выполняют быстродействующее управление и защиту по местным измерениям. PLC передаёт режимные, координирующие и аварийные сигналы.

При дальнейшем росте количества и установленной мощности РЭР их масштабную интеграцию в существующие распределительные сети НН технически целесообразно осуществлять на основе гибридной микросети переменного и постоянного тока. Такая архитектура сохраняет существующую инфраструктуру переменного тока и создаёт подсистему постоянного тока для подключения РИЭ.

Выводы по главе 1

1. Анализ функционирования распределительных сетей низкого напряжения показал, что интеграция инверторных РЭР приводит к появлению двунаправленных потоков мощности и ограничению токов КЗ на уровне (1,2–2,0)$I_{ном}$, вследствие чего традиционные токовые защиты с фиксированными уставками теряют чувствительность и селективность.
2. Установлено, что в условиях ограниченной информационно-коммуникационной инфраструктуры отечественных сетей 0,4 кВ наиболее рациональной является децентрализованная архитектура САУ и РЗА, в которой локальные защиты в ТОП и ТПСн действуют автономно по местным измерениям, а PLC-каналы используются только для координации режимных переходов.
3. Обосновано применение показателя отношения короткого замыкания при множественном подключении ВИЭ (ОКЗ-МПВ) для поузловой оценки запаса статической устойчивости по напряжению с учётом взаимного влияния и электрической удалённости преобразователей, а также сформулированы требования к резерву мощности формирующих СЭП в островном режиме.
4. Моделированием доказано, что при близких и удалённых КЗ локальные оценки частоты и скорости её изменения (f и df/dt), формируемые блоками ФАПЧ, существенно зависят от точки измерения и настроек регуляторов, поэтому не могут использоваться для выявления островного режима без учёта состояния аппарата в ТОП.
5. Показано, что при росте доли и мощности РЭР наиболее эффективным направлением развития существующих сетей 0,4 кВ является создание гибридных переменно-постоянных микросетей с зональным разделением функций защиты по роду тока и управлением перетоками мощности через связующий преобразователь.

Варианты подключения гибридной микросети к сети среднего напряжения

Традиционный низкочастотный трансформатор (ТНЧ), применяемый в распределительных сетях, допускает двунаправленную передачу энергии, однако величина обратного потока мощности ограничивается условиями регулирования напряжения, загрузкой оборудования и настройками защиты. Поэтому гибридная микросеть низкого напряжения может подключаться к сети среднего напряжения через гибридный распределительный трансформатор (ГРТ) или твердотельный трансформатор (ТТТ). Варианты различаются долей мощности, проходящей через СЭП, составом функций.

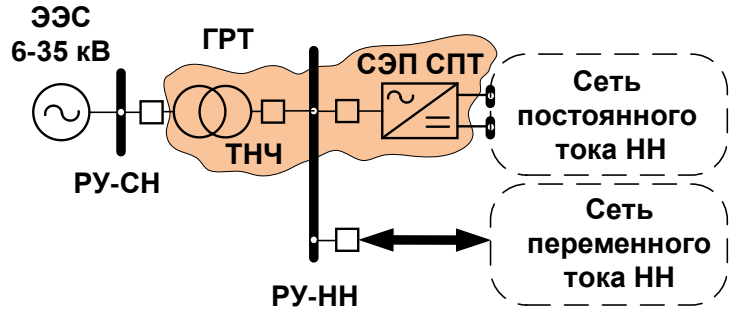


Рис. 16а. Подключение гибридной микросети с СН на основе ГРТ

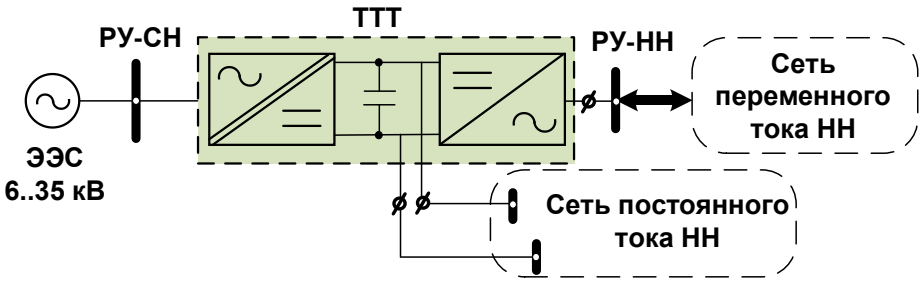


Рис. 16б. Подключение гибридной микросети с СН на основе ТТТ

Параметр	ГРТ	ТТТ
Существующий ТНЧ	Сохраняется	Заменяется
Установленная мощность СЭП	Часть мощности ТНЧ	Полная мощность
Формирование СПТ	Отдельным СЭП	В составе ТТТ
Управляемость потоков	Частичная	Полная в пределах мощности ТТТ
Область применения	Реконструкция существующей сети	Новое строительство и массовая интеграция РЭР

ГРТ позволяет сформировать гибридную микросеть с сохранением существующего ТНЧ и преобразованием части мощности. ТТТ обеспечивает управляемый двунаправленный обмен мощностью и формирование шин переменного и постоянного тока, но его СЭП рассчитываются на полную передаваемую мощность.

Критерии выбора ТНЧ, ГРТ и ТТТ

Выбор способа подключения микросети к сети среднего напряжения определяется допустимым обратным потоком мощности (ОПМ) через ТНЧ, его категорией и остаточным сроком службы.

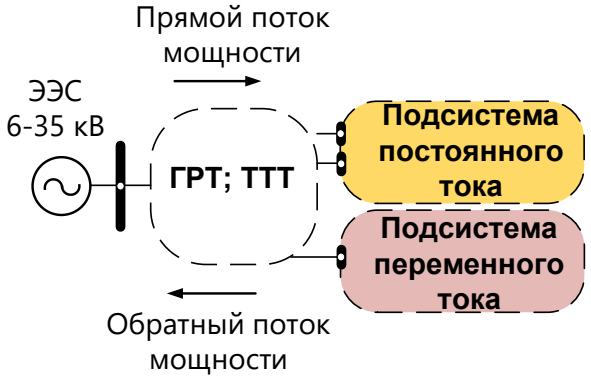


Рис. 17. Направления перетоков мощности между ЭЭС и гибридной микросетью

$$k_{\text{ОПМ,рас}} = \frac{\sum P_{\text{расч.РЭР}} - \sum P_{\text{расч.нагр.мин}}}{S_{\text{ном.ТНЧ}}},$$

где: $P_{\text{расч.РЭР}}$ – максимальная расчетная мощность РЭР; $P_{\text{расч.нагр.мин}}$ – минимальная нагрузка в микросети при максимальной выработки РЭР ($0{,}2P_{\text{расч.нагр}}$).

Категория ТНЧ		$k_{\text{ОПМ.длит.}}$, о.е.	$k_{\text{ОПМ.крат.}}$, о.е.	Обоснование
Обратимый новый	масляный	0,8	1,0	Возможность работы в течение нормативного срока службы
	сухой	0,8	0,9	Учитывает меньшую тепловую инерцию сухой изоляции
Обратимый с остаточным сроком службы (более 15 лет)		0,5	0,65	Учитывает естественное старение изоляции и ухудшение технического состояния системы охлаждения
Обратимый, отработавший срок службы (более 25 лет)		0,3	0,4	Значительное снижение электрической и тепловой нагрузки из-за предельного износа активной части
Необратимый		0,0	0,2	Недопустимость эксплуатации в непроектном режиме

Для выбора рационального решения с учетом снижения $k_{\text{ОПМ.длит}}$ в процессе эксплуатации ТНЧ вводится коэффициент максимального допустимого ОПМ – $k_{\text{ОПМ.макс}}$. Для наихудшего режима обратного потока мощности при отсутствии нагрузки в микросети ($\sum P_{\text{расч.РЭР.мин}}=0$) равен $k_{\text{РЭР}}$:

$$k_{\text{ОПМ,макс}} = \frac{\sum P_{\text{расч.РЭР}}}{S_{\text{ном.ТНЧ}}} = k_{\text{РЭР}},$$

Категория ТНЧ	$k_{\text{РЭР}}$, о.е.	Рекомендации
Обратимый новый (масляный, сухой)	≤ 0,8	Надежная работа с имеющимся ТНЧ
	от 0,8 до 1,1	Переход на ГРТ
	> 1,1	Замена на ТТТ
Обратимый с остаточным ресурсом более 15 лет	≤ 0,3	Возможность использования при наличии системы диагностического мониторинга
	от 0,3 до 0,6	Переход на ГРТ
	> 0,6	Замена на ТТТ
Обратимый с отработанным ресурсом более 25 лет	≤ 0,3	Переход на ГРТ
	> 0,3	Замена на ТТТ
Необратимый	< 0,2	Замена на обратимый ТНЧ

ТНЧ сохраняется при допустимом обратном потоке мощности. ГРТ применяется при умеренном $k_{\text{РЭР}}$, а ТТТ — при превышении возможностей существующего ТНЧ.

Выбор архитектуры микросети по роду тока

Целесообразность применения системы постоянного тока зависит от доли *DC*-нагрузок, РЭР на основе ВИЭ и СНЭЭ. При доле *DC*-нагрузок менее 20% от всей нагрузки переход на постоянный ток технико-экономически неэффективно. Положительные эффект (до 15%) появляется при доле *DC*-нагрузок выше 30%[1]. Доля РЭР на основе ВИЭ более 25% общего потребления микросети является обязательным условием получения экономии до 25%. Наличие СНЭЭ мощностью более 15% от пиковой нагрузки повышает экономичность на 14-25% и улучшает автономность микросети[2].

Для выбора архитектуры микросети вводится коэффициент электроустановок постоянного тока $k_{ЭПТ}$:

$$k_{ЭПТ} = \frac{P_{расч.нагр.DC} + P_{расч.РЭР}}{P_{расч.нагр.DC} + P_{расч.РЭР} + P_{расч.нагр.AC}},$$

где: $P_{расч.нагр.DC}$ – суммарная расчетная нагрузка потребителей постоянного тока; $P_{расч.РЭР}$ – суммарная расчетная мощность РЭР, использующих постоянный ток (ФЭМ, ВЭУ IV-го типа, СНЭЭ и др.); $P_{расч.нагр.AC}$ – суммарная расчетная нагрузка потребителей переменного тока.

Рекомендации при выборе архитектуры микросети на основе $k_{ЭПТ}$:

- **$k_{ЭПТ} < 0,2$ – микросетm переменного тока;**
- **$0,2 \leq k_{ЭПТ} \leq 0,4$ – микросетm переменного-постоянного тока (гибридная микросеть);**
- **$k_{ЭПТ} > 0,4$ – микросетm постоянного тока либо гибридная микросеть при сохранении существующей сети переменного тока.**

1. Glasgo B., Azevedo I.L., Hendrickson C. How much electricity can we save by using direct current circuits in homes? // Applied Energy. – 2016. – Vol. 180. – Pp. 66-75.

2. Charalambous C., Polycarpou A., Efthymiou V., Georghiou G.E. A Techno economical evaluation of a hybrid AC/DC microgrid // Proc. of 2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe). – 2020. – Pp. 1-6.

Обоснование номинального напряжения СПТ

Напряжение СПТ выбирается с учётом формирования напряжения 400 В переменного тока, потерь в СЭП и требований нормативных документов.
Минимальное входное напряжение инвертора ($U_{вх}$) при работе в сети 0,4 кВ ($U_{дейст}$=400 В):

$$U_{вх} \geq U_{амп} = U_{дейст}\sqrt{2} = 400 \cdot \sqrt{2} \approx 566 \text{ В}.$$

С учётом падений напряжения на ключах и запаса по углу коммутации:

$$600 \text{ В} \leq U_{СПТ} \leq 800 \text{ В}.$$

Обоснование выбора:

- отечественное стандартизированное значение (для тяговых систем электротранспорта)[1]: 750 В;
- диапазон LVD 2014/35/EU[2]: 75–1500 В постоянного тока;
- NEN NPR 9090[3] предусматривает: уровни 350, 700 и 1400 В;
- Стандарт EMerge Alliance[4] предусматривает уровни напряжения 350 и 700 В для биполярной СПТ.

Для СПТ микросети принимается номинальное напряжение $U_{СПТ}$=750 В, обеспечивающее непосредственное формирование сети 400 В без дополнительной повышающей ступени.

1. ГОСТ 29322-2014 (IEC 60038:2009). Напряжения стандартные. – М.: Стандартинформ, 2015. – IV. – 9 с.

2. Directive 2014/35/EU of the European Parliament and of the Council of 26 February 2014 on the harmonisation of the laws of the Member States relating to the making available on the market of electrical equipment designed for use within certain voltage limits (LVD) // Official Journal of the European Union. – 2014. – L 96/357.

3. NEN NPR 9090:2023 nl. Praktijkrichtlijn – Laagspanningsinstallaties – Gelijkstroominstallaties. – 2023.

4. EMerge Alliance Data/Telecom Center Standard. DC & Hybrid AC/DC Microgrid Standard for Commercial Buildings (DC Power Distribution). – Ver. 2.0. – 2024.

Влияние способа формирования СПТ на общий КПД

Общий КПД СПТ учитывает потери в трансформаторе, СЭП СПТ, системе управления и балансировке полюсов. ТТТ непосредственно формирует напряжение постоянного тока и исключает отдельный каскад «ТНЧ — СЭП СПТ».

Способ формирования СПТ	УСПТ 750 В	БСПТ ±375 В
Традиционный: ТНЧ+СЭП СПТ или ГРТ	0,959	0,942
ТТТ	0,970	0,962
Повышение КПД при применении ТТТ	1.1 п.п.	2,0 п.п.

$$\Delta\eta_{\text{УСПТ–БСПТ}} = \begin{cases} 1{,}7 \text{ п.п., ТНЧ и СЭП СПТ (ГРТ);} \\ 0{,}8 \text{ п.п., ТТТ.} \end{cases}$$

1. Максимальный расчетный КПД имеет УСПТ на основе ТТТ: 0,970.
2. Для БСПТ применение ТТТ повышает КПД до 0,962.
3. ТТТ сокращает разницу между УСПТ и БСПТ более чем в два раза.

Применение ТТТ повышает КПД обеих архитектур СПТ: на 1,1 п.п. для УСПТ и на 2,0 п.п. для БСПТ. При этом снижение разницы в КПД до 0,8 п.п. повышает конкурентоспособность БСПТ с учётом её эксплуатационных преимуществ.

Алгоритм выбора конфигурации микросети

Методика предусматривает последовательную оценку существующей электросетевой инфраструктуры, состава РЭР и нагрузок, после чего выбираются способ подключения к сети среднего напряжения, род тока и архитектура СПТ.

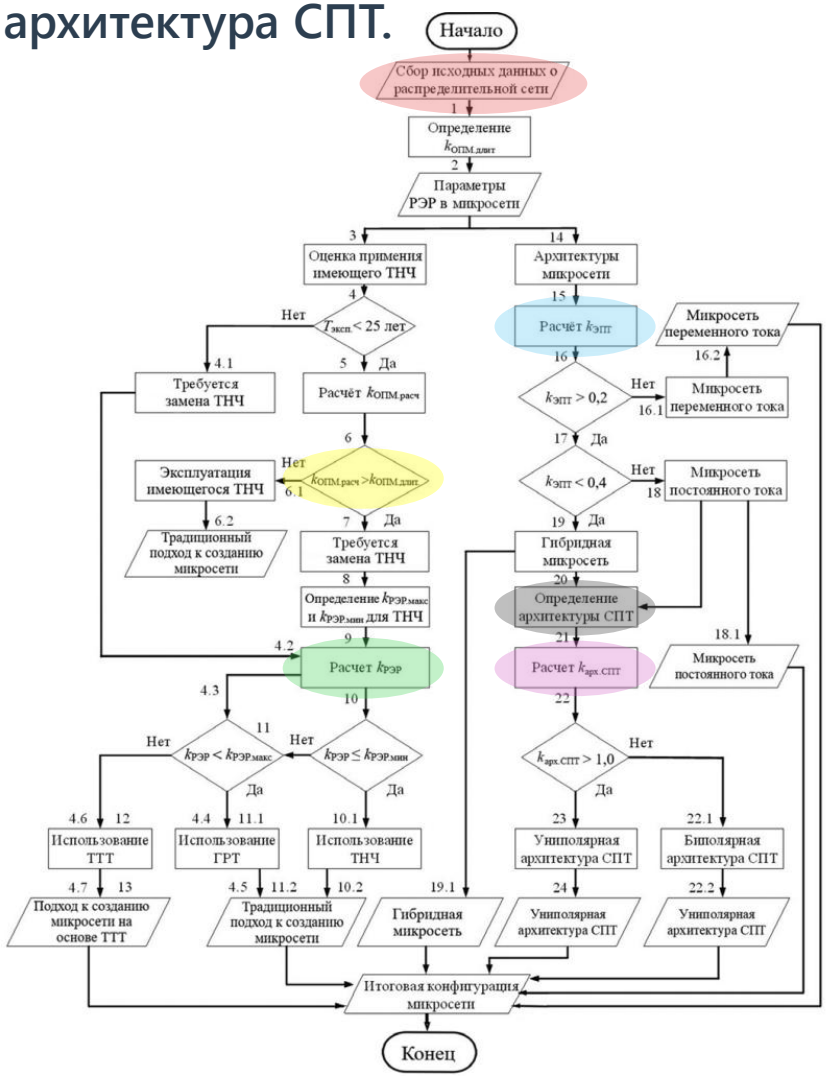


Рис. 18. Блок-схема алгоритма выбора рациональной конфигурации микросети

1 — **Сбор исходных данных о ТНЧ, нагрузках, РЭР и линиях низкого напряжения.**

6 — **Расчёт $k_{ОПМ.расч}$ и оценка необходимости замены ТНЧ.**

9 — **Расчёт $k_{РЭР}$ и выбор ТНЧ, ГРТ или ТТТ.**

15 — **Расчёт $k_{ЭПТ}$ и выбор микросети переменного, постоянного или гибридного тока.**

20 — **Определение архитектуры СПТ и расчёт параметров проводников по допустимой потере напряжения.**

21 — **Расчёт $k_{арх.СПТ}$ и сравнение потерь УСПТ и БСПТ.**

Методика связывает характеристики существующей сети с перспективным составом РЭР и нагрузок и позволяет обоснованно выбрать тип микросети, способ её подключения к сети среднего напряжения и архитектуру СПТ.

Формирование расчётной модели коммунально-бытовой сети

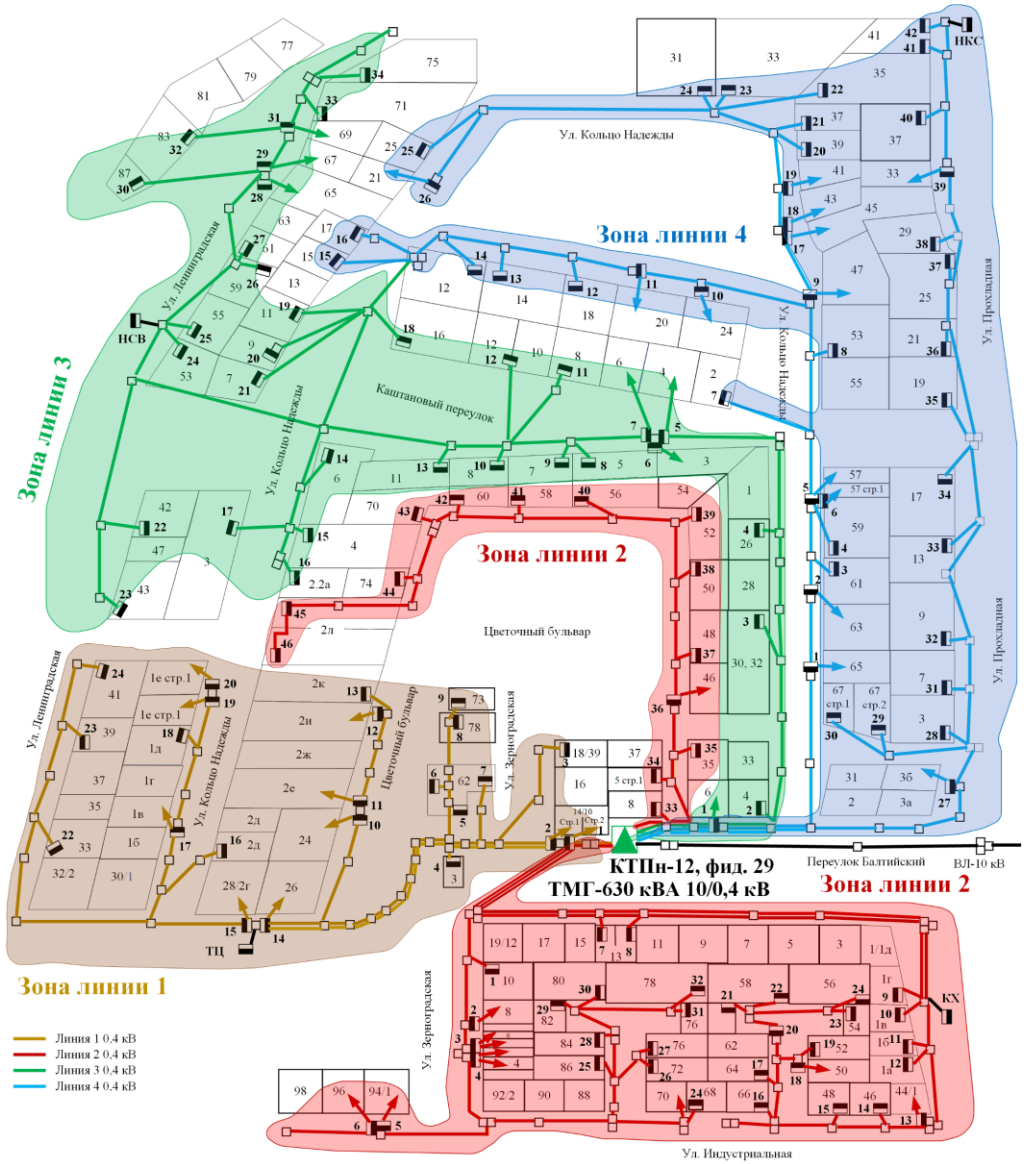


Рис. 19. Распределительная сеть 0,4 кВ квартала В-25 г. Волгодонска

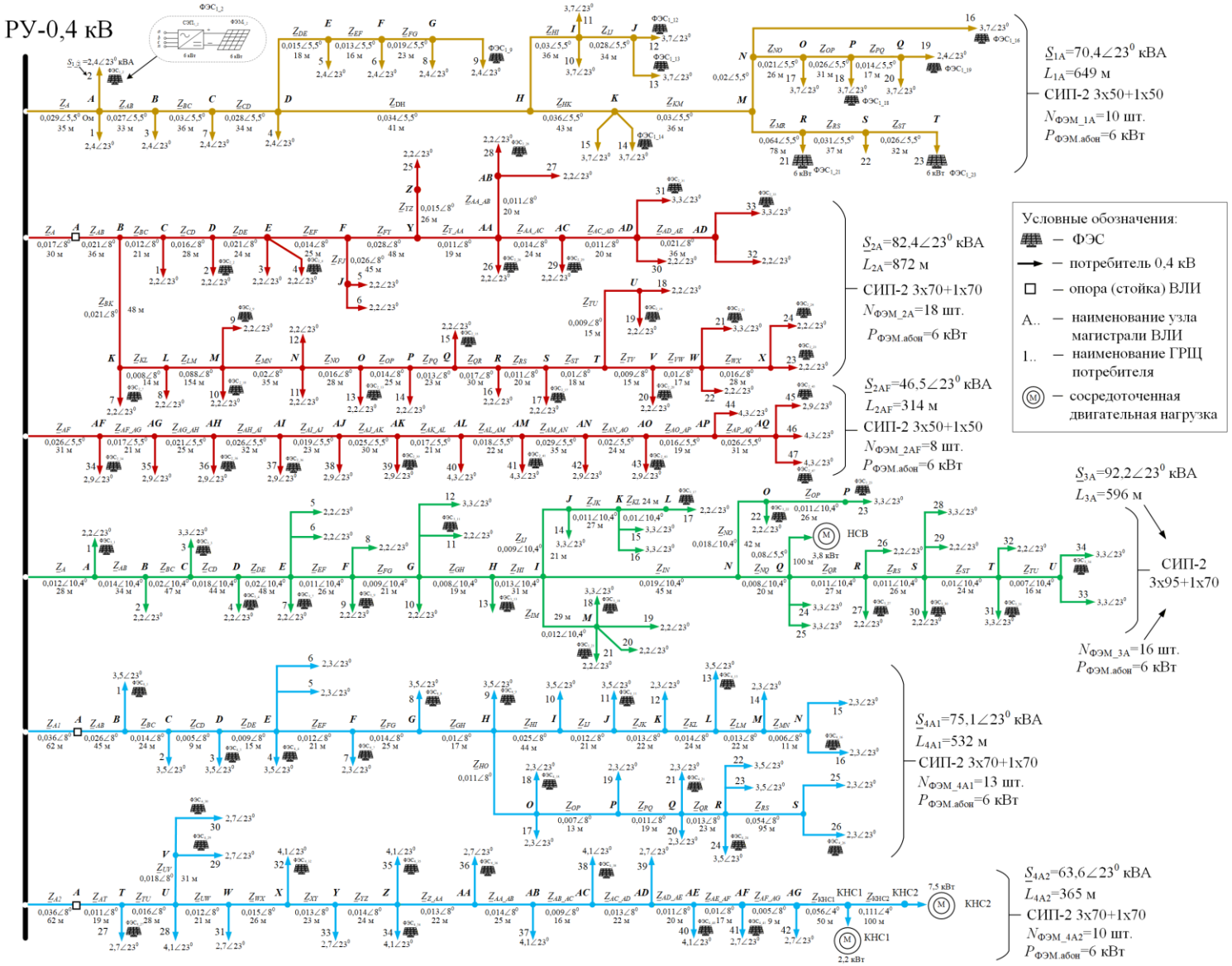


Рис. 20. Расчётная электрическая схема коммунально-бытовой сети квартала В-25

Оценка обратного потока мощности через ТНЧ

К выбранной коммунально-бытовой микросети применена методика, представленная на слайде 36. Исходные параметры распределительной сети приняты по расчётной модели на слайде 37, состав подключаемых нагрузок и границы микросети — по слайду 37.

Параметры ТНЧ: обратимый; номинальная мощность $S_{\text{ТНЧ.ном}}$=630 кВА; срок эксплуатации более 15 лет, но менее 25 лет; тип охлаждения масляное.

РЭР постоянного тока: ФЭМ с установленной мощностью $P_{\text{ФЭМ}}$=6 кВт в количестве $N_{\text{ФЭМ}}$=75 шт. на всю коммунально-бытовую микросеть.

Электропотребление переменного тока: коммунально-бытовые потребители с суммарной нагрузкой $S_{\text{нагр.}AC}$=430 кВА и коэффициенте мощности нагрузки равном $\cos\varphi_{\text{нагр}}$=0,92. Минимальное электропотребление составляет $0{,}2P_{\text{расч}}$.

Максимальный обратный поток мощности: $P_{\text{ОПМ}} = N_{\text{ФЭМ}} \cdot P_{\text{ФЭМ}} - 0{,}2P_{\text{расч}} = N_{\text{ФЭМ}} \cdot P_{\text{ФЭМ}} - 0{,}2S_{\text{нагр.}AC} \cdot \cos\varphi_{\text{нагр}} =$

$$= 75 \cdot 6 - 0{,}2 \cdot 430 \cdot 0{,}92 \approx 371 \text{ кВт}.$$

Расчетный коэффициент обратного потока мощности: $k_{\text{ОПМ.расч}} = \frac{P_{\text{ОПМ}}}{S_{\text{ТНЧ.ном}}} = \frac{371}{630} \approx 0{,}59.$

Для обратимого ТНЧ со сроком эксплуатации от 15 до 25 лет: $k_{\text{ОПМ.длит}} = 0{,}50.$

Условие дальнейшей эксплуатации ТНЧ не выполняется: $k_{\text{ОПМ.расч}} = 0{,}59 > k_{\text{ОПМ.длит}} = 0{,}50.$

Коэффициент РЭР: $k_{\text{РЭР}} = \frac{N_{\text{ФЭМ}} \cdot P_{\text{ФЭМ}}}{S_{\text{ТНЧ.ном}}} = \frac{75 \cdot 6}{630} \approx 0{,}71 > 0{,}60$ ⟹ **требуется замена ТНЧ на ТТТ.**

При максимальной выработке ФЭМ расчётный ОПМ превышает допустимый для ТМГ-630 уровень $k_{\text{ОПМ.длит}}$=0,50. Значение $k_{\text{РЭР}}$=0,71 выходит за область применения ГРТ, поэтому для связи микросети с сетью 10 кВ принимается ТТТ мощностью 630 кВА.

Выбор рода тока микросети

После выбора ТТТ оценивается целесообразность создания СПТ. В рассматриваемой сети ФЭМ вырабатывают электроэнергию на постоянном токе, а существующая инфраструктура и коммунально-бытовые нагрузки работают на переменном токе.

Коэффициент электроустановок постоянного ток:

$$k_{\text{ЭПТ}} = \frac{\sum P_{\text{нагр}.DC} + \sum P_{\text{РЭР}}}{\sum P_{\text{нагр}.DC} + \sum P_{\text{РЭР}} + \sum P_{\text{нагр}.AC}} = \frac{\sum P_{\text{нагр}.DC} + \sum P_{\text{РЭР}}}{\sum P_{\text{нагр}.DC} + \sum P_{\text{РЭР}} + S_{\text{нагр}.AC} \cdot \cos\varphi_{\text{нагр}}}.$$

Для рассматриваемой сети: $\sum P_{\text{нагр}.DC} = 0,\ \sum P_{\text{РЭР}} = N_{\text{ФЭМ}} \cdot P_{\text{ФЭМ}} = 75 \cdot 6 = 450$ кВт.

$$k_{\text{ЭПТ}} = \frac{0 + 450}{0 + 450 + 430 \cdot 0{,}92} \approx 0{,}53 > 0{,}40. \Rightarrow$$ **целесообразно применение СПТ**

Полностью переходить на постоянный ток нецелесообразно, поскольку сохраняются развитая сеть 0,4 кВ и существующие нагрузки переменного тока, поэтому принимаем переменно-постоянную (гибридную) архитектуру микросети. Линии постоянного тока прокладываются параллельно существующим магистралям 0,4 кВ. Точки установки ФЭМ принимаются точками их подключения к СПТ, поэтому длины фидеров постоянного тока соответствуют длинам существующих магистралей:

Фидер СПТ	1А	2А	2AF	3А	4А1	4А2
$L_{\text{СПТ}}$, м	649	872	314	596	532	365

При $k_{\text{ЭПТ}} \approx 0{,}53$ создание СПТ обосновано, а сохранение существующей сети и нагрузок переменного тока определяет выбор гибридной микросети. Линии СПТ прокладываются параллельно действующим магистралям 0,4 кВ и используются для подключения ФЭМ.

КПД гибридной микросети на основе ТТТ

Итоговый КПД каждого фидера определяется с учётом потерь в СПТ и способа подключения микросети к сети среднего напряжения.

Расчётные зависимости: $\eta_{\text{арх},i} = 1 - \frac{\Delta P_{\text{арх},i}}{P_{\text{СПТ},i}}$; $\eta_{\text{микросети},i} = \eta_{\text{арх},i} \cdot \eta_{\text{подкл}}$, где: $\eta_{\text{подкл}}$

- 0,959 — традиционная УСПТ,
- 0,942 — традиционная БСПТ,
- 0,970 — УСПТ на основе ТТТ,
- 0,962 — БСПТ на основе ТТТ.

Для фидера 1А: $\eta_{\text{арх,БСПТ},1A} = 1 - \frac{5{,}00}{60} = 0{,}917$; $\eta_{\text{микросети},1A} = 0{,}917 \cdot 0{,}962 = 0{,}882$.

Фидер СПТ	$\eta_{\text{арх.УСПТ}}$	$\eta_{\text{арх.БСПТ}}$	Традиционная		На основе ТТТ	
			УСПТ	БСПТ	УСПТ	БСПТ
1А	0,898	0,917	0,861	0,864	0,871	**0,882**
2А	0,902	0,921	0,865	0,868	0,875	**0,886**
2AF	0,899	0,918	0,862	0,865	0,872	**0,883**
3А	0,906	0,926	0,869	0,872	0,879	**0,890**
4А1	0,905	0,925	0,868	0,871	0,878	**0,890**
4А2	0,902	0,921	0,865	0,867	0,875	**0,886**

Максимальный КПД всех фидеров обеспечивает гибридная микросеть на основе ТТТ с биполярной СПТ ±375 В. Итоговый КПД составляет 0,882–0,890 , что подтверждает принятое техническое решение.

Итоговая конфигурация гибридной микросети

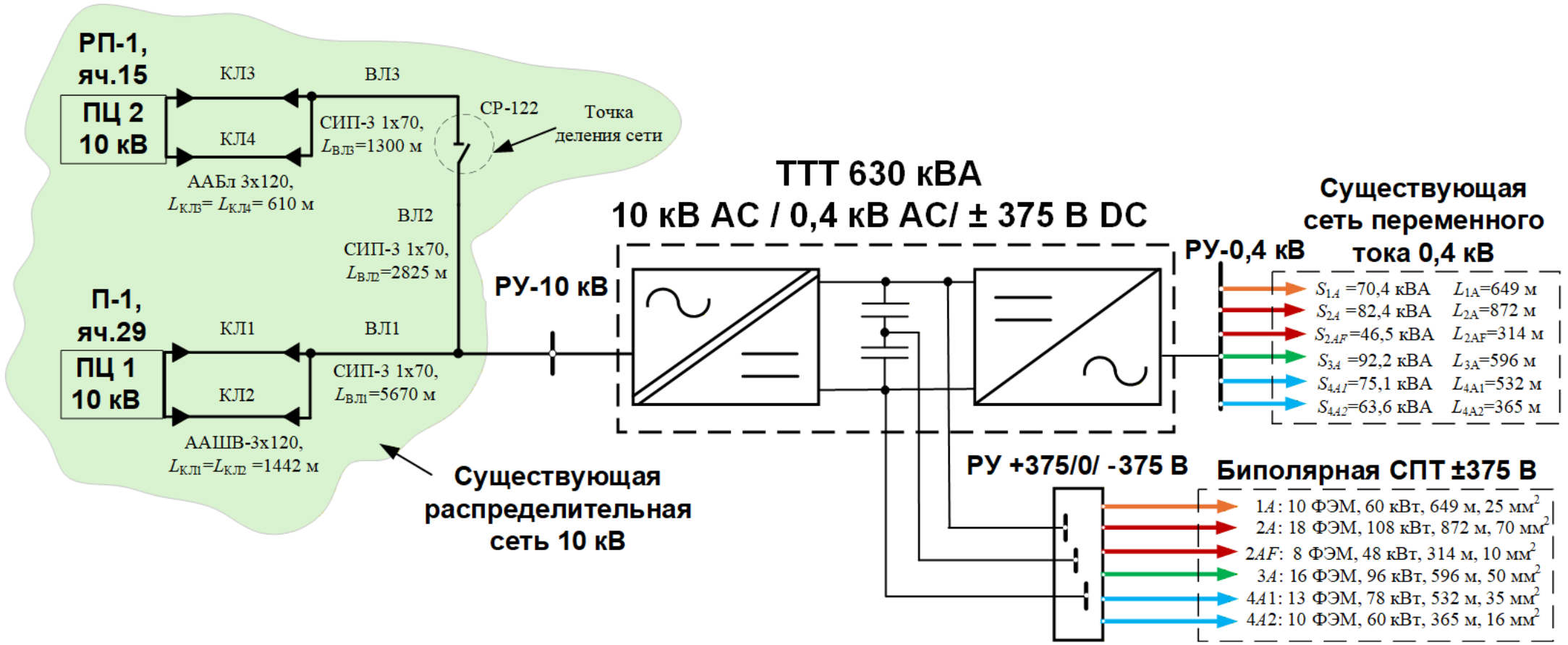


Рис. 21. Итоговая конфигурация гибридной микросети квартала В-25 г. Волгодонска на основе ТТТ мощностью 630 кВА

Применение разработанной методики обосновало создание гибридной микросети на основе ТТТ мощностью 630 кВА. Существующая сеть 0,4 кВ сохраняется для питания коммунально-бытовых потребителей, а ФЭМ общей мощностью 450 кВт подключаются к параллельно проложенной биполярной СПТ +375/0/-375 В.

Выбор топологий силовых модулей ТТТ

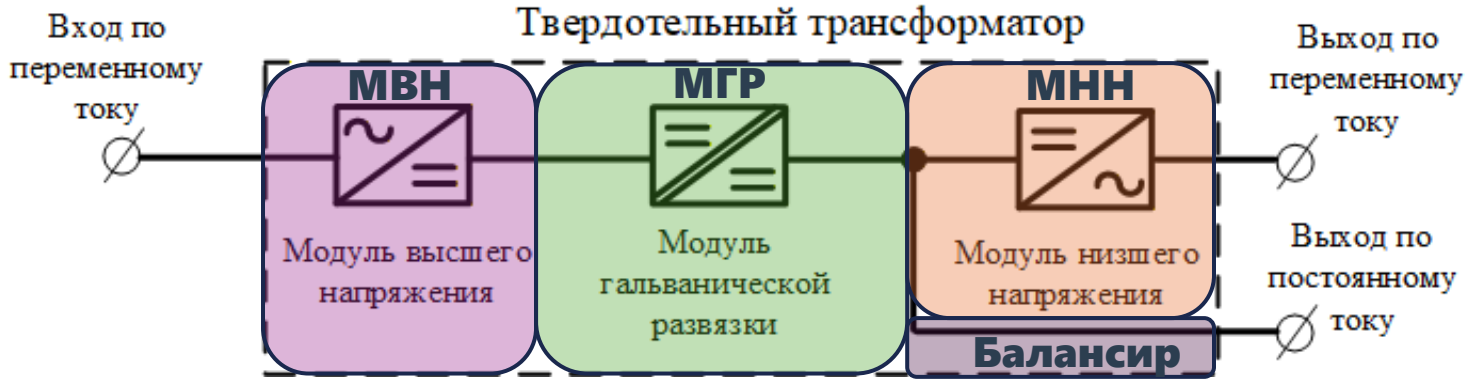


Рис. 22а. Архитектура многокаскадного ТТТ на основе разделения по уровням высшего и низшего напряжения

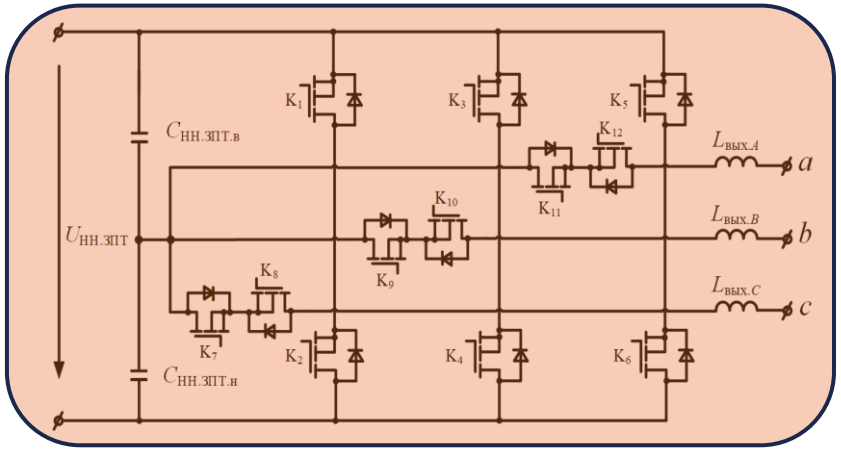


Рис. 22б. МНН: Структура 3L-TNPC

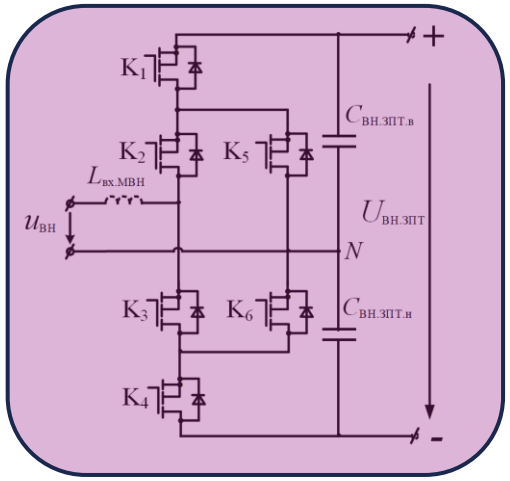


Рис. 22в. МВН: Структура 3L-ANPC

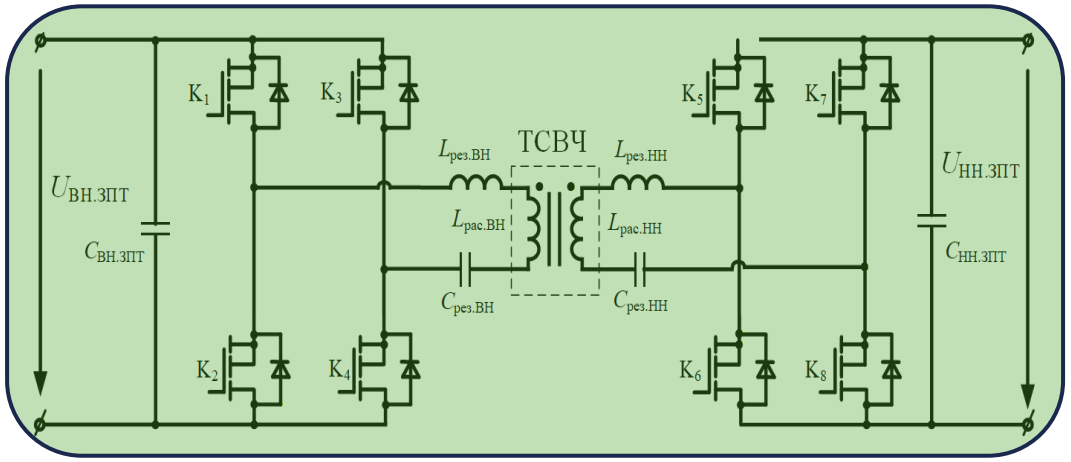


Рис. 22г. МГР: Резонансный двойной активный мост (ДАМ)

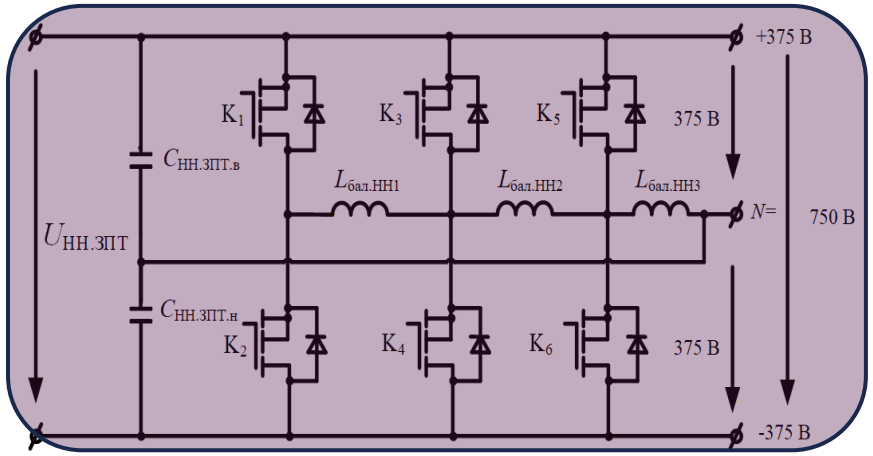


Рис. 22д. Активный балансир: Структура 2L

Для МВН принята топология 3L-ANPC, обеспечивающая равномерное распределение потерь при напряжении выше 1 кВ. Для МНН выбрана топология 3L-TNPC с меньшими статическими потерями. МГР выполнен на основе резонансного ДАМ, а биполярную СПТ формирует трёхканальный активный балансир.

Структура ТТТ мощностью 630 кВА для гибридной микросети

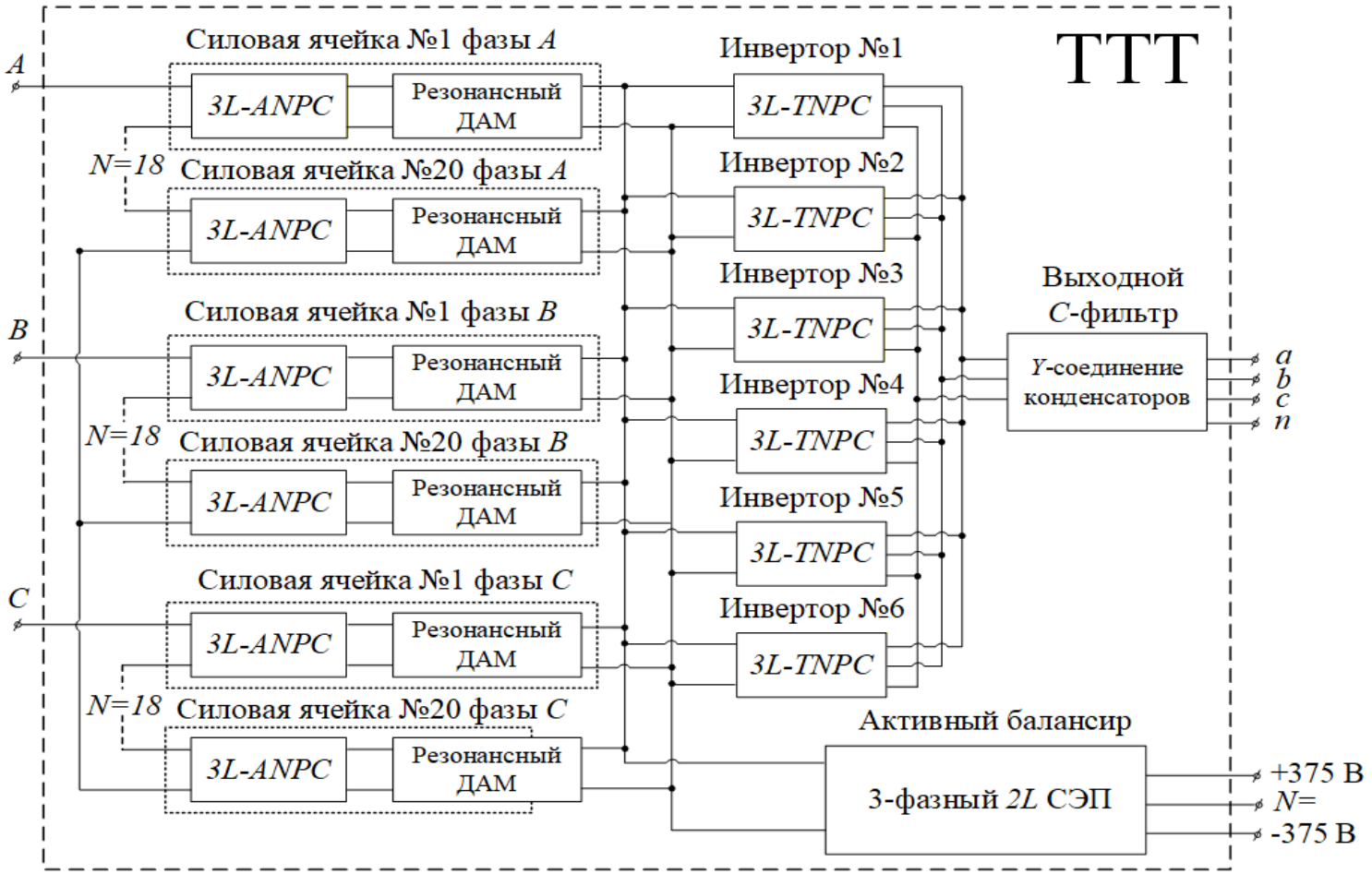


Рис. 23. Структура ТТТ мощностью 630 кВА: 10 кВ АС / 24 кВ DC / 0,75 кВ DC / 0,4 кВ АС

МВН содержит по 20 последовательно включённых ячеек 3L-ANPC с резонансными ДАМ в каждой фазе. Общая шина 750 В объединяет шесть параллельных инверторов МНН и активный балансир, формирующие соответственно сеть 0,4 кВ АС и биполярную СПТ +375/0/-375 В.

Выводы по главе 2

1. Разработана методика и алгоритм выбора рациональной конфигурации микросети НН, позволяющие на основе коэффициентов обратного потока мощности, доли электроустановок постоянного тока и потерь мощности обоснованно выбирать способ связи с сетью среднего напряжения (ТНЧ, ГРТ или ТТТ), род тока и архитектуру сети постоянного тока.
2. Показано, что применение твердотельного трансформатора (ТТТ) непосредственно формирует шины переменного (0,4 кВ) и постоянного (±375 В) тока, повышает общий КПД биполярной системы постоянного тока на 2,0 п.п. (до 0,962) и сокращает разницу в потерях между униполярной и биполярной архитектурами более чем в два раза.
3. На расчётной модели реальной коммунально-бытовой сети квартала В-25 г. Волгодонска с интеграцией 75 ФЭМ суммарной мощностью 450 кВт доказана необходимость замены существующего трансформатора на ТТТ мощностью 630 кВА и прокладки биполярной сети постоянного тока ±375 В, что снижает суммарные потери мощности на 19,7% и обеспечивает КПД фидеров 0,882–0,890.
4. Обоснована многокаскадная силовая архитектура ТТТ мощностью 630 кВА на базе карбид-кремниевых ключей, включающая 20 последовательных ячеек 3L-ANPC в каждой фазе высшего напряжения, резонансные двойные активные мосты гальванической развязки, шесть параллельных инверторов 3L-TNPC по 105 кВА и трёхканальный активный балансир мощностью 189 кВт.
5. Разработана методика расчёта индуктивных и ёмкостных элементов силовых модулей ТТТ, в рамках которой за счёт магнитной интеграции высокочастотного трансформатора (m = 11) требуемая резонансная индуктивность формируется его индуктивностью рассеяния без установки дополнительных резонансных дросселей.

Система автоматического управления МВН

Исходные параметры: $f_{ШИМ}$=25 кГц; $P_{МВН.А}$=210 кВт; $L_{вх.МВН}$=1,2 мГн; $C_{ЗПТ.МВН.пл}$=1160 мкФ; $N_{мод.МВН}$=20 ячеек.

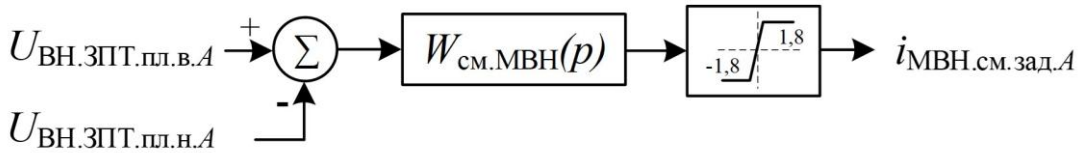


Рис. 24а. САУ МВН: контур балансирования нейтрали

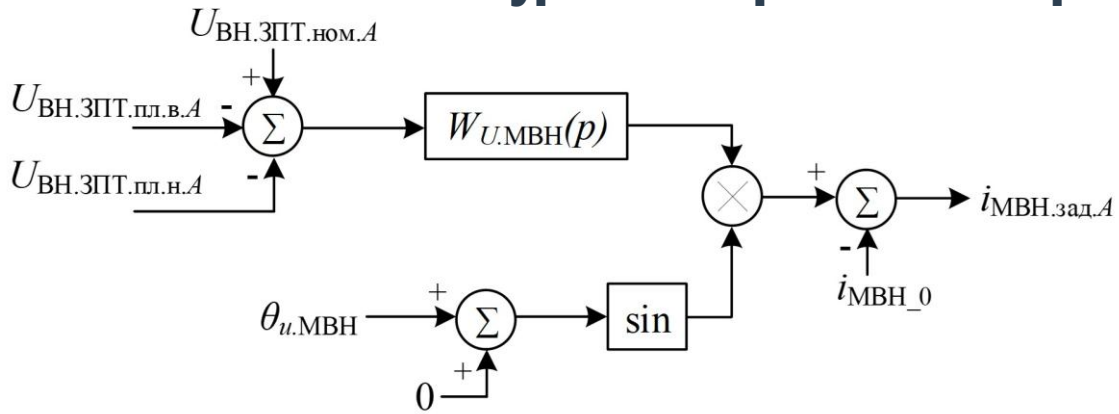


Рис. 24б. САУ МВН: внешний контур напряжения

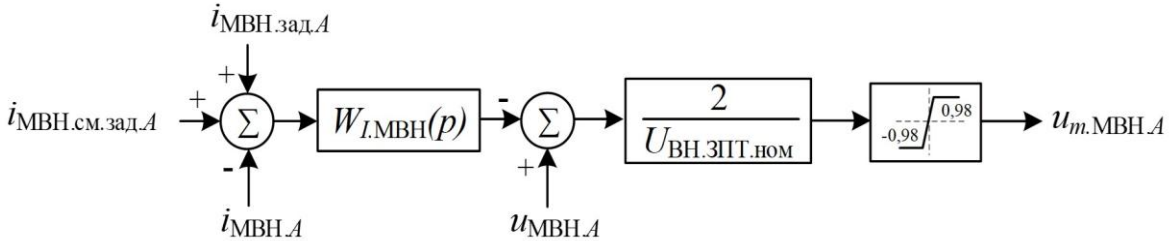


Рис. 24в. САУ МВН: внутренний контур тока

Контур	Регуля-тор	Рассчитанные параметры	Ограничение
Балансирование нейтрали	П	$T_{рег.см.МВН}$=0,1 с; $k_{п.см.МВН}$=0,0116 Ом$^{-1}$	$i_{МВН.см.зад}$=±1,8 А
Напряжение ЗПТ	ПИ	$k_{п.U.МВН}$=0,56 Ом$^{-1}$; $k_{и.U.МВН}$=55,8 Ом$^{-1}$/с	$f_{ср.U}$=10-15 Гц
Входной ток	ПР	$k_{п.I.МВН}$=18,85 Ом; $k_{рез.I.МВН}$=1885 Ом/с	U_m=±0,98 о.е.

$$f_{ШИМ.экв} = f_{ШИМ.экв} \cdot N_{мод.МВН} = 20 \cdot 25 \text{ кГц} = 500 \text{ кГц}$$

Фазовый сдвиг ШИМ для $N_{мод}$-го модуля относительно первого модуля с учетом общего количества включенных модулей $N_{МВН.\Sigma.вкл}$:

$$\Delta\alpha_{инт.МВН,N} = 360^{\circ} \cdot \frac{N_{мод} - 1}{N_{МВН.\Sigma.вкл}}$$

Централизованная двухконтурная САУ эквивалентной фазы МВН стабилизирует напряжение ЗПТ и формирует синусоидальный входной ток. Дополнительный П-регулятор выравнивает напряжения плеч 3L-ANPC, а адаптивный интерливинг 20 ячеек повышает эквивалентную частоту пульсаций до 500 кГц.

Результаты моделирования САУ МВН

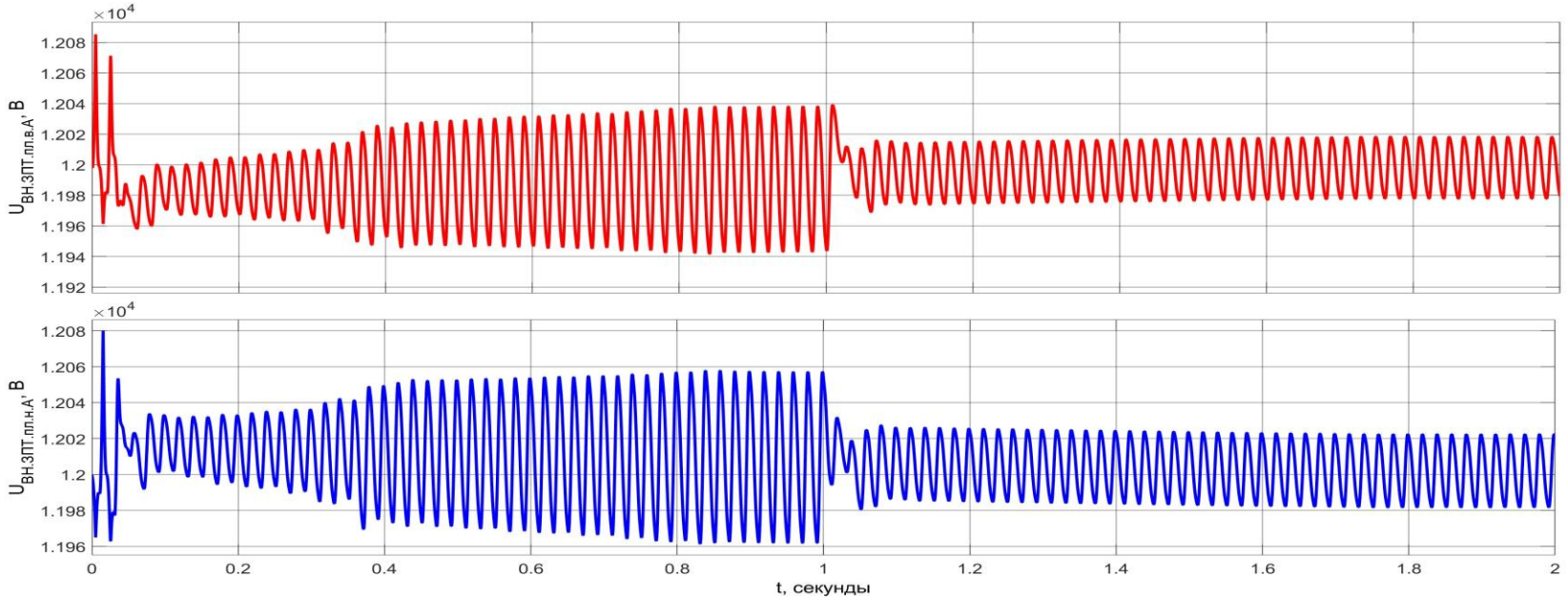


Рис. 25а. Напряжения верхнего и нижнего плеч эквивалентной фазы МВН

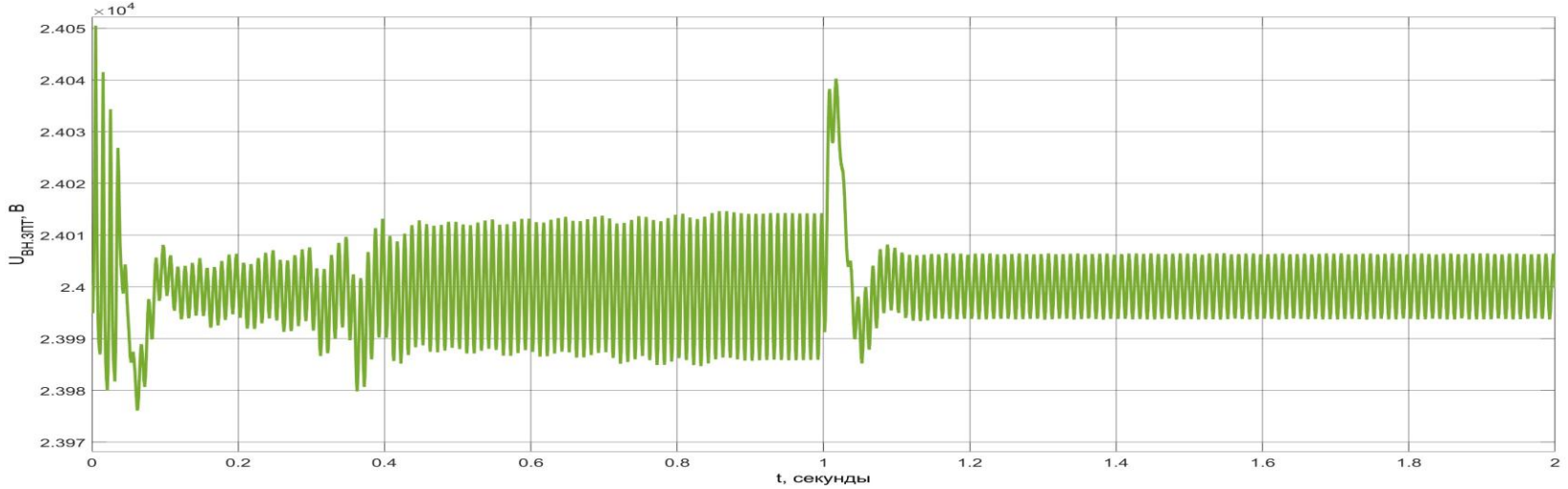


Рис. 25б. Суммарное напряжение ЗПТ ВН эквивалентной фазы МВН

Анализ рисунков 25а и 25б:

1. Напряжения обоих плеч поддерживаются около 12 кВ.
2. Суммарное напряжение ЗПТ стабилизируется на уровне 24 кВ.
3. После изменения режима переходный процесс затухает, сохраняются только установившиеся пульсации напряжения, а расхождение средних значений напряжений плеч отсутствует.

Результаты моделирования подтверждают устойчивую работу централизованной САУ МВН. Контур напряжения поддерживает суммарное напряжение ЗПТ на уровне 24 кВ, а контур балансирования нейтрали предотвращает расхождение напряжений верхнего и нижнего плеч 3L-ANPC при изменениях режима.

Адаптивная система управления МГР

Исходные параметры: $f_{\text{ШИМ.МГР}}$=21-25 кГц; $f_{\text{рез}}$=20 кГц; $P_{\text{МГР}}$=210 кВт; $C_{\text{ЗПТ.НН}}$=2360 мкФ; $U_{\text{ЗПТ.ВН}}$=24 кВ; $U_{\text{ЗПТ.НН}}$=750 В

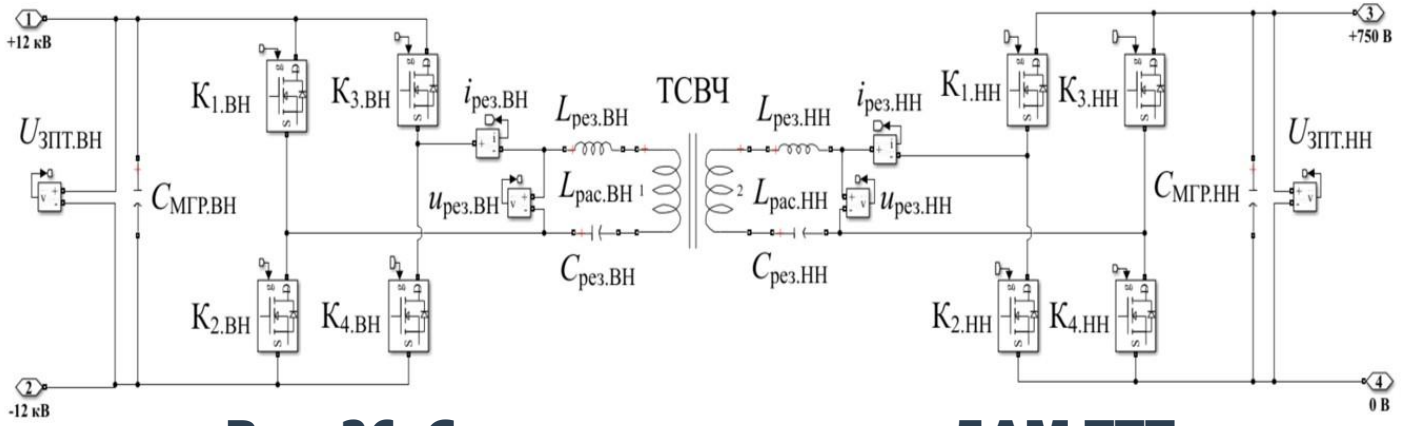


Рис. 26. Схема укрупненного ДАМ ТТТ

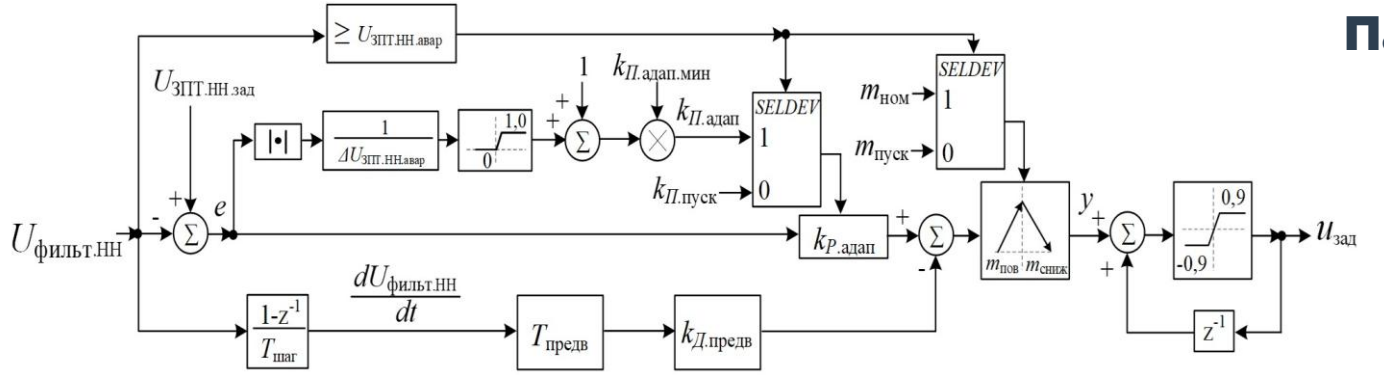


Рис. 27. Алгоритм адаптивного управления МГР

$$I_{\text{ном.МГР}} = \frac{P_{\text{ном.МГР}}}{U_{\text{ЗПТ.НН}}} = \frac{210000}{750} = 280 \text{ А},$$

$$W_{\text{ЗПТ.НН}} = \frac{C_{\text{ЗПТ.НН}} \cdot U_{\text{ЗПТ.НН}}^2}{2} \approx 663{,}75 \text{ Дж},$$

$$\left.\frac{dU_{\text{ЗПТ.НН}}}{dt}\right|_{t=0} = -\frac{I_{\text{ном.МГР}}}{C_{\text{ЗПТ.НН}}} \approx -118{,}6 \frac{\text{В}}{\text{мс}},$$

$$t_{\text{удер.НН}} = \frac{W_{\text{ЗПТ.НН}}}{P_{\text{ном.МГР}}} \approx 3{,}16 \text{ мс}.$$

Параметры адаптивного управления МГР:

$T_{\text{шаг}}$=40 мкс; $\tau_{\text{фильтр}}$=100 мкс; $\alpha_{\text{фильтр}}$=0,001; $f_{\text{срез.фильтр}}$≈1,6 кГц; $T_{\text{предв}}$=4 мс; $|u_{\text{зад}}|$≤0,9.

1. $|u_{\text{зад}}|$ определяет $f_{\text{ШИМ.МГР}}$ и $\varphi_{\text{сдвиг}}$;
2. знак $u_{\text{зад}}$ задает направление передачи мощности;
3. производная $dU_{\text{фильтр.НН}}/dt$ обеспечивает упреждающее воздействие.

Запаса энергии буферной ёмкости при номинальной мощности МГР расчётно хватает только на 3,16 мс, поэтому обычный ПИ-регулятор не обеспечивает требуемого быстродействия. Разработанный адаптивный регулятор использует дискретную фильтрацию и дифференциальное упреждение на 4 мс, формируя согласованное частотно-фазовое управление резонансным ДАМ.

Гибридное фазочастотное управление МГР

Исходные ограничения: 21 кГц ≤ $f_{ШИМ.МГР}$ ≤ 25 кГц; $f_{рез}$=20 кГц; $|u_{зад}|$≤0,9; $|\varphi_{сдвиг}|$≤90°.

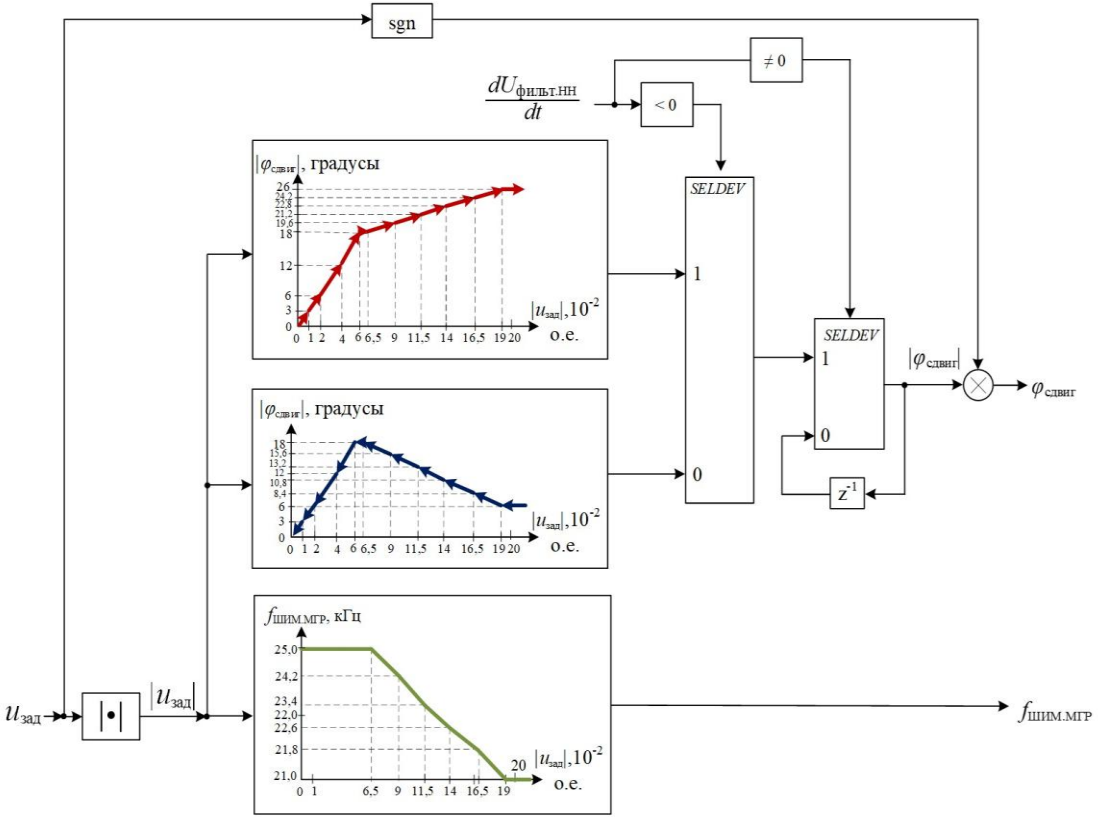


Рис. 28а. Алгоритм распределения управляющих сигналов

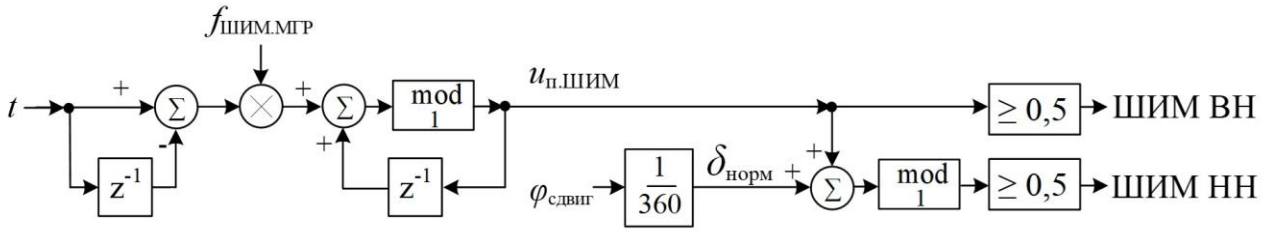


Рис. 28б. Генератор ШИМ с переменной частотой

Диапазон	$f_{ШИМ.МГР}$	$\varphi_{сдвиг}$	Назначение
Малая мощность	25 кГц	0-18°	Быстрое регулирование при минимальных циркулирующих токах
Средняя мощность	25→21 кГц	6-26°, выбор $\varphi_{сдвиг}(f_{ШИМ.МГР})$ по знаку $dU_{фильтр.НН}/dt$	Увеличение передаваемой мощности
Максимальная мощность	21 кГц	до 90°	Кратковременная компенсация глубокого отклонения напряжения

При малой мощности МГР регулируется фазовым сдвигом при 25 кГц. При увеличении мощности дополнительно снижается частота коммутации, но не ниже 21 кГц. После исчерпания частотного диапазона применяется кратковременная фазовая форсировка, что расширяет регулировочную способность ДАМ при сохранении $f_{ШИМ.МГР}$>$f_{рез}$.

Результаты моделирования САУ МГР

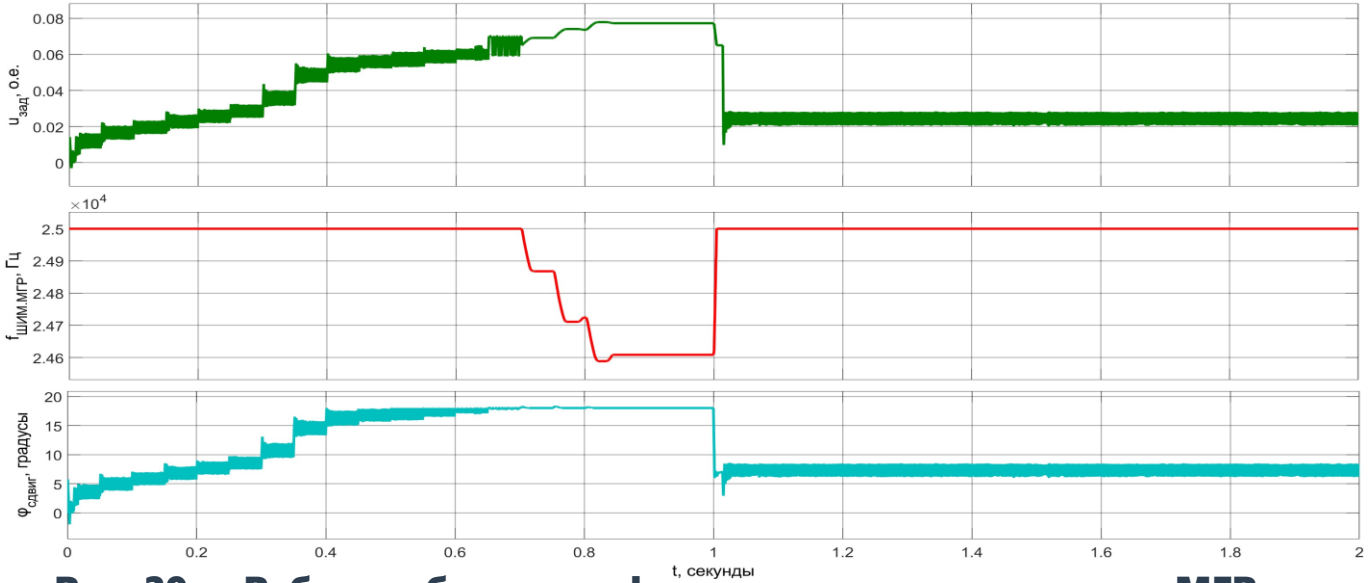


Рис. 29,а. Работа гибридного фазочастотного управления МГР: верхний — $u_{зад}$, о.е.; средний — $f_{ШИМ.МГР}$, Гц; нижний — $\varphi_{сдвиг}$, град.

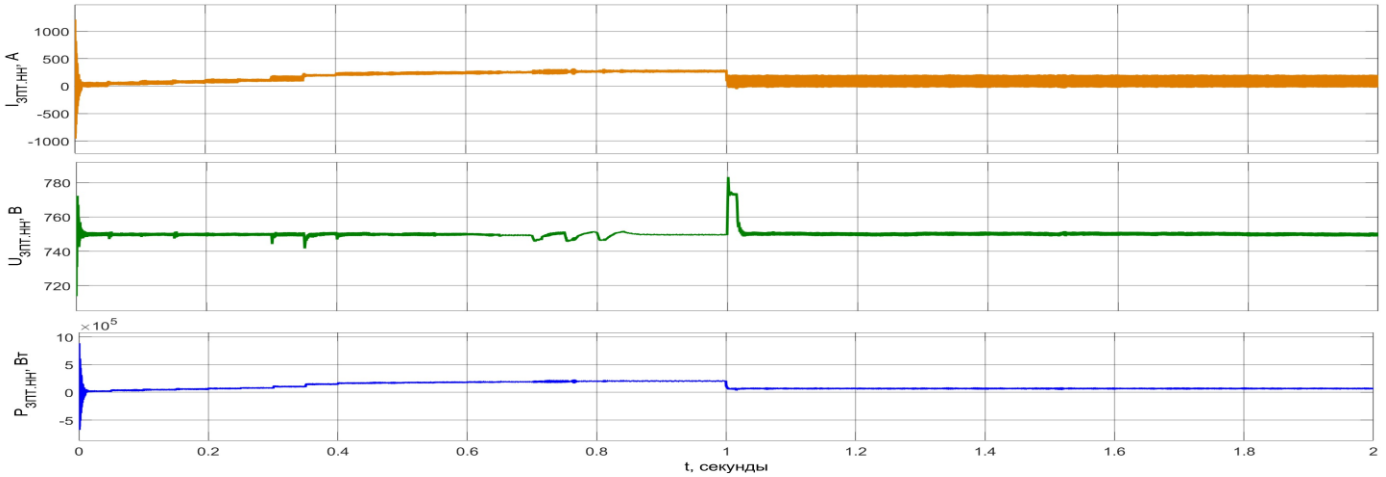


Рис. 29б. Параметры МГР на стороне НН: верхний — $I_{ЗПТ.НН}$, А; средний — $U_{ЗПТ.НН}$, В; нижний — $P_{ЗПТ.НН}$, Вт

1.Наброс нагрузки (ΔP=70 кВт≈33%$P_{ном.МГР}$) в t=0,35 с:

- стабилизация $U_{ЗПТ.НН}$ за 2,6 мс;
- перенастройка $\varphi_{сдвиг}$ за 4,2 мс.

2. Частотное регулирование при дальнейшем увеличении мощности и ограничении $\varphi_{сдвиг}$:

- снижается $f_{ШИМ.МГР}$;
- частота остается выше $f_{рез}$=20 кГц;
- стабилизация $U_{ЗПТ.НН}$ на завершающем этапе частотного регулирования за 55 мс.

3. Отключение положительного полюса (ΔP=-107 кВт≈-51%$P_{ном.МГР}$) в t=1,0 с:

- возврат $f_{ШИМ.МГР}$ к 25 кГц за 4,3 мс;
- стабилизация $\varphi_{сдвиг}$ за 19 мс;
- восстановление $U_{ЗПТ.НН}$ за 27,6 мс.

Гибридное фазочастотное управление стабилизирует напряжение ЗПТ НН на уровне 750 В при набросах и сбросах нагрузки. Фазовый канал обеспечивает быстродействие при малых и средних возмущениях, а частотный канал расширяет диапазон передаваемой мощности при ограничении фазового регулирования.

Результаты моделирования САУ активного балансира

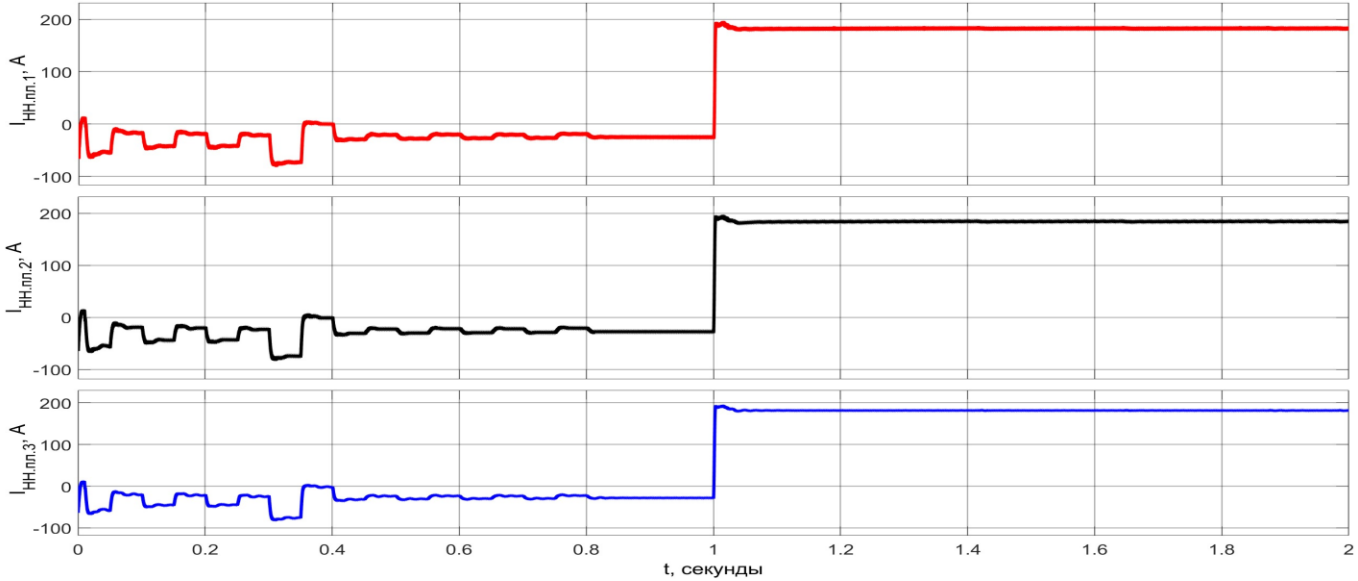


Рис. 30а. Токи трёх плеч активного балансира

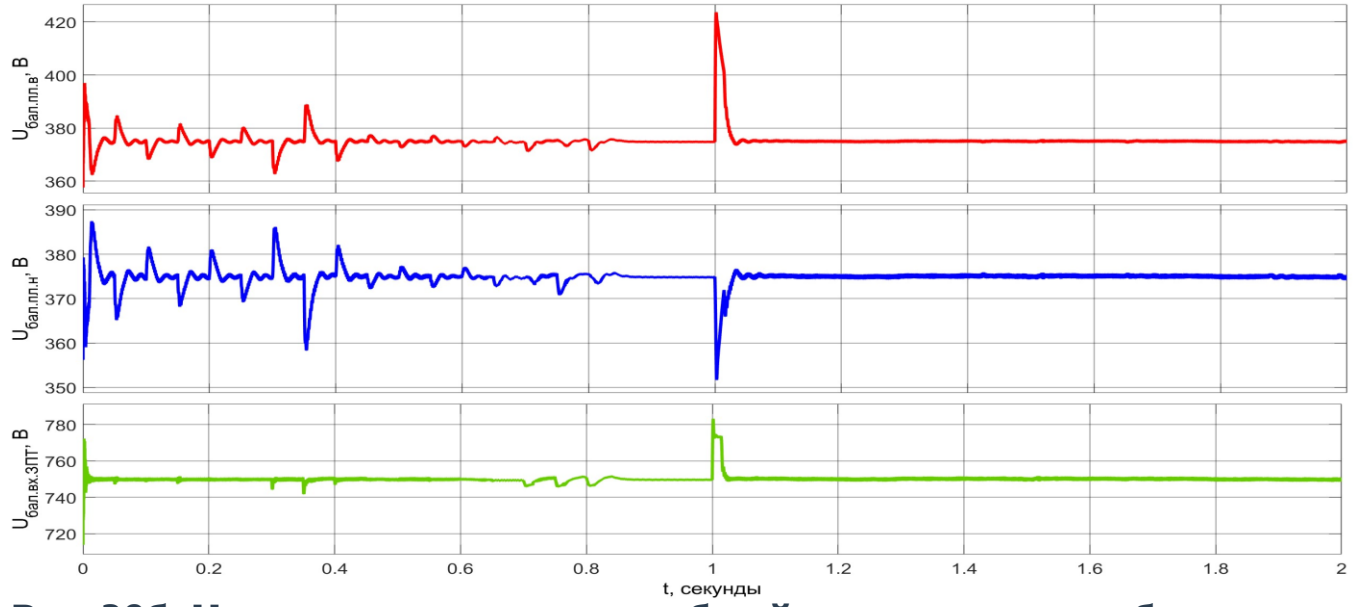


Рис. 30б. Напряжения полюсов и общей шины активного балансира

1. При *t*=1,0 с моделируется отключение повреждённого положительного полюса после КЗ на землю; сеть переходит в однополярный режим.

2. Токи трёх плеч согласованно переходят на новый уровень около **180 А**; переходный процесс в контурах тока занимает не более **4 мс**.

3. Напряжения полюсов кратковременно достигают **424 и 352 В**, а напряжение общей шины — не более 784 В. Переходный процесс напряжений затухает примерно за **40 мс**, после чего полюсные напряжения возвращаются к 375 В.

При отключении повреждённого полюса активный балансир согласованно перераспределяет ток между тремя плечами и восстанавливает напряжения звена постоянного тока после переходного процесса

Система автоматического управления МНН ТТТ

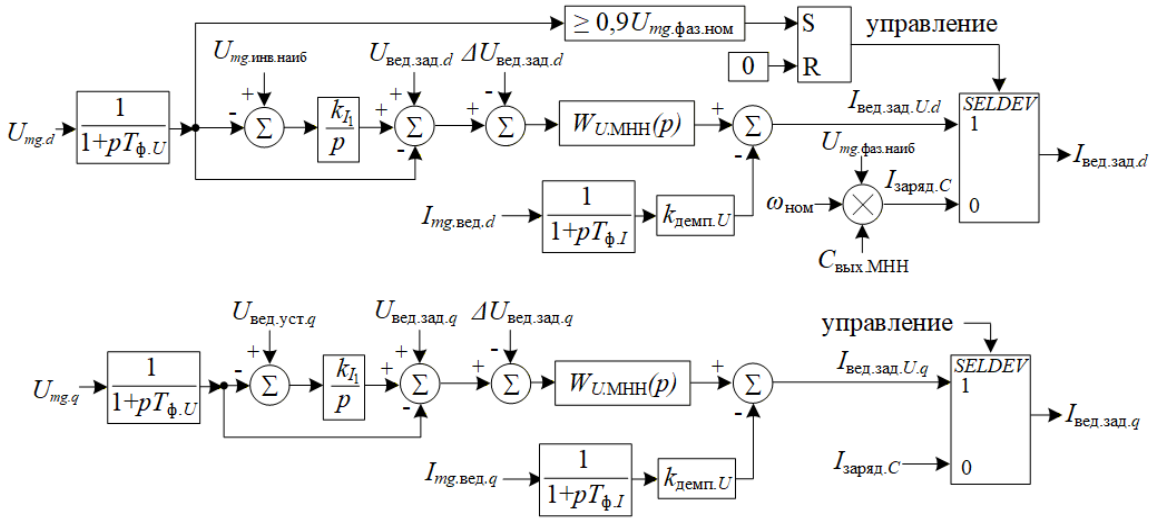


Рис. 31а. Внешний контур напряжения ведущего инвертора МНН

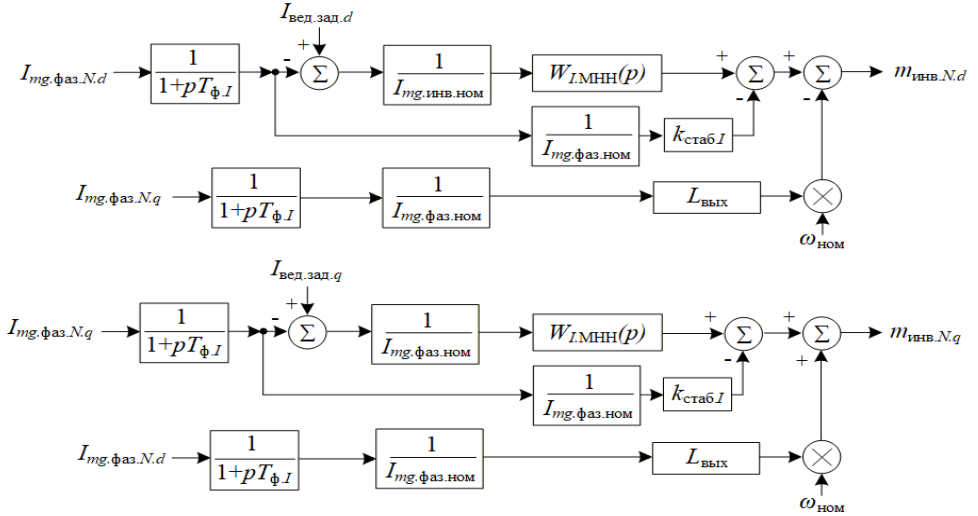


Рис. 31в. Внутренний контур тока ведущего инвертора МНН

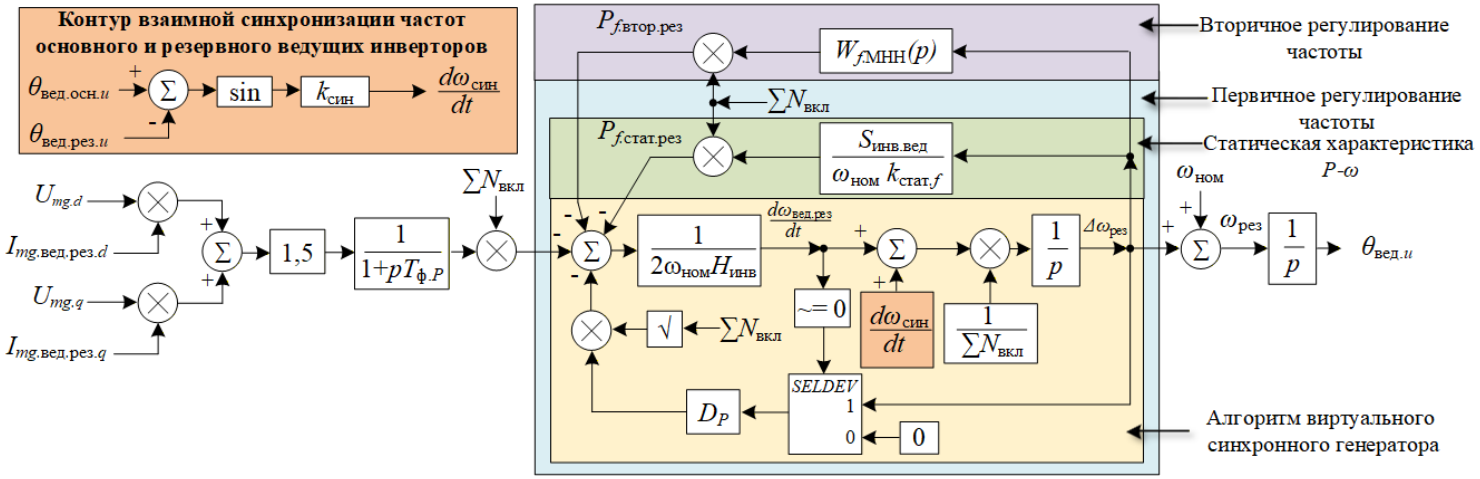


Рис. 31б. Структурная схема САУ частоты и активной мощности ведущего инвертора МНН

Исходные параметры: 6 инверторов по 105 кВА; $U_{вых}$=400 В; $f_{ШИМ}$=25 кГц; $L_{вых}$=88 мкГн; $C_{вых}$=251 мкФ на фазу.

Контур активной мощности и частоты задаёт частоту и фазу напряжения сети 0,4 кВ. Каскадное регулирование напряжения и тока позволяет ведущему инвертору формировать сеть переменного тока, поддерживать её напряжение и ограничивать ток при перегрузке

Двухступенчатая автоматика ограничения снижения напряжения

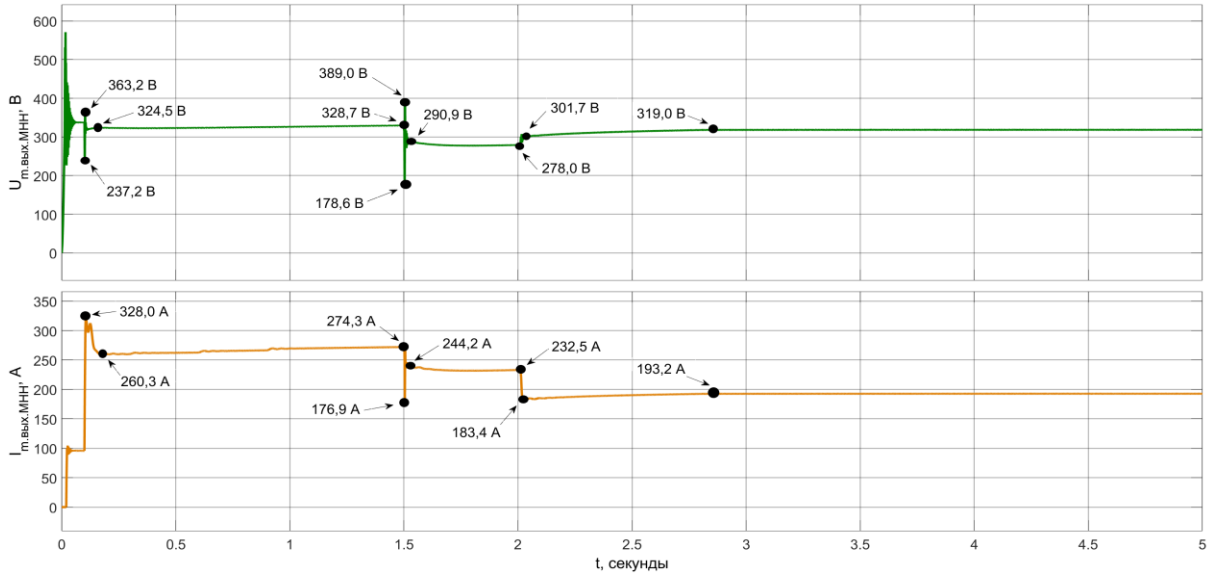


Рис. 32а. Изменение амплитудного фазного напряжения $U_{вых.МНН}$ и тока $I_{вых.МНН}$

После отказа основного инвертора в t=1,5 с резервный сохраняет питание сети, но его перегрузка снижает напряжение до 278 В. Токовая защита этот режим не выявляет, поэтому необходима автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН).

В рассмотренном режиме аварийная ступень не срабатывает, а разгрузочная отключает 11 бытовых потребителей (35,2 кВА). В результате ток резервного инвертора снижается до 193,2 А, амплитуда фазного напряжения восстанавливается до 319 В, питание насосной станции сохраняется.

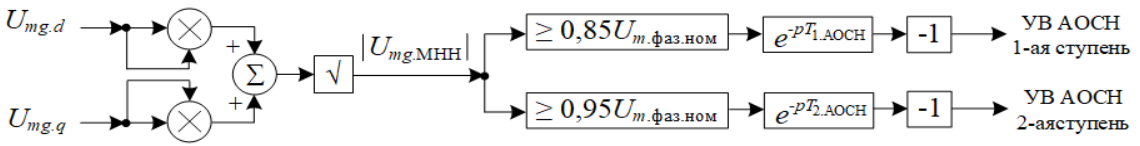


Рис. 32б. Алгоритм работы АОСН гибридной микросети

Ступень 1-ая (аварийная): $U_{АОСН1}$<277,6 В (0,85$U_{ном}$) и $t_{АОСН1}$=0,1 с – отключение двигателя насосной станции при глубоком снижении напряжения.

Ступень 2-ая (разгрузочная): $U_{АОСН2}$<310,3 В (0,95$U_{ном}$) и $t_{АОСН2}$=0,5 с – отключение 11 бытовых потребителей Зоны 3 (суммарно 35,2 кВА) вблизи НСВ.

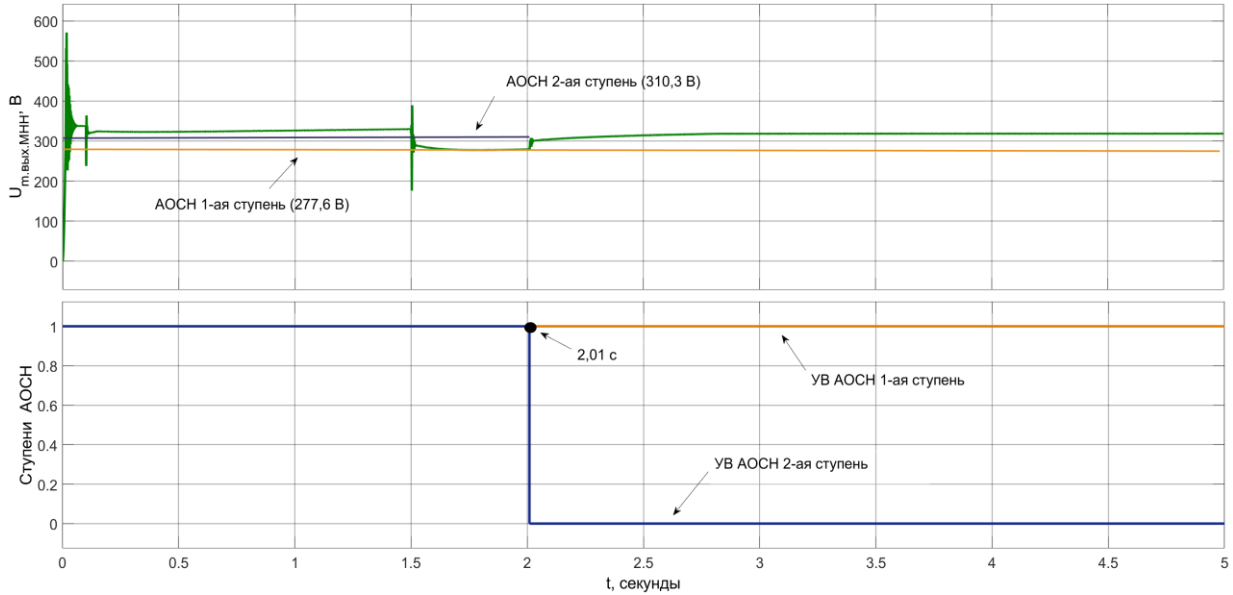


Рис. 32в. Напряжение МНН и управляющие воздействия двух ступеней АОСН

Устойчивость управления МНН при отказе ведущего инвертора

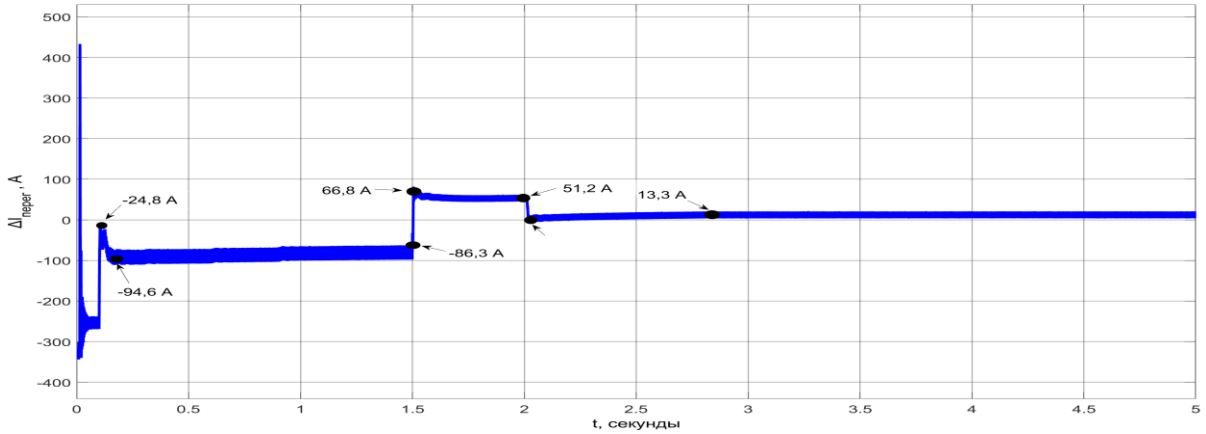


Рис. 33а. Ток перегрузки $\Delta I_{пер}$ относительно тока безопасной эксплуатации силовых ключей

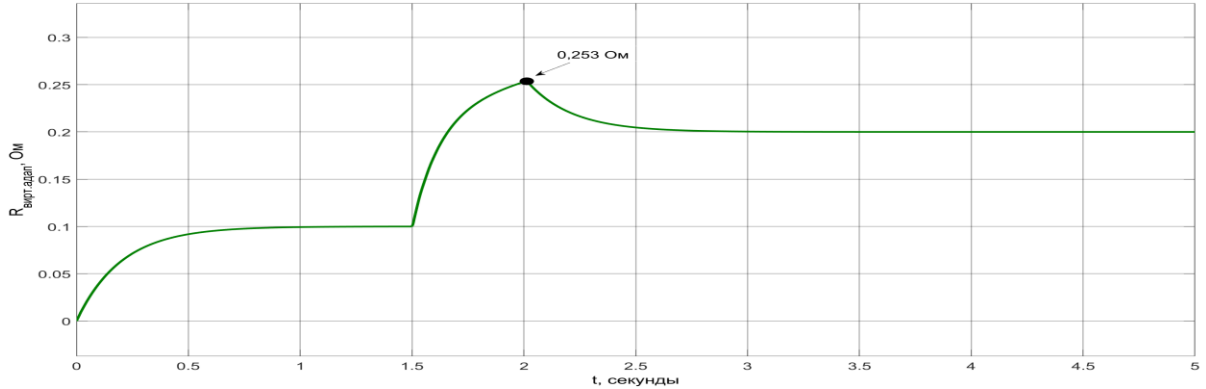


Рис. 33б. Адаптивное виртуальное сопротивление $R_{вирт.адап}$ (при двух включённых инверторах масштабируется по их числу; после отключения одного базовое значение для оставшегося инвертора составляет 0,2 Ом.)

1. **При отключении основного инвертора в t=1,5 с** сигнал перегрузки достигает 66,8 А. Адаптивное сопротивление плавно возрастает до **0,253 Ом** к t=2,01 с.
2. **После действия АОСН** перегрузка уменьшается; сопротивление возвращается к **0,2 Ом** для одного работающего инвертора.
3. **После отключения основного инвертора** частота кратковременно снижается до **49,905 Гц**, после разгрузки восстанавливается контуром ВСГ до **50 Гц** примерно к t=5 с.

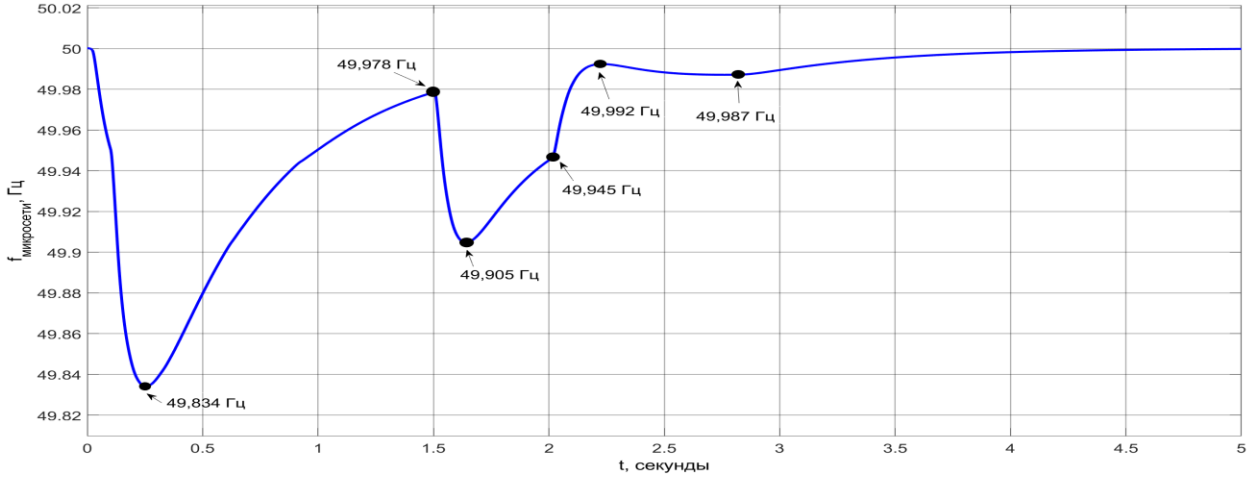


Рис. 33в. Осциллограмма изменения $f_{микросети}$ под действием контуров регулирования ВСГ.

Совместная работа адаптивного виртуального сопротивления, контура частоты и АОСН обеспечивает устойчивый переход МНН на резервный инвертор при изменении состава нагрузки

Выводы по главе 3

1. Разработана централизованная система автоматического управления модулем высшего напряжения ТТТ с контуром балансирования нейтрали и фазосдвинутой ШИМ 20 ячеек (эквивалентная частота 500 кГц), обеспечивающая устойчивое поддержание напряжения ЗПТ на уровне 24 кВ и равномерное распределение напряжения по плечам ячеек.
2. Предложен адаптивный алгоритм гибридного фазочастотного управления модулем гальванической развязки с дифференциальным упреждением по скорости изменения напряжения, который компенсирует малую ёмкость буферного звена и стабилизирует напряжение 750 В за 2,6–27,6 мс при резких набросах и сбросах нагрузки до 51% номинальной мощности.
3. Разработана двухконтурная САУ трёхканального активного балансира с независимым регулированием токов плеч, обеспечивающая перераспределение токов несимметрии за 4 мс и полное восстановление полюсных напряжений ±375 В за 40 мс при аварийном отключении одного из полюсов сети постоянного тока.
4. Разработана иерархическая система управления модулем низшего напряжения ТТТ на основе алгоритма виртуального синхронного генератора, взаимной синхронизации основного и резервного ведущих инверторов и адаптивного виртуального сопротивления (0,2–0,5 Ом), ограничивающего уравнительные токи и перегрузку силовых ключей.
5. Имитационным моделированием установлено, что при отказе основного ведущего инвертора перегрузка резервного инвертора вызывает глубокое снижение напряжения у удалённых двигательных нагрузок (насосной станции), которое не выявляется токовой защитой инвертора и требует применения автоматической разгрузки.
6. Предложена двухступенчатая автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН), обеспечивающая селективное отключение части бытовой нагрузки (35,2 кВА) при перегрузке резервного инвертора, что восстанавливает напряжение и частоту микросети и сохраняет в работе ответственных коммунальных потребителей.

Выбор сопротивления заземления и обнаружение первого замыкания на землю в биполярной СПТ ±375 В

Высокоомное заземление ограничивает ток первого замыкания, однако повторное замыкание может создать опасный ток и требует быстрого селективного отключения.

Для первого замыкания на землю в упрощённой установившейся схеме получаем:

$$I_з \approx \frac{|U_{полюс}|}{R_з + R_п},\ U_з = I_з R_з,$$

При металлическом замыкании $R_п \approx 0$: $I_з \approx 375/R_з$, а на резисторе заземления появляется напряжение около 375 В. Сопротивление $R_з$ выбирают так, чтобы ограничить ток замыкания, сохранить чувствительность обнаружения и обеспечить тепловую стойкость резистора. Принимаем, что при $R_з$ ограничивает $I_з$=100 мА:

$$R_з = \frac{|U_{полюс}|}{I_з} = \frac{375}{0{,}1} = 3750\ \text{Ом}.\ \ U_з = I_з R_з = 0{,}1 \cdot 3750 = 375\ \text{В}.$$

При $R_з$=3750 Ом ток металлического замыкания ограничен до 100 мА. Уставки контроля принимаем с запасом по чувствительности на уровне 50% от этого значения:

$$I_{уст.з} = 0{,}5|I_з| = 0{,}5 \cdot 0{,}1 = 0{,}05\ \text{А},\ \ U_{уст.з} = 0{,}5|U_з| = 0{,}5 \cdot 375 = 187{,}5\ \text{В}.$$

Для отстройки работы локальных устройств защитного отключения (УЗО) время, которых не превышает 0,3 с:

$$t_{уст.з} = t_{УЗО.макс} + \Delta t = 0{,}3 + 0{,}2 = 0{,}5\ c\ \ ,\ \Delta t -$$ ступень селективности (принимаем Δt=0,2 с).

Превышение $I_{уст.з}$ или $U_{уст.з}$ после выдержки времени фиксирует первое замыкание на землю. Эти измерения обнаруживают повреждение, но не определяют его участок: для селективного отключения нужны измерения на линии.

Высокоомное заземление ограничивает ток первого замыкания и даёт измеримый признак повреждения — ток через $R_з$ и напряжение на нём. Далее защита должна определить и отключить только повреждённый участок, сохранив питание остальной части СПТ.

Расширенный алгоритм центральной сигнализации и идентификации двойных замыканий на землю в БСПТ

При переходе однополюсного замыкания на землю (ОЗЗ) в двойное замыкание разных полюсов или одного полюса с нейтральным проводником через землю (Дв. ЗЗ) ветвь резистора заземления ($R_з$=3750 Ом) шунтируется, а напряжение смещение нейтрали Uз падает ниже уставки, что требует логического удержания сигнала аварии.

1. Уставки органа сигнализации ($k_{отс.сигн}$=0,65):

$$I_{с.сигн} \geq k_{отс.сигн} \cdot I_{з.макс} = 0{,}65 \cdot 0{,}1 = 0{,}065 \text{ А};$$

$$U_{с.сигн} \geq k_{отс.сигн} \cdot U_{полюс} = 0{,}65 \cdot 375 \approx 244 \text{ В}.$$

2. Отстройка от времени работы абонентских УЗО:

$$t_{УЗО} \leq 0{,}3 \text{ с} \rightarrow t_{сигн} = 1{,}0 \text{ с}.$$

3. Логика селекции вида замыкания на землю:

– ОЗЗ полюса («+» или «-»):
$(|U_з| \geq 244 \text{ В}) \wedge (|I_з| \geq 0{,}065 \text{ А})$ при $t \geq 1{,}0$ с.

– ОЗЗ нейтрального проводника:
$(|U_з| < 244 \text{ В}) \wedge (|I_з| \geq 0{,}065 \text{ А})$ при $t \geq 1{,}0$ с.

– Дв. ЗЗ: фиксация предшествующего ОЗЗ полюса при сбросе канала напряжения Uз и наличии тока заземлителя с задержкой на возврат 1 с на время ШИМ-токоограничения твердотельного автоматического выключателя (ТАВ).

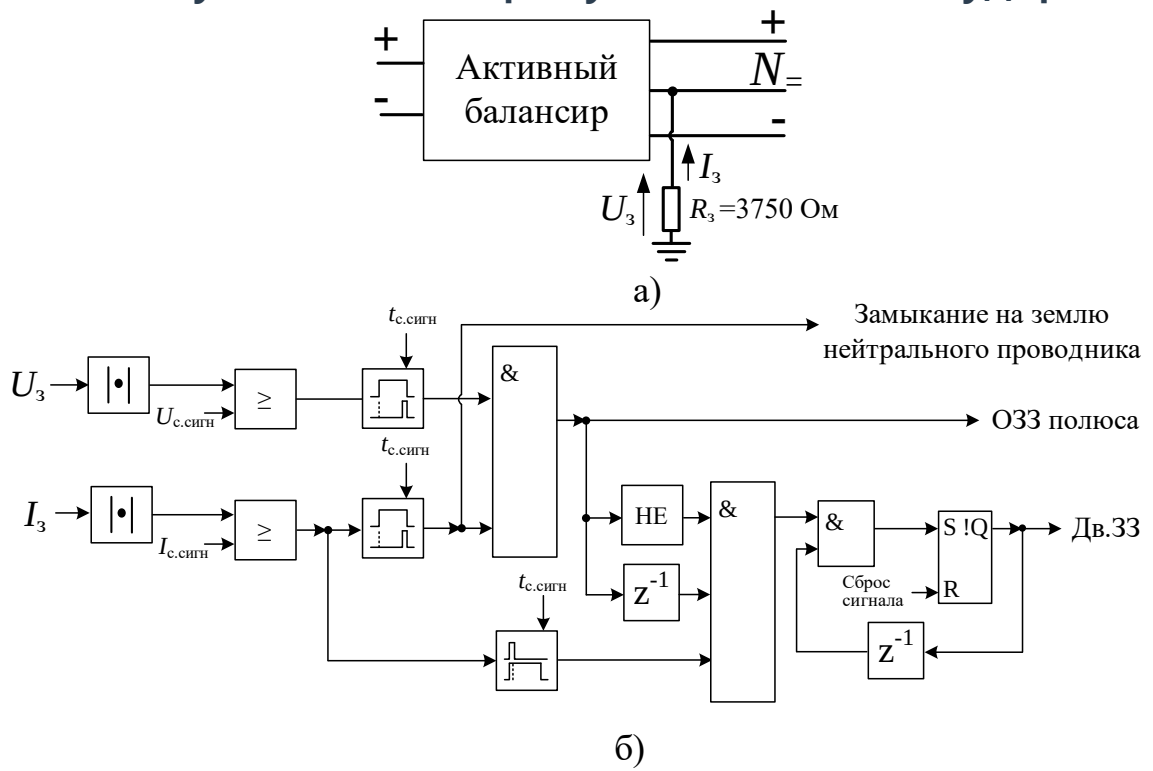


Рис. 34. Реализация центральной сигнализации СПТ: а — организация цепей тока и напряжения; б — структурно-логическая схема алгоритма)

Введение задержки на возврат в канале тока $I_з$ и памяти предшествующего ОЗЗ позволяет центральной сигнализации достоверно разделять одиночные ОЗЗ полюса, замыкания нейтрали и переход аварии в режим двойного замыкания на землю (межполюсного КЗ через землю). Дв.ЗЗ между полюсом и нейтральным проводников передается в ЦС в виде сигнала отключения ТАВ.

Архитектурные принципы и аппаратный состав защиты гибридной микросети на основе ТТТ

Ограничение токов КЗ силовыми преобразователями ТТТ на уровне 1,2 $I_{ном}$ на субмиллисекундных интервалах и отсутствие широкополосной ИКИ делают традиционные автоматы и предохранители нечувствительными, требуя перехода на карбид-кремниевые ТАВ.

Принципы построения защиты гибридной микросети

Принцип построения	Физическая и алгоритмическая реализация	Решаемая проблема
1. Локальная автономия	Высокочастотный опрос датчиков ($f_{дискр}$≥1 МГц) микроконтроллером ТАВ; принятие решений без внешней связи	Отказ от высокоскоростной ИКИ
2. Искусственное границе-образование	Установка сосредоточенных индуктивных барьеров — микродросселей $L_{микро}$ на границах участков СПТ	Разделение крутизны фронтов *di/dt* при малых длинах линий
3. Двухсторонняя координация	Инверсный выбор уставок для питающего и приемного концов участка с многосторонней подпиткой от РЭР	Изоляция поврежденного сегмента без межтерминальных каналов связи
4. Динамическая бесперебойность	Поцикловое ШИМ-ограничение тока КЗ ключами головного ТАВ в окне гистерезиса до отключения	Защита ключей активного балансира ТТТ и сохранение питания смежных зон

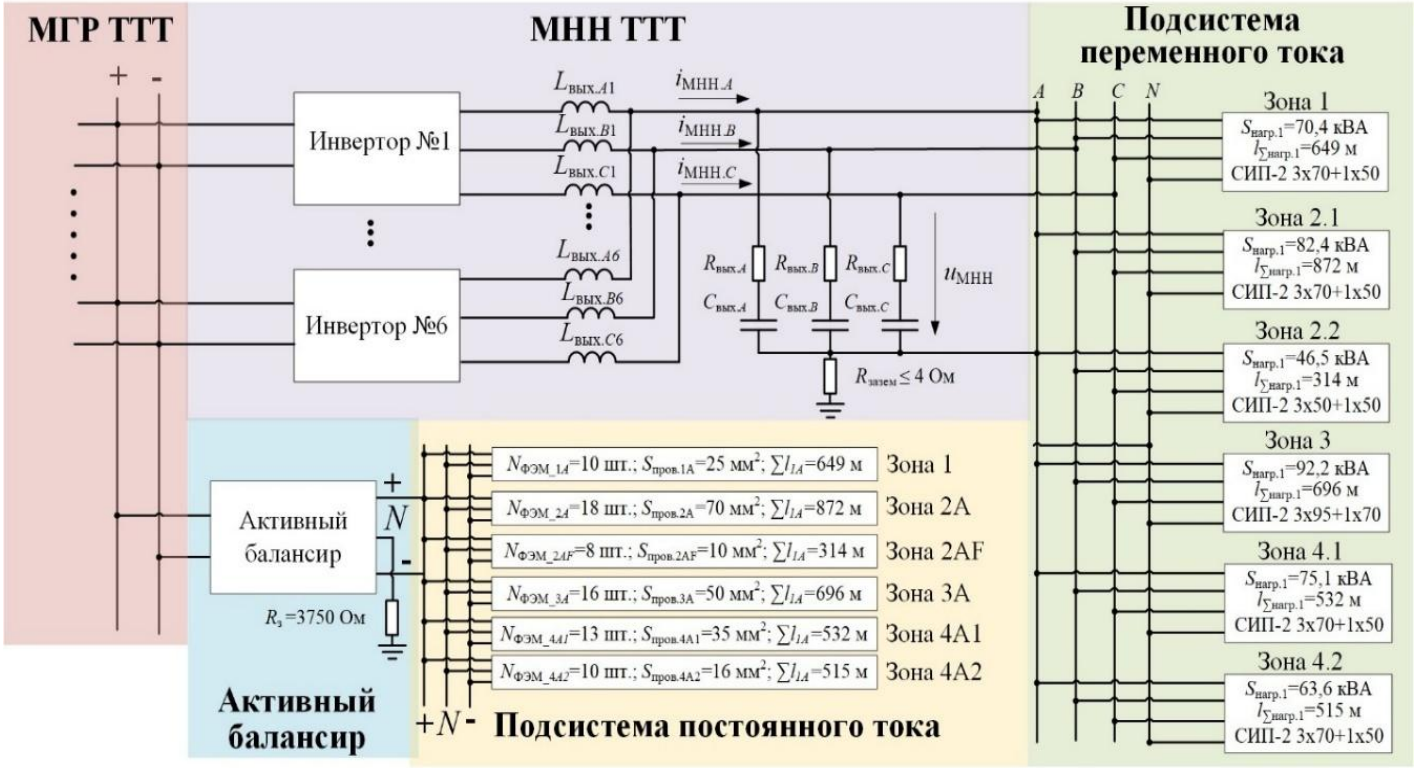


Рис. 35: Структурная схема и параметры защищаемых зон гибридной микросети на основе ТТТ

Применение SiC-TAB с пополюсным секционированием (при неразрывной нейтрали в целях безопасности и работы PLC-канала) позволяет локализовать только поврежденный участок линии за доли миллисекунды, исключая переход всей биполярной СПТ в неэффективный монополярный режим.

Алгоритм защиты подсистемы постоянного тока гибридной микросети на основе ТТТ

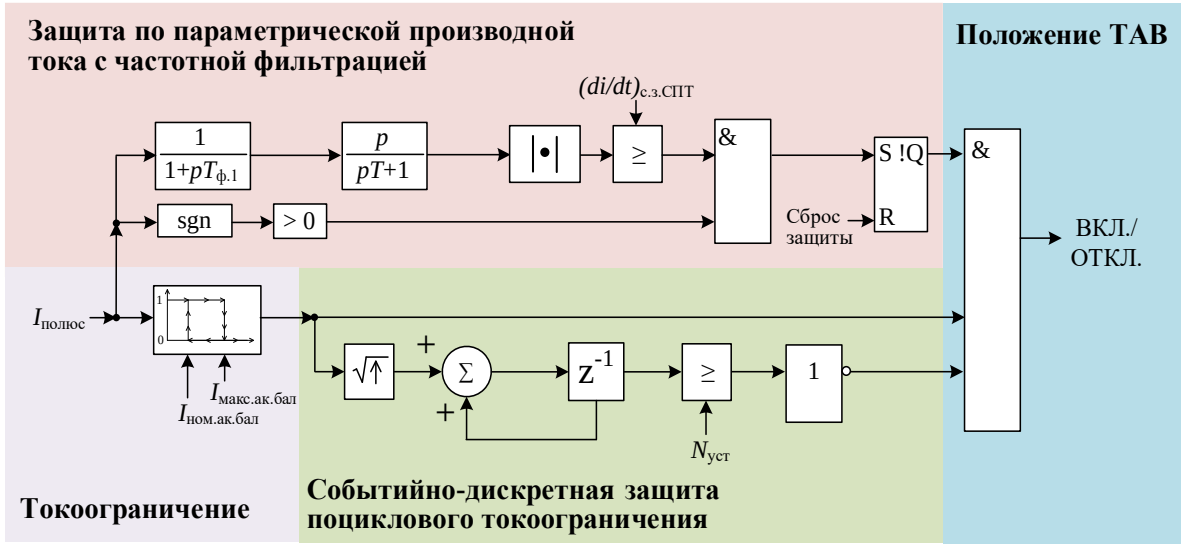


Рис. 36а. Алгоритм защиты подсистемы постоянного тока гибридной микросети на основе ТТТ головного ТАВ

ШИМ-ограничение формируется головными ТАВ (в начале СПТ у шин активного балансира). Для корректности работы алгоритма работы остальные ТАВ, установленные в СПТ должны идентифицировать, а не генерировать ШИМ-токоограничение!!!

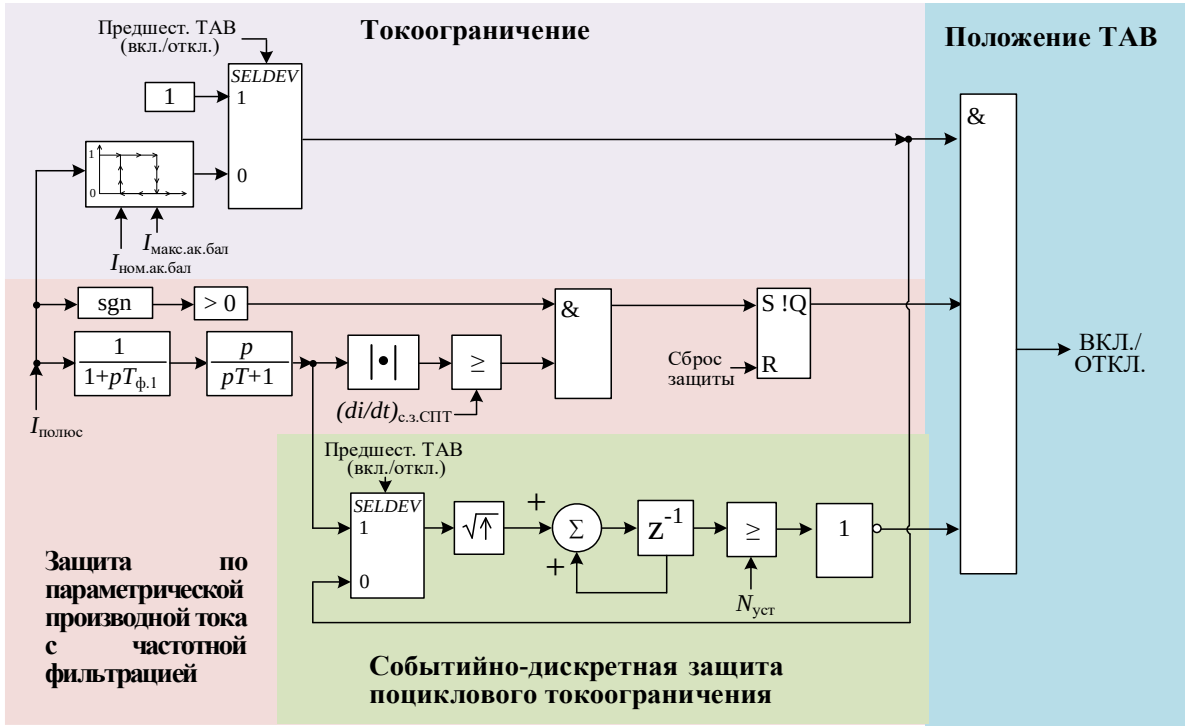


Рис. 36б. Алгоритм защиты подсистемы постоянного тока гибридной микросети на основе ТТТ последующих ТАВ

Изменение схемно-режимной ситуации в подсистеме постоянного тока гибридной микросети на основе ТТТ требует наличия информации о топологии СПТ. Для этого оптимально использовать PLC-канал, так как скорость передачи информации неприоритетна

Первая ступень защиты БСПТ ±375 В. Параметрическая производная тока *di/dt* с частотной фильтрацией

Основная защита секционированной БСПТ реагирует на скорость нарастания тока *di/dt* в первые микросекунды КЗ, используя микродроссели $L_{микро}$ для создания ступеней селективности по амплитуде производной.

Фильтрация ШИМ-помех ($f_{шим}$= 25 кГц) и динамика тракта:

1. Подавление 1-й гармоники ШИМ $\omega=\omega_{шим}$ минимум в 7 раз ($|W(j\omega)|\leq 0{,}143$) апериодическим ШИМ 1-го порядка:

$$|W(j\omega)| = \frac{1}{\sqrt{1+\left(\omega \cdot T_{ф.1}\right)^2}} \rightarrow T_{ф.1} \approx 44{,}1 \cdot 10^{-6}\ \text{с}.$$

Принимаем $T_{ф.1}$=50 мкс. Частота пропускания по уровню -1 дБ составляет 1620 Гц <9..95 кГц (диапазон частот PLC-канала), поэтому PLC канал размещается в нейтральном проводе.

2. Коэффициент динамического ослабления фронта за время фиксации $t_{фикс}=0{,}5\,T_{шим}$=20 мкс:

$$k_{ф.СПТ} \approx 1 - e^{-\frac{t_{фикс}}{T_{ф.1}}} = 1 - e^{-\frac{20}{50}} \approx 0{,}33$$

3. Отказ от пуска по *dU/dt*: при дуговых КЗ и поддержке напряжения емкостями РЭР просадка напряжения плавная, что создавало бы риск отказа защиты.

Выбор барьера Lмикро и уставок *di/dt*:

1. Условие ограничения тока до вступления ТАВ в ШИМ-ограничение ($t_{огран}\approx$5 мкс, $I_{ном.ак.бал}$=504 А):

$$L_{микро} \geq \frac{U_{полюс} \cdot t_{огран}}{0{,}2 \cdot I_{ном.ак.бал}} = \frac{375 \cdot 5 \cdot 10^{-6}}{0{,}2 \cdot 504} \approx 19\ \text{мкГн}.$$

2. Топологический предел числа последовательных участков при запасе селективности $\Delta k_{над}$=0,2 ($t_{огран}\approx$5 мкс, $I_{ном.ак.бал}$=504 А):

$$N_{макс} < \frac{1}{\Delta k_{над}} + 1 = \frac{1}{0{,}2} + 1 = 6\ \text{участков}.$$

3. Уставки питающего и приемного концов *i*-го участка ($k_{над.СПТ}$=1,2):

$$\left({}^{di}/_{dt}\right)_{уст.i,пит} = k_{над.СПТ} \cdot k_{ф.СПТ} \cdot \frac{|U_{полюс}|}{(n+1)\cdot L_{микро} + \sum_{j=1}^{i} L_{ЛЭП,j}};$$

$$\left({}^{di}/_{dt}\right)_{уст.i,прием} = k_{над.СПТ} \cdot k_{ф.СПТ} \cdot \frac{|U_{полюс}|}{(n-i+1)\cdot L_{микро} + \sum_{j=1}^{n} L_{ЛЭП,j}}.$$

Индуктивные барьеры $L_{микро}$ = 19 мкГн совместно с инверсным принципом выбора уставок обеспечивают мгновенную амплитудную селективность защиты по производной тока *di/dt* для фидеров СПТ, содержащих до 6 последовательных секций.

Вторая ступень защиты БСПТ: событийно-дискретное поцикловое токоограничение и карта уставок (фидер 2AF)

При высокоомных повреждениях или отказе первой ступени головной ТАВ переходит в режим гистерезисного ШИМ-токоограничения, а селективность между аппаратами достигается подсчетом дискретных циклов (импульсов) коммутации $N_{уст}$.

1. Коридор ШИМ-ограничения тока (по перегрузке активного балансира $1{,}2I_{ном.ак.бал}$:

$$I_{верх.ШИМ} = I_{перег.ак.бал} = 1{,}2I_{ном.ак.бал} = 604{,}8\ А;\quad \Delta I_{ШИМ} = 0{,}1I_{ном.ак.бал} = 0{,}1 \cdot 504 = 50{,}4\ А;\quad I_{ниж.ШИМ} = I_{верх.ШИМ} - \Delta I_{ШИМ} = 554{,}4\ А.$$

2. Перевод времени гашения энергии контура в число импульсов (для фидера 2AF, $L_{ЛЭП}$=82 мкГн, для СПТ из n=3 участков):

– Полная индуктивность аварийного контура:

$$L_{авар.контур} = 2L_{ак.бал.плеч} + n \cdot L_{микро} + L_{ЛЭП.СПТ} = 1786 + 57 + 82 = 1925\ мкГн.$$

– Время спада тока через варистор/разрядник (УЗИП с $U_р$=1200 В (запас над максимальным напряжением):

$$t_{спада} = \frac{L_{авар.контр} \cdot 1{,}2 \cdot I_{ном.ак.бал}}{U_р - |U_{полюс.смещ}|} = \frac{1925 \cdot 10^{-6} \cdot 1{,}2 \cdot 504}{1200 - 750}$$

$$\approx 2588\ мкс.$$

– Период одного кванта автоколебаний в локальном контуре (балансир+ конец сети постоянного тока=139 мкГн):

$$T_{квант} = t_{верх} + t_{низ} = (9{,}34 + 15{,}57) \cdot 10^{-6} = 24{,}91\ мкс.$$

– Ступень селективности по импульсам:

$$N_{баз} \geq \left[\frac{2588 \cdot 10^{-6}}{24{,}91 \cdot 10^{-6}}\right] = 104\ импульса \longrightarrow$$

$$N_{уст} = N_{баз} + N_{ниж} + N_{апп} + N_{зап} = 104 + 1 + 0 + 5 = 110\ импульсов.$$

– Распределение ступени селективности по участкам :

$$N_{с.з.i.пит} = (n - i) \cdot N_{уст} + 5;\quad N_{с.з.i.прием} = (i - 1) \cdot N_{уст} + 5\,.$$

Схема секционирования фидера постоянного тока 2AF

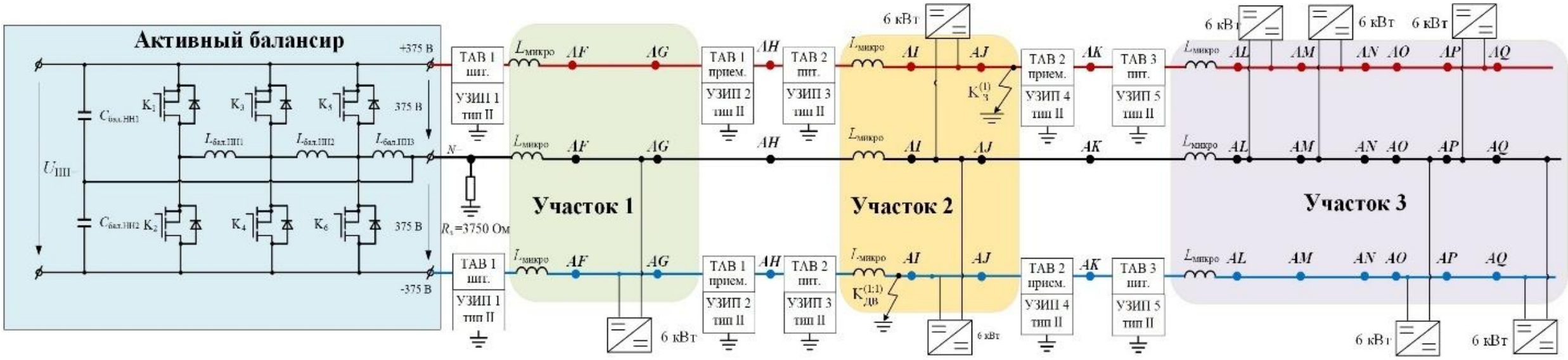


Рис. 37.Схема секционирования фидера постоянного тока 2AF (Участки 1, 2, 3 с РЭР по 6 кВт)

Итоговые уставки фидера 2AF СПТ ($L_{\Sigma 2AF}$=314 м, $X_{\Sigma 2AF}$=82,0 мкГн):

- Участок 1: di/dt ($N_{уст}$): питающий – 2,56 МА/с (225 импульсов); приемный – 1,07 МА/с (5 импульсов).
- Участок 2: di/dt ($N_{уст}$): питающий – 1,50 МА/с (115 импульсов); приемный – 1,49 МА/с (115 импульсов).
- Участок 3: di/dt ($N_{уст}$): питающий – 1,07 МА/с (5 импульсов);

Для сонаправленных аппаратов (ТАВ2 пит.) счет импульсов выполняется органом слежения за производной тока при превышении порога 504 А без коммутации собственных ключей, а для встречных аппаратов (ТАВ2 прием.) — собственным контуром токоограничения со стороны РЭР

Моделирование защиты БСПТ (Опыт 1): селективное отключение по *di/dt* и идентификация Дв.ЗЗ

Моделируется возникновение ОЗЗ на Участке 2 в t=0,05 с с переходом в двойное замыкание на землю (металлическое межполюсное КЗ через землю) в t = 1,10 с.

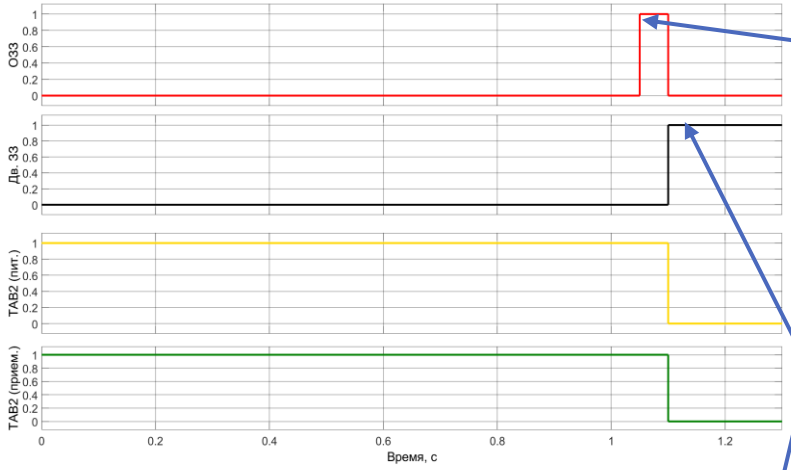


Рис. 38а. Логические сигналы центральной сигнализации (ОЗЗ, Дв.ЗЗ) и положения ключей TAB2 (пит.) и TAB2 (прием.)

1. Стадия ОЗЗ (t= 0,05..1,10 с): напряжение нейтрали смещается до -375 В, ток заземлителя ограничивается на уровне 0,1 А. В t= 1,05 с формируется сигнал ОЗЗ = 1 без отключения потребителей.

2. Переход в Дв.ЗЗ (t= 1,10 с): сигнал ОЗЗ сбрасывается из-за просадки $U_з$, но благодаря памяти и броску тока Iз до -6 А мгновенно взводится и удерживается флаг «Дв. ЗЗ = 1».

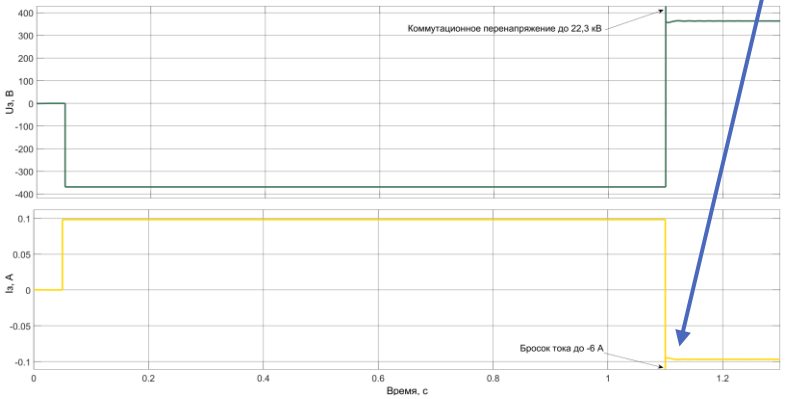


Рис.38б. Напряжение $U_з$ и ток $I_з$ контура высокоомного заземления нейтрали

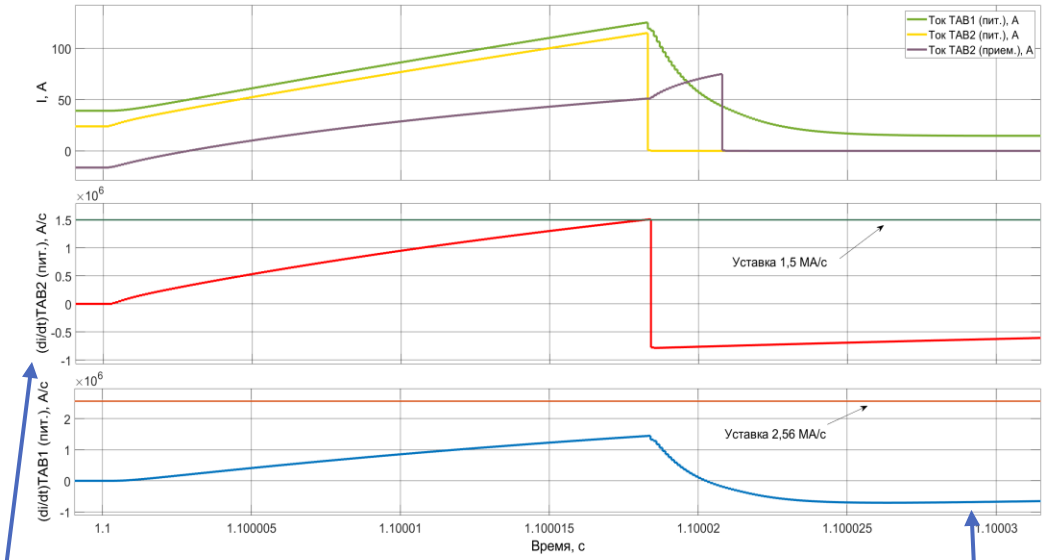


Рис. 38в. Микросекундная динамика токов и производных *di/dt* головного TAB1 и секционного TAB2 в момент t= 1,10 с

3. Микросекундная селективность I-й ступени: на поврежденном участке производная $(di/dt)_{TAB2.пит}$ достигает уставки 1,50 МА/с и отключает участок за ≈14..18 мкс (при максимальном токе всего 114 А).

4. На головном аппарате TAB1 за счет барьера $L_{микро}$ производная ограничивается на уровне 1,44 МА/с (ниже уставки 2,56 МА/с). Головной TAB1 не срабатывает, его ток плавно возвращается к нагрузке Участка 1.

Результаты моделирования подтверждают абсолютную селективность первой ступени по di/dt: поврежденный Участок 2 изолируется с двух сторон за ≈18 мкс без ложного отключения головного выключателя TAB1 и с точной идентификацией Дв.ЗЗ.

Моделирование защиты БСПТ (Опыт 2): резервная ступень поциклового ШИМ-токоограничения

Исследуется ликвидация аварии на Участке 2 при t = 1,10 с резервной событийно-дискретной ступенью при выведенной защите по производной тока di/dt.

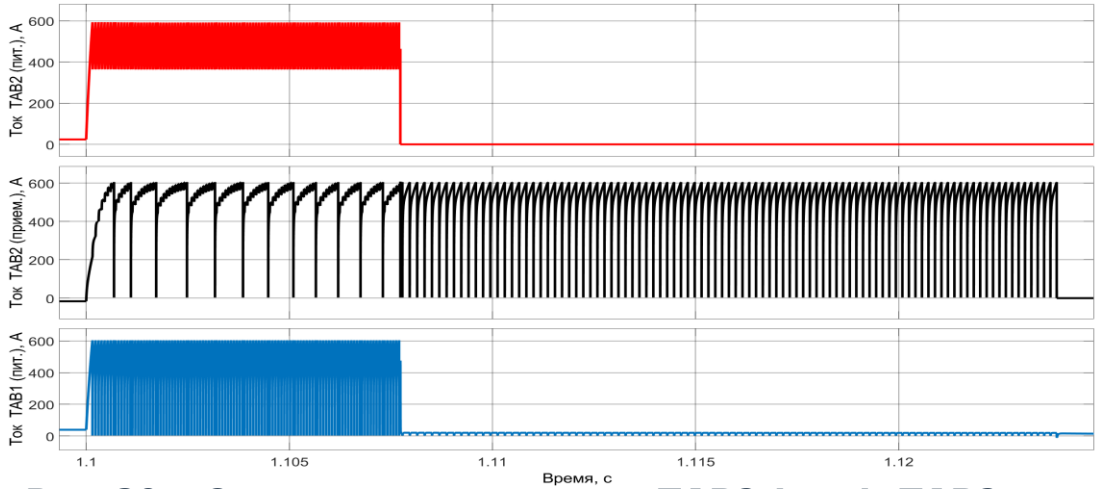


Рис. 39а. Осциллограммы токов TAB2 (пит.), TAB2 (прием.) и головного TAB1 (пит.) в режиме ШИМ-токоограничения

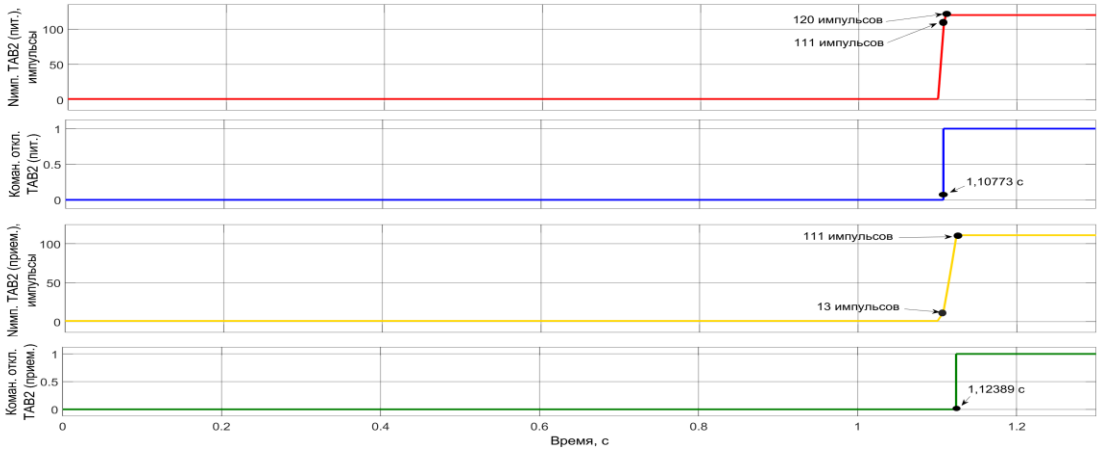


Рис. 39б. Накопление счетчиков импульсов $N_{имп}$ и формирование команд на отключение TAB2(пит.) и TAB2 (прием.)

1. Ограничение сверхтока: вместо установившегося тока КЗ (>1300 А) головной TAB1 и встречный TAB2 (прием.) удерживают ток в безопасном коридоре ≤604,8 А, защищая ключи активного балансира и преобразователей РЭР.

2. Селективное отключение питающего конца (t_1= 1,10773 с): при превышении порога 504 А блок слежения TAB2(пит.) фиксирует циклы ШИМ головного аппарата, удерживая свой ключ замкнутым. По достижении уставки 111 импульсов (через Δt_1 = 7,73 мс) TAB2(пит.) размыкается, после чего головной TAB1 прекращает ШИМ и переходит к нормальному питанию Участка 1.

3. Отключение встречной подпитки от РЭР (Δt_2= 1,12389 с): TAB2 (прием.), являясь головным для РЭР Участка 3, отрабатывает собственное ШИМ-ограничение и по достижении 111 импульсов (через Δt_2 = 23,89 мс) полностью изолирует поврежденный участок.

Событийно-дискретная защита обеспечивает двустороннее селективное отключение поврежденного участка за 7,73 мс (питающий конец) и 23,89 мс (приемный конец) без каналов связи, сохраняя в работе головной фидер и смежные участки СПТ.

Двухуровневая защита подсистемы переменного тока 0,4 кВ на основе МНН ТТТ

Подсистема 0,4 кВ, питаемая от шести параллельных инверторов МНН ТТТ (6 х 105 кВА), работает в постоянном островном режиме с ограничением установившегося тока КЗ на уровне 1,2$I_{ном}$, поэтому быстродействующая защита строится на анализе субпереходного разряда емкости фильтра C_{Σ} = 251 мкФ.

1. Вычисление огибающих в ортогональном базисе Парка–Кларка (*dq*):

$$|u(t)| = \sqrt{u_d^2 + u_q^2};\ \ |i(t)| = \sqrt{i_d^2 + i_q^2}$$

Исключает зависимость знака производной и органа направления мощности от фазы синусоиды в момент КЗ!!!

2. I-ая ступень — защита по производным огибающих с частотной фильтрацией:

– Резонансная частота разряда C_{Σ} =251 мкФ через дроссели инверторов ($L_{дрос.инв}$=88 мкГн; $\sum N_{вкл} \in [1; 6]$); $\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{L_{\Sigma} \cdot C_{\Sigma}}} = \sqrt{\frac{\sum N_{вкл}}{L_{дрос.инв} \cdot C_{\Sigma}}}$.

– Постоянная времени дифференциатора $T_{диф}$=60 мкс: коэффициент ослабления $k_{ф.диф}$=0,711 при $\sum N_{вкл}$=6 и $k_{ф.диф}$=0,927 при $\sum N_{вкл}$=1.

– Логическое условие срабатывания без выдержки времени: $S_{диф} = \frac{d|i|}{dt} \cdot \frac{d|u|}{dt}$

$$Y_I = \left(\left|\frac{d|i|}{dt}\right| \geq \left(\frac{di}{dt}\right)_{уст}\right) \bigwedge \left(\left|\frac{d|u|}{dt}\right| \geq \left(\frac{du}{dt}\right)_{уст}\right) \bigwedge \left(S_{диф} < S_{порог}\right).$$

3. II-ая ступень — резервная МТЗ с пуском по напряжению (ПОН):

– Охватывает концевую зону линии (15..20%) и резервирует смежный участок.

– Сглаживающий ФНЧ с $T_{ф.2}$ = 1,0 мс (подавление гармоники 100 Гц при несимметричных КЗ).

– Ступень селективность для SiC-ТАВ ($t_{размык}$<100 мкс):

$\Delta t = t_{откл.ниж} + t_{погр} + t_{зап} = (2{,}1 + 1{,}0 + 15) \cdot 10^{-3} = 18{,}1$ мс.

Принимаем: 20 мс.

Переход к дифференцированию dq-огибающих тока и напряжения позволяет первой ступени выявить КЗ на стадии субпереходного разряда выходного фильтра МНН за десятки микросекунд, а использование ТАВ сокращает ступень селективности резервной МТЗ с ПОН до 20 мс

Алгоритм защиты подсистемы переменного тока гибридной микросети на основе ТТТ

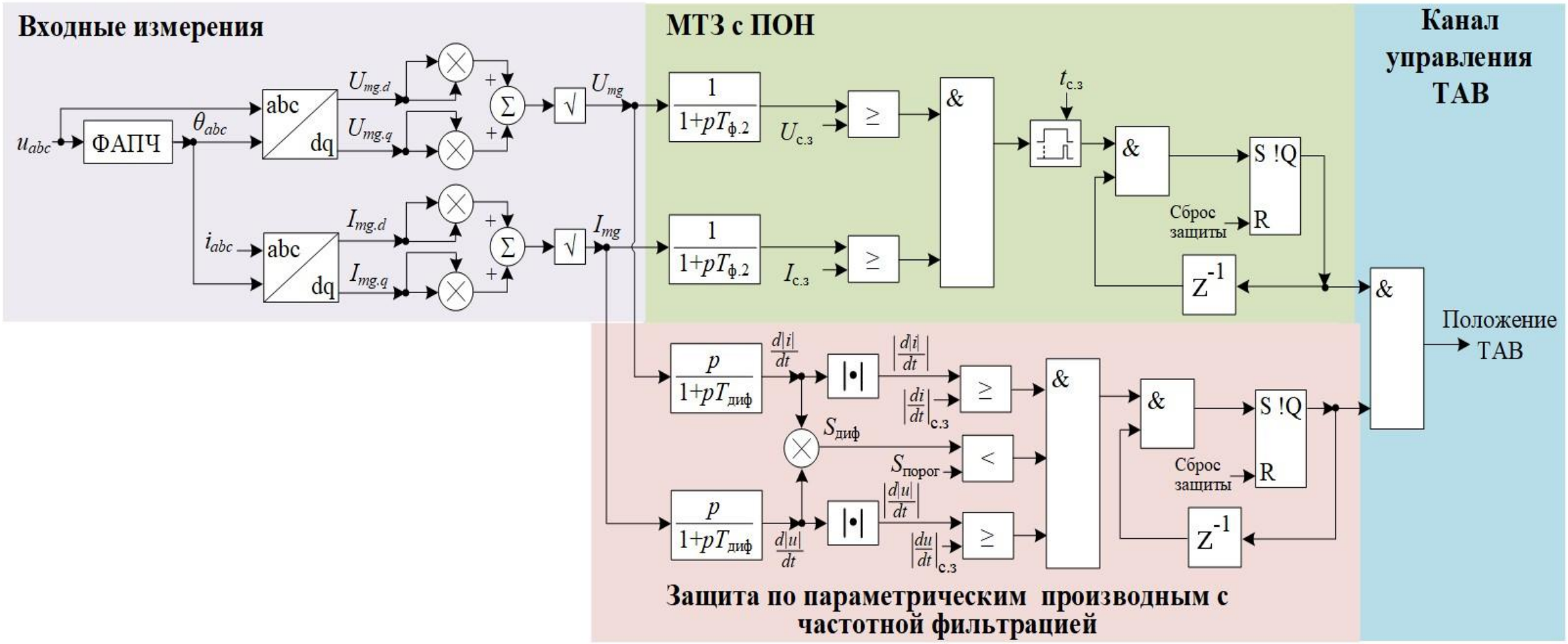


Рис. 40. Структурная схема двухуровневого алгоритма защиты подсистемы переменного тока гибридной микросети.

Расчёт уставок защиты фидера 3А и координация чувствительности МТЗ с автоматикой разгрузки (АОСН)

В инверторной сети 0,4 кВ уставки рассчитываются в обратном направлении — от конечных потребителей к шинам МНН, а чувствительность МТЗ в минимальном режиме ($N_{вкл}$ = 1) напрямую зависит от действия автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН)

1. Условие чувствительности МТЗ с ПОН ($k_{ч.мин}$= 1,5) при ограничении тока инвертора $I_{КЗ}$= 1,2$N_{вкл}I_{инв.ном}$:

$$k_ч = \frac{I_{КЗ}}{I_{с.з}} = \frac{1{,}2\cdot\sum N_{вкл}\cdot\sqrt{2}\cdot I_{инв.ном}}{1{,}16\cdot\sqrt{2}\cdot I_{нагр.макс}} \approx 1{,}036\cdot\sum N_{вкл}\cdot\frac{S_{инв.ном}}{S_{нагр.макс}}. \Rightarrow \sum N_{вкл}\cdot\frac{S_{инв.ном}}{S_{нагр.макс}} \geq \frac{k_{ч.мин}^{осн}}{1{,}03} = \frac{1{,}5}{1{,}036} \approx 1{,}45.$$

2. Проверка фидера 3А ($S_{нагр.1}$= 92,2 кВА, $S_{нагр.2}$=58,6 кВА, двигатель НСВ 3,8 кВА) при одном работающем инверторе ($\sum N_{вкл}$= 1; $S_{инв.ном}$= 105 кВА):

– Защита 2 (смежная, последующая): 105 / 58,6 = 1,79≥1,45 - (чувствительность обеспечена).

– Защита 1 (головная): 105 / 92,2 = 1,14< 1,45 (требуется работа минимум двух инверторов (2,28≥1,45).

3. Отстройка $|du/dt|_{с.з}$ от прямого пуска двигателя НСВ ($\Delta I_{пуск.амп} = 70{,}5$ А):

$$\left|\frac{du}{dt}\right|_{с.з.1(2)} \geq 1{,}3\cdot 0{,}711\cdot\frac{70{,}5}{251\cdot10^{-6}} = 0{,}2596\ \text{МВ/с}.$$

4. Действие на отключение резервной МТЗ с ПОН не превышает 0,1 с, что при аварийной просадке напряжения на шине МНН и повышению тока не способствует работе АОСН (I-ая ступень 0,1 с; II-ая ступень 0,5 с)

5. Координация работы защиты и автоматики: действие II-й ступени АОСН (отключение 11 потребителей) должно передавать команду (например, по PLC-каналу) на изменение уставки по току ТАВ1.

Разгрузка фидера 3А второй ступенью АОСН на 35,2 кВА при останове основного инвертора МНН является необходимым условием сохранения чувствительности МТЗ (kч≥1,5).

Схема фидера 3А переменного тока 0,4 кВ

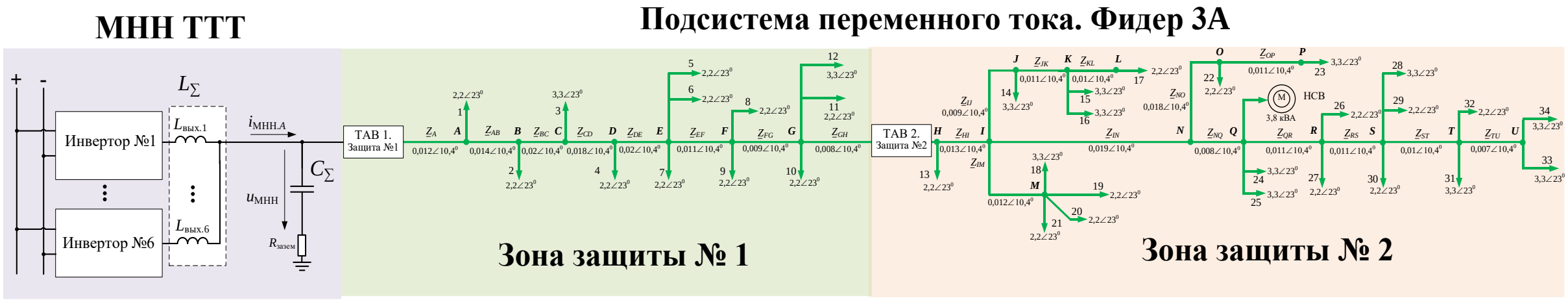


Рис. 41. Расчетная схема фидера 3А (Зона защиты №1 и Зона защиты №2 с ответвлением к НСВ)

Параметры срабатывания защит фидера 3А

Защита	Сверхбыстрая ступень			МТЗ с ПОН		
	$\left\|\frac{di}{dt}\right\|$, МА/с	$\left\|\frac{du}{dt}\right\|$, МВ/с	$S_{порог}$, ТВА/с^2	$I_{с.з}$, А	$U_{с.з}$, В	$t_{с.з}$, с
1	3,368	0,2596	-0,10	255	242	0,03
2	2,845	0,2596	-0,10	162	242	0,01

Моделирование защиты сети 0,4 кВ (Опыт 1): сверхбыстрое отключение близкого трехфазного КЗ

При металлическом трехфазном КЗ в Зоне 1 в момент t= 0,5 с проверяется быстродействие первой ступени по производным dq-огибающих и ограничение ударного тока инверторов МНН.

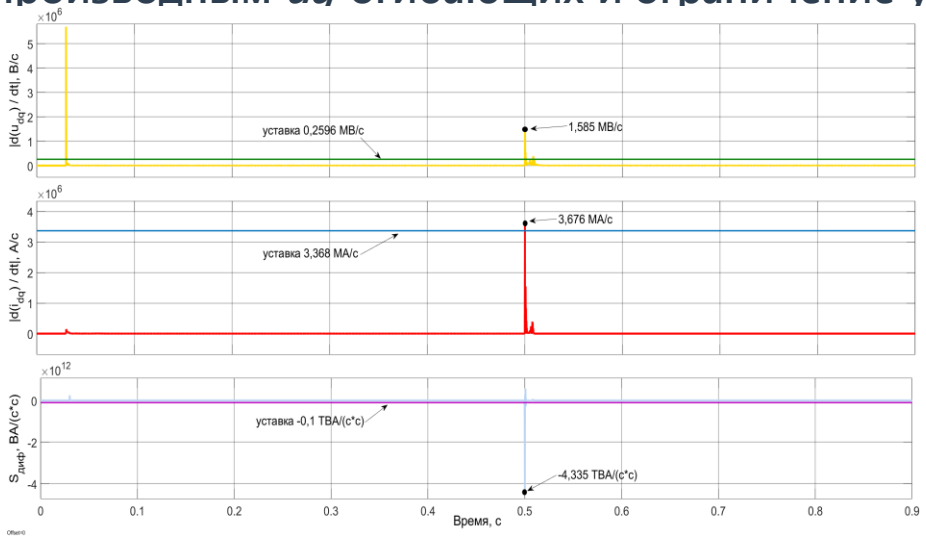


Рис. 42а. Модули производных $|du_{dq}/dt|$, $|di_{dq}/dt|$ и дифференциальной мощности $S_{диф}$ относительно уставок

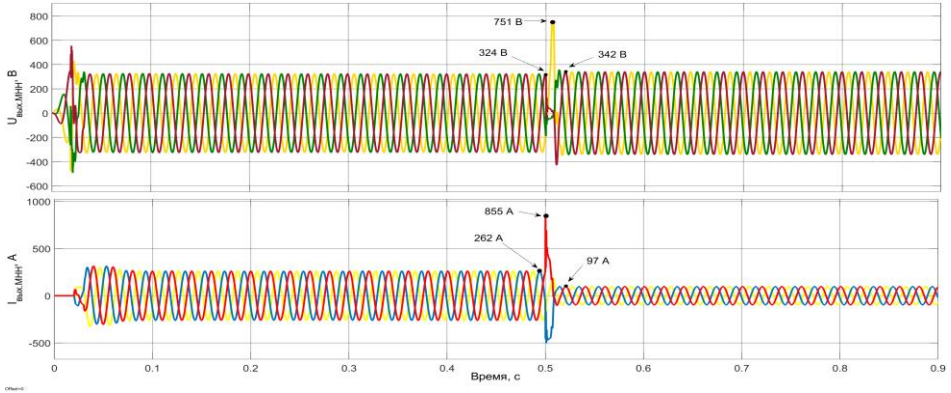


Рис. 42в. Мгновенные фазные напряжения и токи на выходе МНН ТТТ

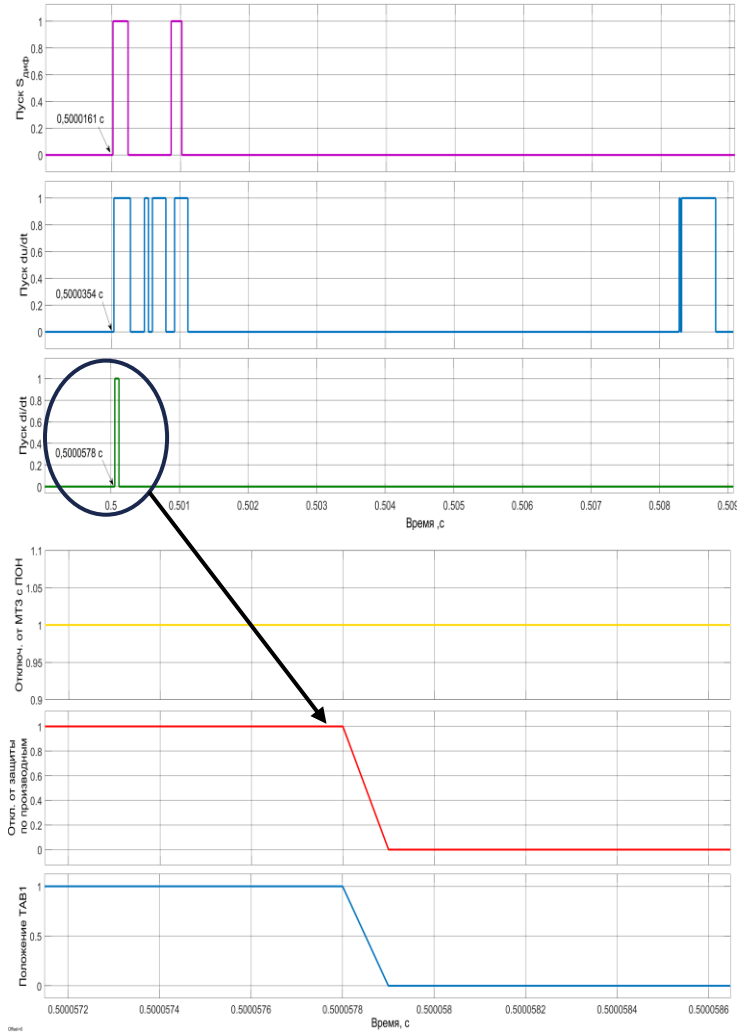


Рис. 42б. Хронология срабатывания пусковых органов и отключение силового ключа ТАВ1

1. Превышение порогов всему тремя критериями в t≈0,5 с (рис.61а)

2. Микросекундная хронология пуска относительно (рис.61б) $t_{КЗ}$= 0,5 с через: t=16,1 мкс – пуск по $S_{диф}$; t=35,4 мкс – пуск по du/dt; t=57,8 мкс – пуск по di/dt; t=57,9 мкс – полное запирание ТАВ1.

3. Бесперебойность смежных фидеров: ударный ток обрывается на значении 855 А, напряжение на шинах МНН восстанавливается до 342 В за единицы миллисекунд, питание неповрежденных зон (ток МНН 97 А) продолжается без перерыва.

Первая ступень защиты ликвидирует близкое трехфазное КЗ за 57,9 мкс — до вступления регуляторов МНН в режим длительного токоограничения, предотвращая просадку напряжения у потребителей смежных фидеров.

Моделирование защиты сети 0,4 кВ (Опыт 2): ликвидация КЗ в конце линии резервной ступенью (МТЗ с ПОН)

При удаленном трехфазном КЗ в конце защищаемого участка (t = 0,5 с) проверяется селективное несрабатывание I-й ступени и надежность ликвидации аварии резервной ступенью МТЗ с ПОН в режиме токоограничения МНН.

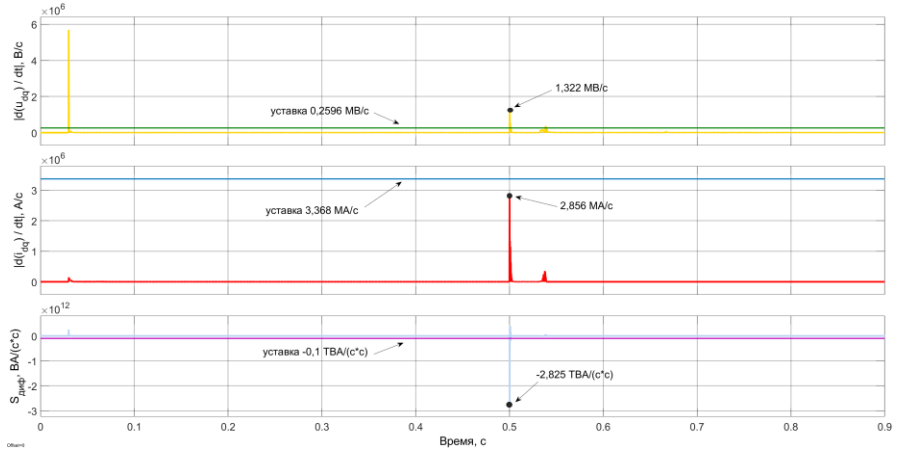


Рис. 43а. Модули производных $|du_{dq}/dt|$, $|di_{dq}/dt|$ и дифференциальной мощности $S_{диф}$ относительно уставок.

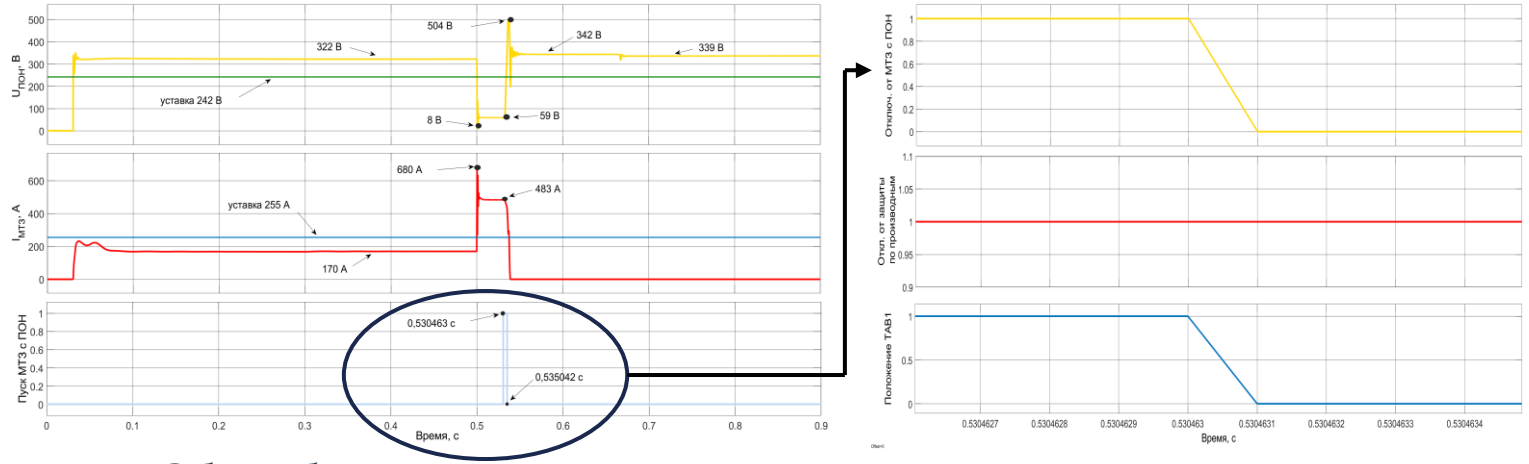


Рис. 43б. Работа измерительных органов напряжения $U_{пон}$, тока $I_{МТЗ}$ и отключение ТАВ1 с выдержкой времени.

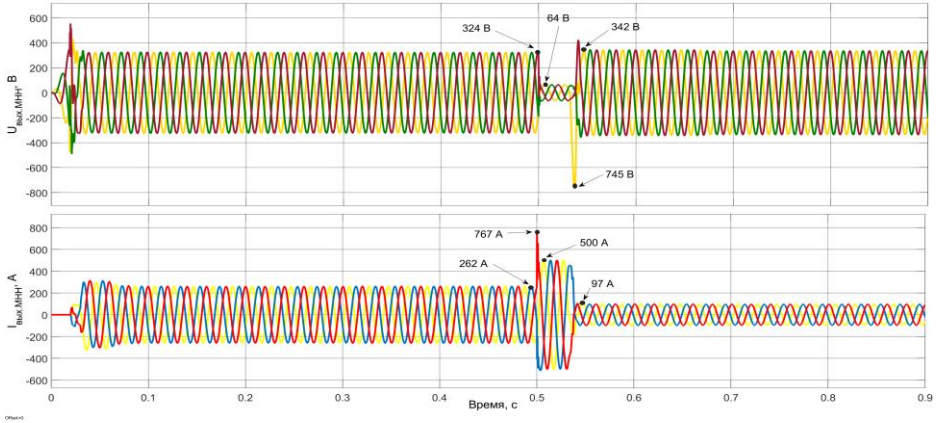


Рис. 43в. Мгновенные трехфазные напряжения и токи на шинах МНН при работе инверторов в режиме токоограничения

1. Естественное ограничение зоны I ступени: из-за индуктивности кабельной линии СИП-2 пик производной тока снижается до 2,856 МА/с< 3,368 МА/с. Первая ступень надежно блокируется (Откл. от защиты по производным = 1), исключая неселективное срабатывание при КЗ в начале смежной зоны.

2. Переход МНН в режим ограничения тока и пуск II ступени: после субпереходного пика (680 А в *dq)* САУ МНН фиксирует аварийный ток фидера на пределе задания по току контура напряжения, что обеспечивает пуск МТЗ с ПОН обеим каналам (ток и напряжения).

3. Ликвидация КЗ по выдержке времени: через Δt=30,46 мс (в t=0,530463 с) ступень МТЗ с ПОН формирует команду на отключение ТАВ1, обеспечивая 100%-ую защиту всего фидера за 30,46 мс (при числе инверторов МНН не менее 2).

Выводы по главе 4

1. Моделированием показано, что неселективное отключение повреждённого полюса биполярной СПТ у шин источника снижает передаваемую мощность исправного полюса на 30% из-за протекания возвратного тока по нейтрали, что доказывает необходимость высокоомного заземления средней точки ($R_з$ = 3750 Ом) и пополюсного секционирования линии твердотельными автоматическими выключателями (ТАВ) без разрыва нейтрального провода.
2. Разработан расширенный алгоритм центральной сигнализации биполярной СПТ с задержкой на возврат в токовом канале и памятью предшествующего состояния, позволяющий достоверно разделять однополюсные замыкания на землю, замыкания нейтрального проводника и переход аварии в режим двойного замыкания на землю.
3. Разработан и верифицирован двухуровневый децентрализованный комплекс защиты биполярной СПТ ±375 В на базе карбид-кремниевых ТАВ, в котором основная ступень по параметрической производной тока *di/dt* с индуктивными барьерами (19 мкГн) селективно отключает близкие металлические КЗ за 14–18 мкс без ложного срабатывания головного ТАВ.
4. Предложена резервная событийно-дискретная ступень защиты СПТ, основанная на поцикловом ШИМ-ограничении тока на уровне 604,8 А и подсчёте импульсов коммутации, обеспечивающая двухстороннюю селективную изоляцию повреждённого участка за 7,73 мс со стороны питания и 23,89 мс со стороны подпитки РЭР без использования высокоскоростных каналов связи.
5. Разработан двухуровневый алгоритм защиты подсистемы переменного тока 0,4 кВ, сочетающий сверхбыструю ступень по производным *dq*-огибающих тока, напряжения и мощности на стадии разряда фильтра МНН (время отключения близких КЗ — 57,9 мкс) и резервную МТЗ с пуском по напряжению (время отключения удалённых КЗ в конце линии — 30,46 мс).
6. Аналитически обоснована и подтверждена необходимость координации резервной МТЗ с автоматикой разгрузки (АОСН): сброс неответственной нагрузки второй ступенью АОСН при останове инверторов МНН и корректировка уставок по PLC-каналу гарантируют нормативный коэффициент чувствительности защиты ($k_ч$ ≥1,5) во всех режимах работы ТТТ.

Заключение

1. Выявлены режимные ограничения функционирования релейной защиты и автоматики в распределительных сетях низкого напряжения при интеграции инверторных РЭР и ограниченной ИКИ. Сформулированы принципы децентрализованного построения защиты и автоматики и разработана унифицированная структура стандарта для активных сетей НН с РЭР.
2. Разработан метод поузловой оценки запаса статической устойчивости микросетей по напряжению на основе показателя ОКЗ-МПВ с учётом взаимного влияния преобразователей, а также определены условия обеспечения частотной устойчивости и достоверности выявления островного режима.
3. Разработана комплексная методика выбора способа подключения микросети к сети среднего напряжения (ТНЧ, ГРТ, ТТТ), рода тока и архитектуры сети постоянного тока. На примере реальной коммунально-бытовой сети доказана технико-экономическая эффективность создания гибридной микросети на базе ТТТ мощностью 630 кВА с биполярной СПТ ±375 В.
4. Обоснована многокаскадная силовая архитектура ТТТ мощностью 630 кВА и разработана методика расчёта его пассивных элементов и магнитной интеграции высокочастотных трансформаторов, обеспечивающая снижение потерь мощности и габаритов оборудования.
5. Разработаны алгоритмы управления и автоматики всех каскадов ТТТ (МВН, резонансного МГР с гибридным фазочастотным управлением, трёхканального активного балансира и модуля НН с адаптивным виртуальным импедансом и двухступенчатой АОСН), обеспечивающие стабилизацию параметров AC- и DC-подсистем при нормальных и аварийных возмущениях.

Заключение (продолжение)

6. Разработаны двухуровневые децентрализованные алгоритмы релейной защиты и центральной сигнализации для биполярной DC-подсистемы (±375 В) и инверторной AC-подсистемы (0,4 кВ) на базе карбид-кремниевых ТАВ, координированные с перегрузочной способностью ТТТ и действием АОСН.
7. Результаты математического и имитационного моделирования подтвердили высокую чувствительность, селективность и быстродействие предложенных решений (ликвидация близких КЗ за 18–58 мкс, резервных — за 7,7–30,5 мс) без использования высокоскоростных каналов связи при сохранении бесперебойного питания ответственных потребителей.

Публикации и выступления

По теме диссертации опубликована **31 научная статья**, из них 6 единолично, 25 в соавторстве, в том числе: 16 в журналах по списку, рекомендованному ВАК, 4 статьи в рецензируемых изданиях, входящих в базу научного цитирования Scopus (3 из Q1, 1 из Q2), 11 в других журналах, сборниках докладов и тезисов.

Выступления на 13 научных конференциях (семинарах, школах) по теме диссертации:

- International Russian Automation Conference (2024 г.) – Sochi, Russian Federation
- Заседание Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики» (2023, 2025 гг.) – г. Иркутск, г. Новосибирск
- Международная научно-техническая конференция «Кибернетика энергетических систем» (2025 г.) – г. Новочеркасск
- Международная научно-техническая конференция «Возобновляемая и малая энергетика» (2023, 2025 гг.) – г. Москва
- Всероссийская научно-техническая конференция с Международным участием «Актуальные вопросы энергетики» (2026 г.) – г. Омск
- Всероссийская молодёжная конференция с Международным участием «Системные исследования в энергетике» (2026 г.) – г. Иркутск
- Международный молодежный энергетический форум «Энергосистемы будущего» (2025 г.) – г. Москва
- Всероссийская школа молодых ученых ИНЭИ РАН (2023, 2025 гг.) – г. Москва
- Международная научно-практическая конференция «Современная наука: актуальные проблемы, достижения и инновации» (2026 г.) – г. Белебей

ДОКЛАД ОКОНЧЕН

БЛАГОДАРЮ ЗА ВНИМАНИЕ!

Докладчик:
Вольный Владислав Станиславович

почта: volnyyvs@yandex.ru