

ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ПРИ ИНТЕГРАЦИИ СИНХРОННОЙ МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИИ И ОБЪЕКТОВ НА ЕЕ ОСНОВЕ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ И МЕЖДУ СОБОЙ

Фишов Александр Георгиевич
д.т.н., профессор, профессор кафедры автоматизированных электроэнергетических систем
Новосибирского государственного технического университета

Москва, 30.10.25



Содержание доклада

- Актуальность, задачи
- Минимальный глоссарий
- Необходимость интеграции объектов с малой генерацией (ОсМГ) и технологические барьеры на ее пути
- Технология для создания локальных интеллектуальных энергосистем (ЛИЭС) с независимым управлением режимами , интегрируемых в сеть централизованного энергоснабжения (ЦЭС) (УГТ 10)
- Практическая реализация ЛИЭС
- Технология создания и децентрализованного управления режимами Территориально интегрированных ЛИЭС (ТИЛИЭС) (УГТ 7)
- Стендовые испытания
- Выводы и заключение

Минимальный глоссарий АРЭС с ЛИЭС и ДМАУ

Активная электрическая сеть с распределенной (малой) генерацией (АРЭС) – распределительная электрическая сеть с множеством источников и объектов с источниками электрической энергии малой мощности, включенных в разных узлах сети.

ЛИЭС – локальная система энергоснабжения с источниками электрической энергии суммарной мощностью 1 - 25 МВт, подключенная к распределительной сети 6 - 110 кВ централизованного энергоснабжения с возможностью обмена мощностью, способная работать под управлением автоматики, независимой от внешней системы, как автономно, так и параллельно с внешней сетью, а также устойчиво и безопасно переходить из режима автономной работы в параллельный и наоборот без нарушения электроснабжения потребителей.

ТИЛИЭС (Территориально интегрированные локальные интеллектуальные энергосистемы) - совокупность нескольких ЛИЭС с общим электроэнергетическим режимом и децентрализованным режимным и противоаварийным управлением.

Самобалансирующийся энергорайон электрической сети - (СбЭР) - созданный на базе сетей напряжением 0,4-35 кВ сбалансированный в нормальном режиме по активной и реактивной мощности энергорайон с генерацией, децентрализованным режимным и противоаварийным управлением, способный работать, как в составе сети энергосистемы напряжением до 110 кВ включительно, так и в островном режиме

Роевой интеллект (РИ) (Swarminelligence -SI) - вид искусственного интеллекта самоорганизующихся систем, обеспечивающий организованное коллективное поведение при отсутствии централизованного управления.

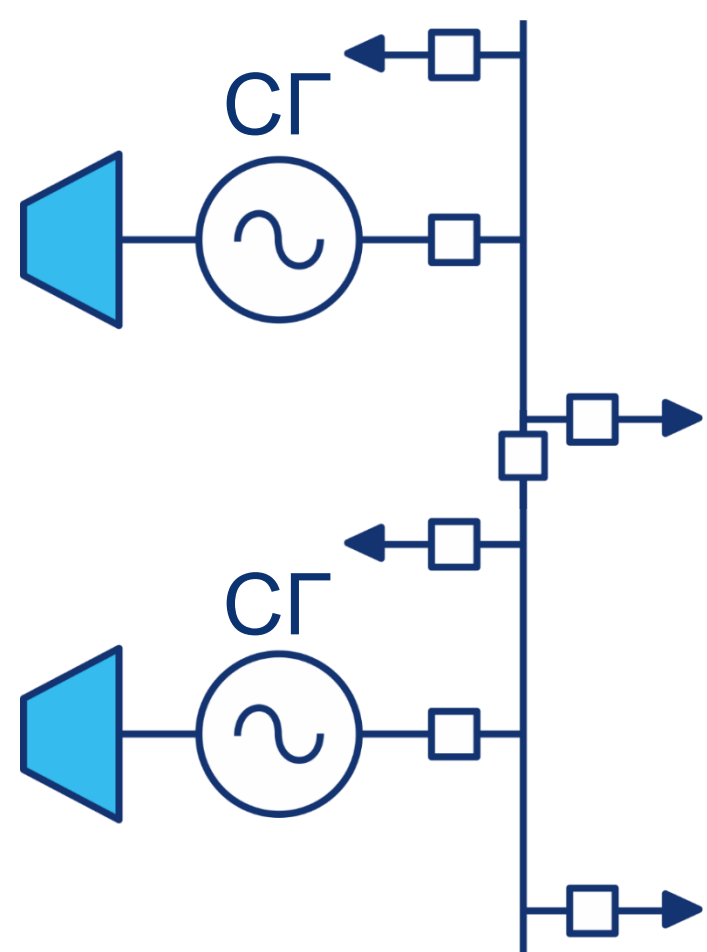
Технология - совокупность технологических процессов в определённой отрасли с описанием способов производства и их воспроизводства.

Причины, определяющие актуальность и необходимость развития сетевой распределенной малой генерации с децентрализованным управлением режимами распределительных электрических сетей

- Низкая надежность электроснабжения и экономическая неэффективность автономных систем энергоснабжения.
- Предпочтительность для частных инвесторов объектов энергетики с независимыми системами управления и минимальными организационными и технологическими ограничениями для их интеграции в существующие электрические сети и энергосистемы.
- Все возрастающие угрозы безопасности для критических инфраструктур, в т.ч. энергетической, связанных с их современной информационно-сетевой основой управления с высокой кибер уязвимостью.
- Непредсказуемость глобального общественно-политического развития с возникновением военных конфликтов с широкомасштабными негативными последствиями для энергетической инфраструктуры и, соответственно, возрастающими требованиями к ее живучести, в основе которой лежат децентрализация генерации, управления режимами и самовосстановление.
- Максимальная свобода в достижении собственниками энергетических объектов своих бизнес целей при осуществлении общих энергетических режимов при параллельной работе в составе объединений с децентрализованным управлением.

Приведенные причины вынуждают отказаться от гегемонии концепции централизованного развития и управления режимами электроэнергетических систем, дополнив ее возможностями и потенциалом децентрализованного развития и управления, особенно применительно к АРЭС.

Работа локальной энергосистемы с малой генерацией автономно и в составе активной распределительной сети (АРЭС)



Недостатки автономной работы	
1	Низкая надежность
2	Низкое качество ЭЭ (особенно по частоте)
3	Низкое использование установленных мощностей
4	Большие сроки окупаемости (>20 лет)

Эффекты от объединения с системами централизованного электроснабжения	
Для объектов с малой генерацией	
1	Высокая надежность
2	Высокое качество ЭЭ (по частоте)
3	Высокое использование установленных мощностей
4	Сроки окупаемости 5-7 лет (при малых затратах на присоединение)
Для электрических сетей централизованного энергоснабжения	
1	Снижение потерь (за счет разгрузки сети)
2	Возможности подключения дополнительных потребителей (за счет разгрузки сети)
3	Повышение качества электроэнергии (по напряжению) в районе присоединения малой генерации

Технологические барьеры при интеграции ОсМГ во внешнюю электрическую сеть и между собой



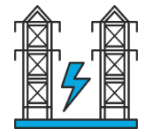
1. Технология для создания ЛИЭС с независимым управлением режимами , интегрируемых в сеть ЦЭС

Включает:

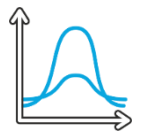
- Определенные схемы для присоединения и обмена мощностью
- Специализированные способы режимного, противоаварийного управления и автооперирования
- Специализированную автоматику комплексного управления режимами
- Услуги проектирования, поставки, монтажа, пуско-наладки оборудования, ввода в эксплуатацию
- Обучение оперативного и дежурного персонала по специализированным программам
- Цифровой двойник управления режимами
- Демонстрационные площадки на физических моделях МЭИ и НГТУ
- Пилотную реализацию ЛИЭС микрорайона Березовое (г. Новосибирск)

Эффекты от создания ЛИЭС с независимым управлением режимами, интегрируемых в сеть ЦЭС

Для распределительной сетевой компании



Повышение качества ЭЭ и надежности энергоснабжения за счет источника ЛЭС



Снижение пиковых нагрузок за счет выполнения функции агрегатора при управлении спросом, увеличение срока службы оборудования

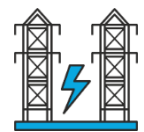


Присоединение потребителей без инвестиций в развитие сети за счет присоединения гарантированной генерации в запертых зонах сети

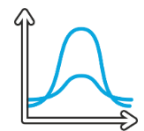


Возможность покупки ЭЭ у малой генерации на покрытие потерь и собственных нужд по ценам ниже рыночных

Для системного оператора ЕЭС

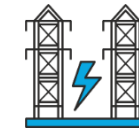


Дополнительные возможности режимного и противоаварийного управления



Возможность выравнивания графика нагрузки и противоаварийного балансирования режима

Для собственников малой генерации ЛЭС



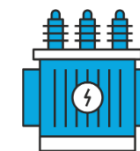
Повышение надежности и качества энергоснабжения собственных потребителей



Локализация нарушений при авариях и автоматическое восстановление нормального режима



Увеличение межремонтного интервала собственных генераторов за счет стабильности режима выработки электроэнергии при параллельной работе в сеть



Разгрузка выключателей при отключении токов КЗ при параллельной работе за счет опережающего отключения подпитки от внешней электрической сети



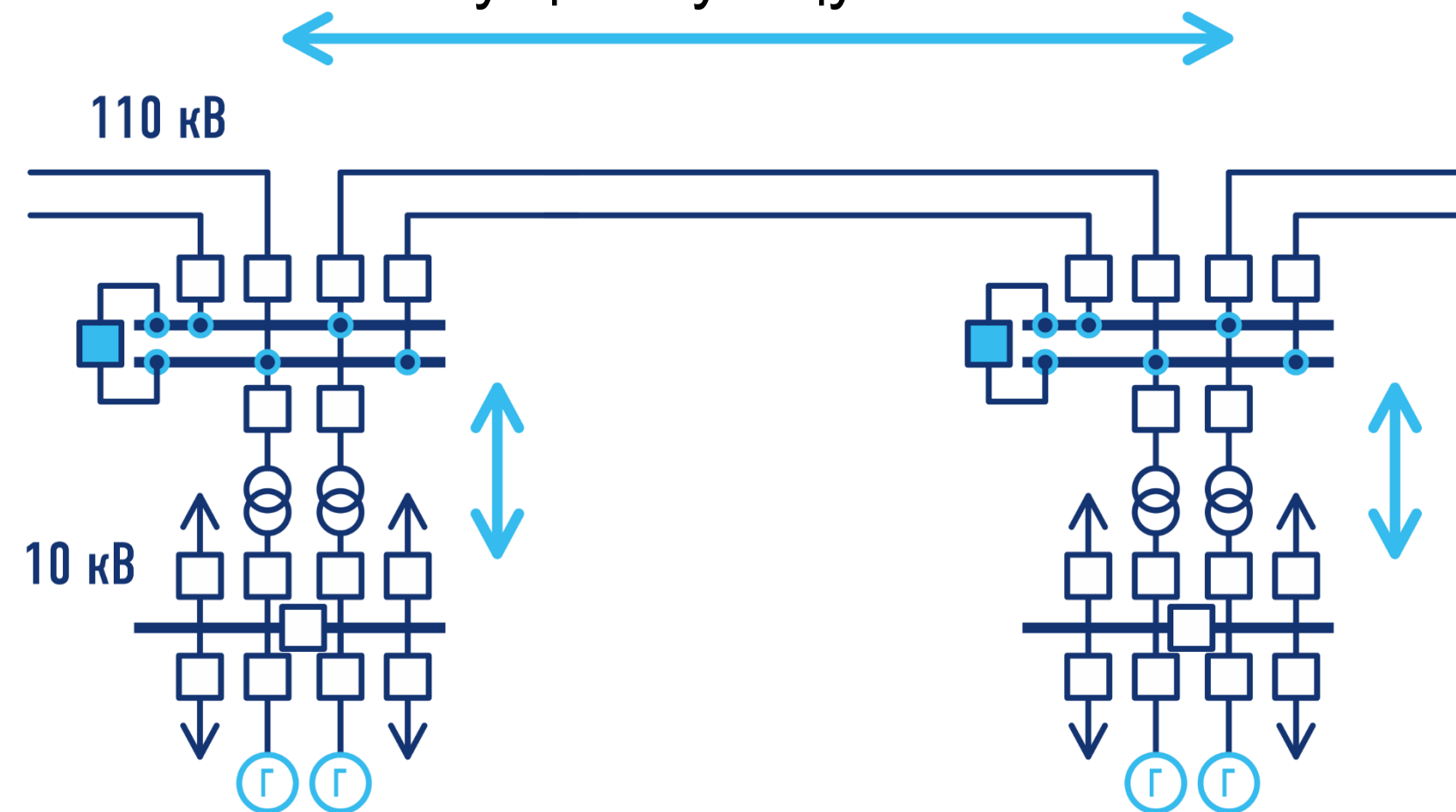
Получение прибыли от продажи избытков мощности и энергии во внешнюю сеть, в т.ч. за счет заключения прямых договоров на розничном рынке



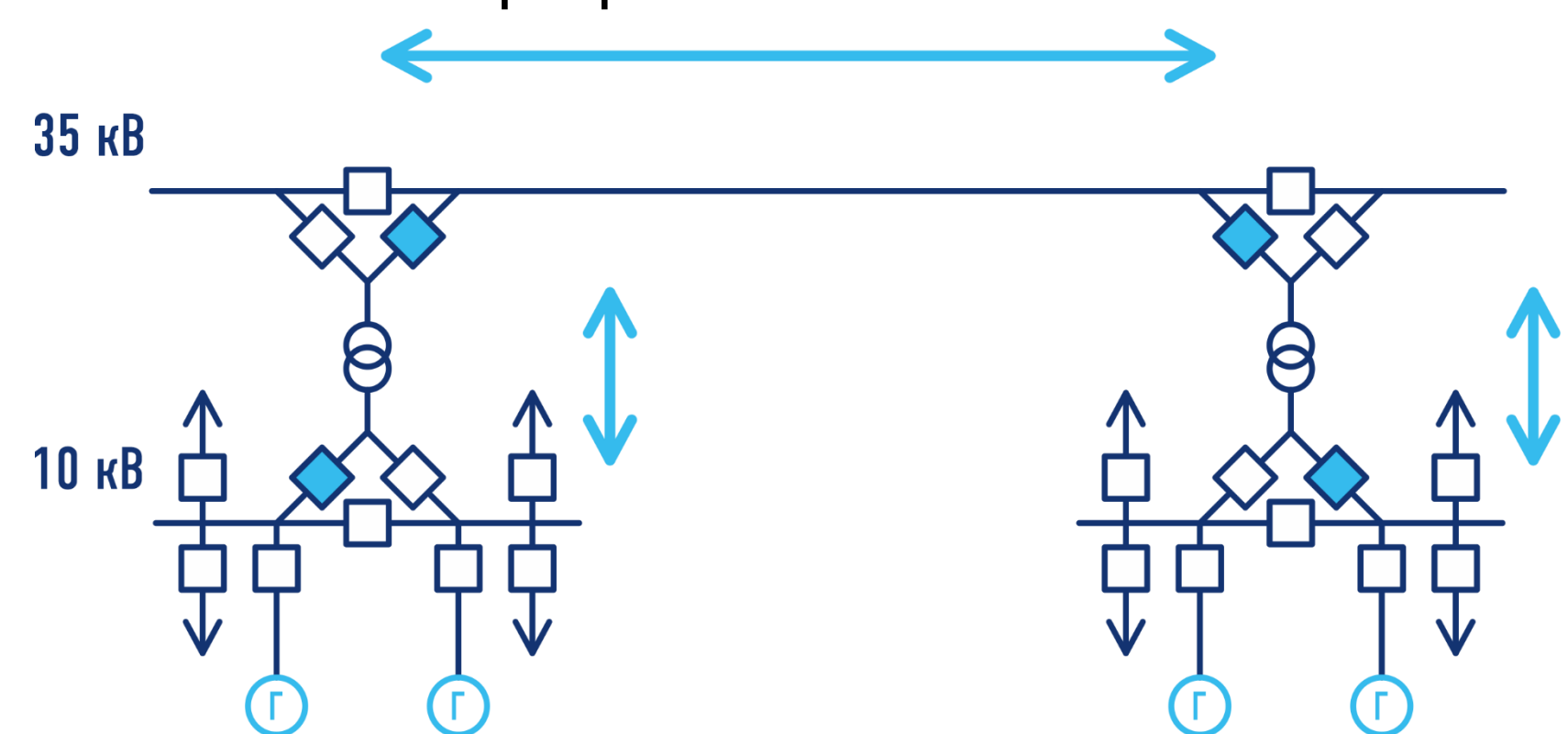
Снижение затрат на собственный резерв генерации и регулирование производства для поддержания частоты

Принципиальные схемы присоединения ЛИЭС к существующей сети или проектирования схем с ЛИЭС с учетом критерия n-1

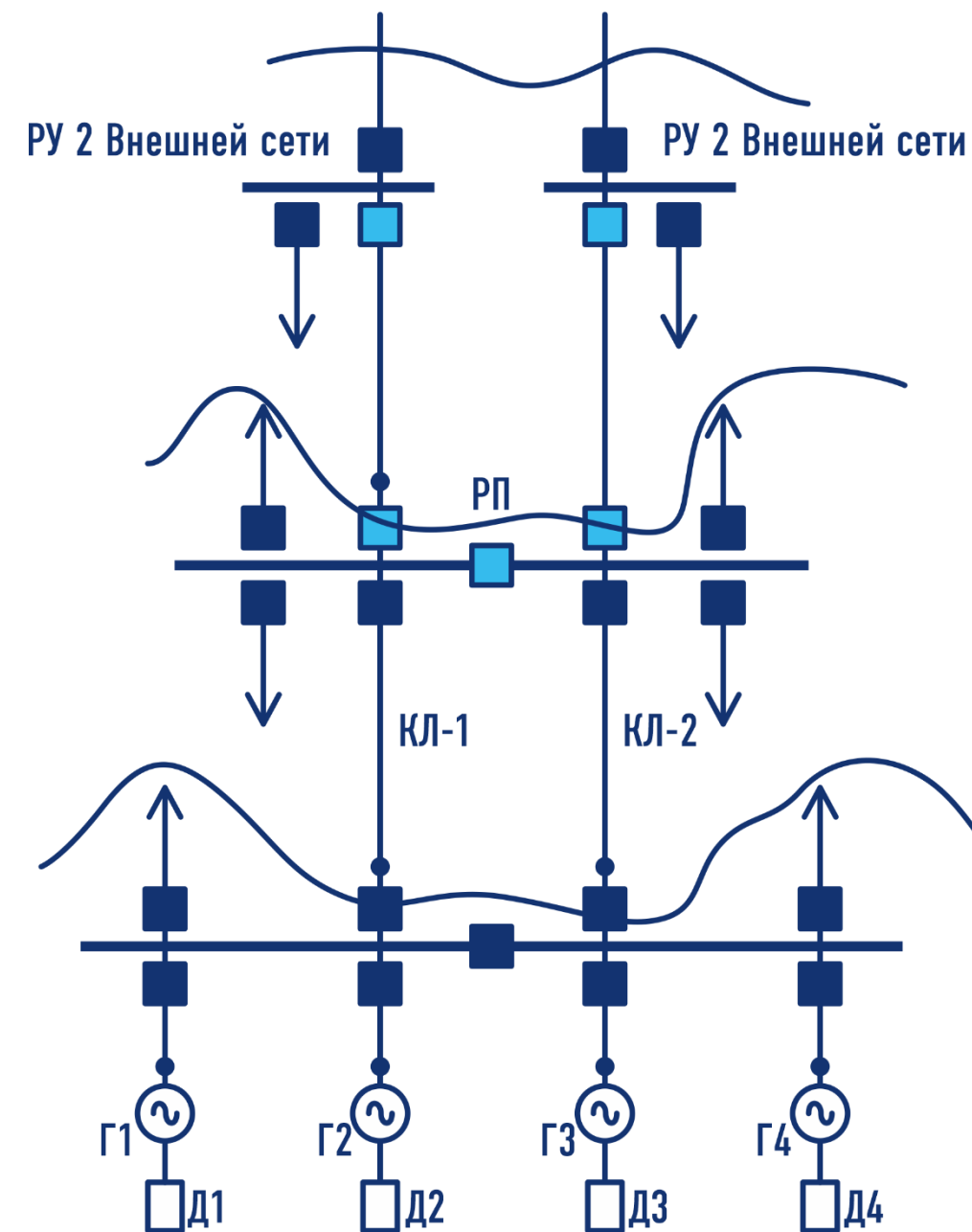
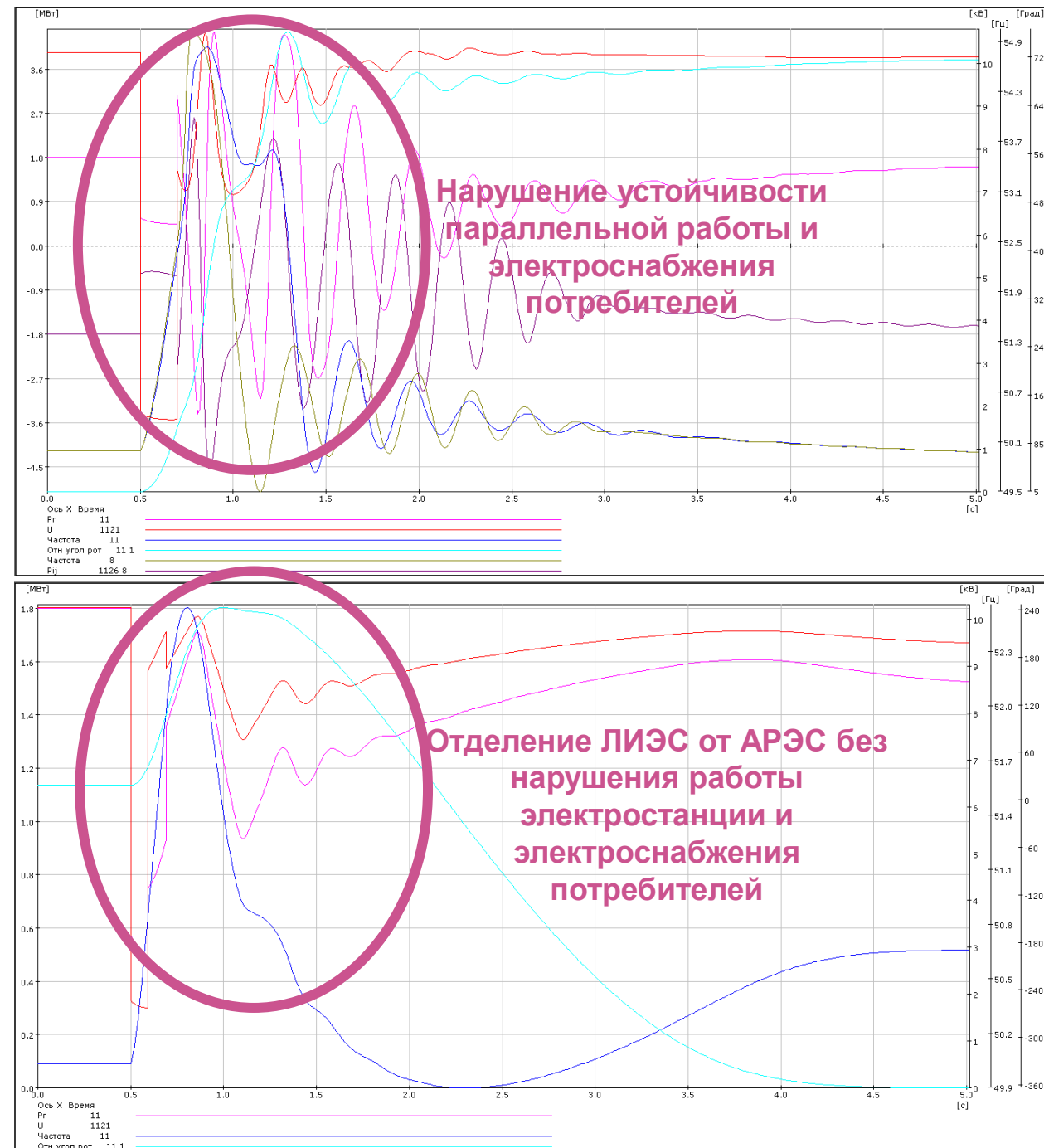
Энергорайон с интеграцией ГУ и ЛИЭС
в существующую сеть



Изначально спроектированный
энергорайон с ГУ и ЛИЭС



Основной способ противоаварийного управления режимом параллельной работы ЛИЭС с внешней сетью, реализуемый автоматикой опережающего сбалансированного отделения

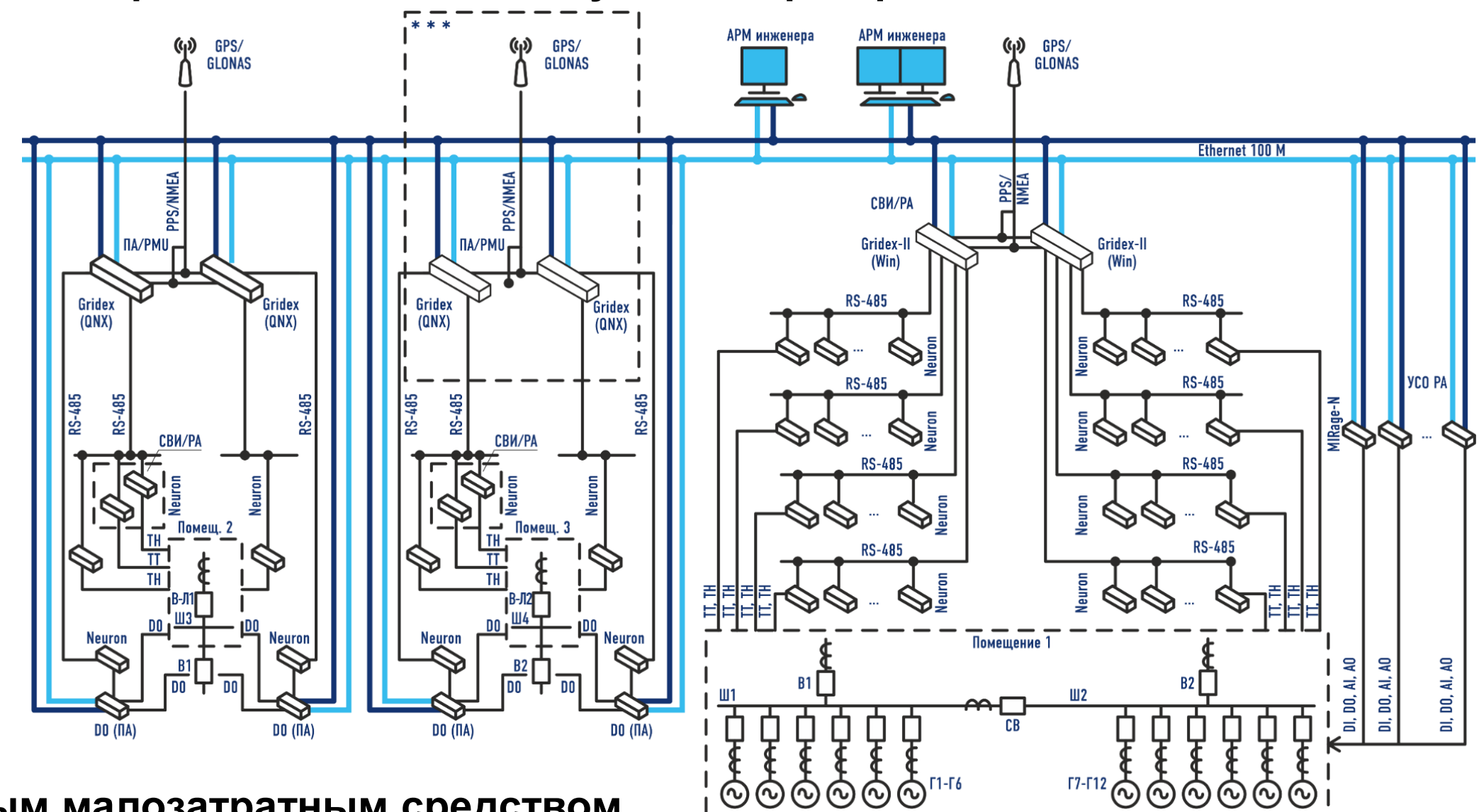


- **Сечение 1** (за РУ 10 кВ внешней сети) используется для деления в режиме избытка мощности ЛЭС
- **Сечение 2** (за РП сети ЛИЭС) используется для деления в режиме самобаланса ЛЭС
- **Сечение 3** (за РУ ЭлСт) используется для деления в режиме дефицита мощности ЛЭ

Системная автоматика (ПТК) ЛИЭС

ПТК (системная автоматика) управления режимами локальной энергосистемы на базе объекта малой генерации, объединяет в одном устройстве автооператор, режимную и противоаварийную автоматику, телесигнализацию, телеуправление, телеизмерения

В основе противоаварийного управления для режима параллельной работы с внешней сетью - способ режимного и противоаварийного управления, использующий опережающее (менее 80 мс) отделение сбалансированной ЛИЭС от внешней сети по заранее подготовленному автооператором сечению



На текущий момент ПТК является новым и единственным малозатратным средством, решающим задачу подключения ЛИЭС к электрической сети, обеспечивающим согласованность работы режимной и противоаварийной автоматик, что является автоматикой нового типа

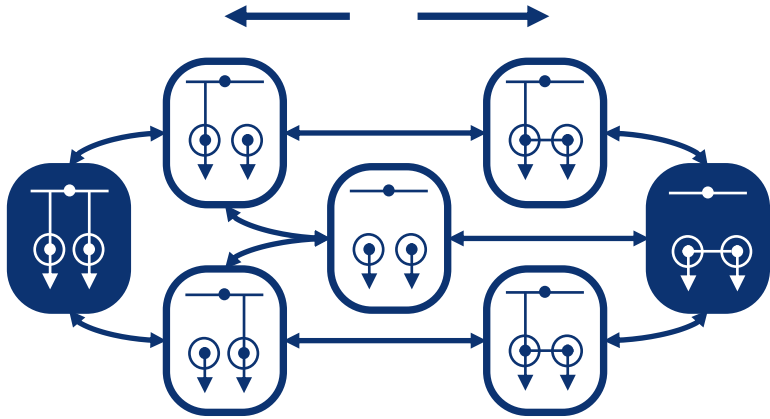
Общее представление о ПТК и Автооператоре

ПТК обеспечивает:

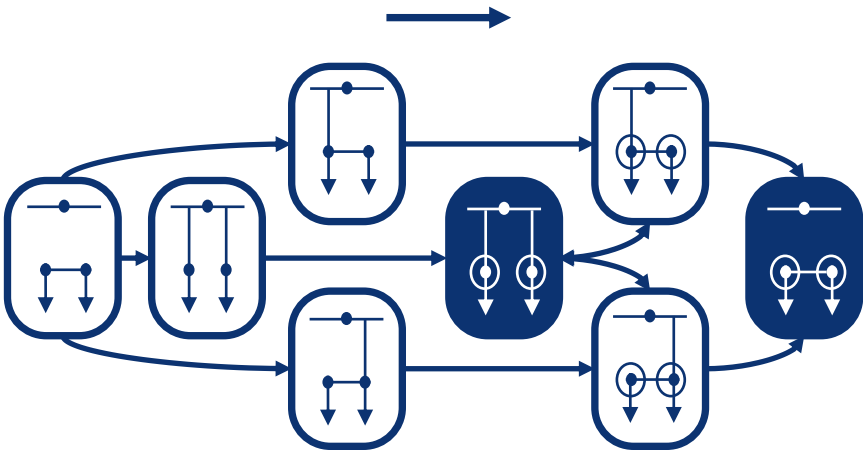
- Противоаварийное опережающее сбалансированное отделение ЛИЭС от сети
- Управление составом, загрузкой и режимом генерирующего оборудования (коммерческие обязательства по поставкам мощности, энергии и системных услуг),
- Поддержание готовности к спорадическому сбалансированному отделению,
- Восстановление нормального режима после его нарушения,
- Осуществление оперативных переходов из режима параллельной работы в автономный и обратно.



Реконфигурация структуры ЛЭС в нормальных условиях

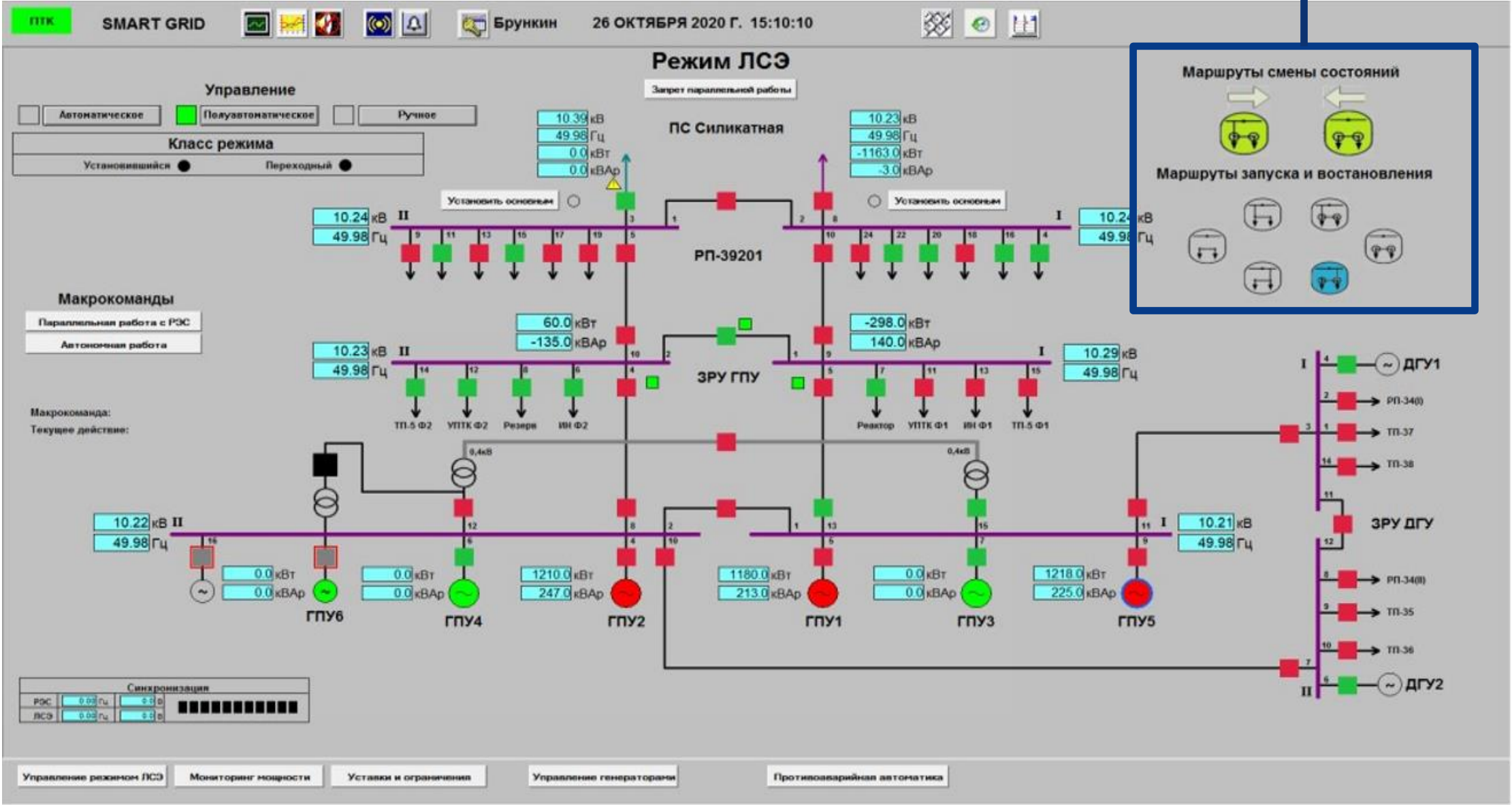


Восстановление нормального режим параллельной работы а после его нарушений

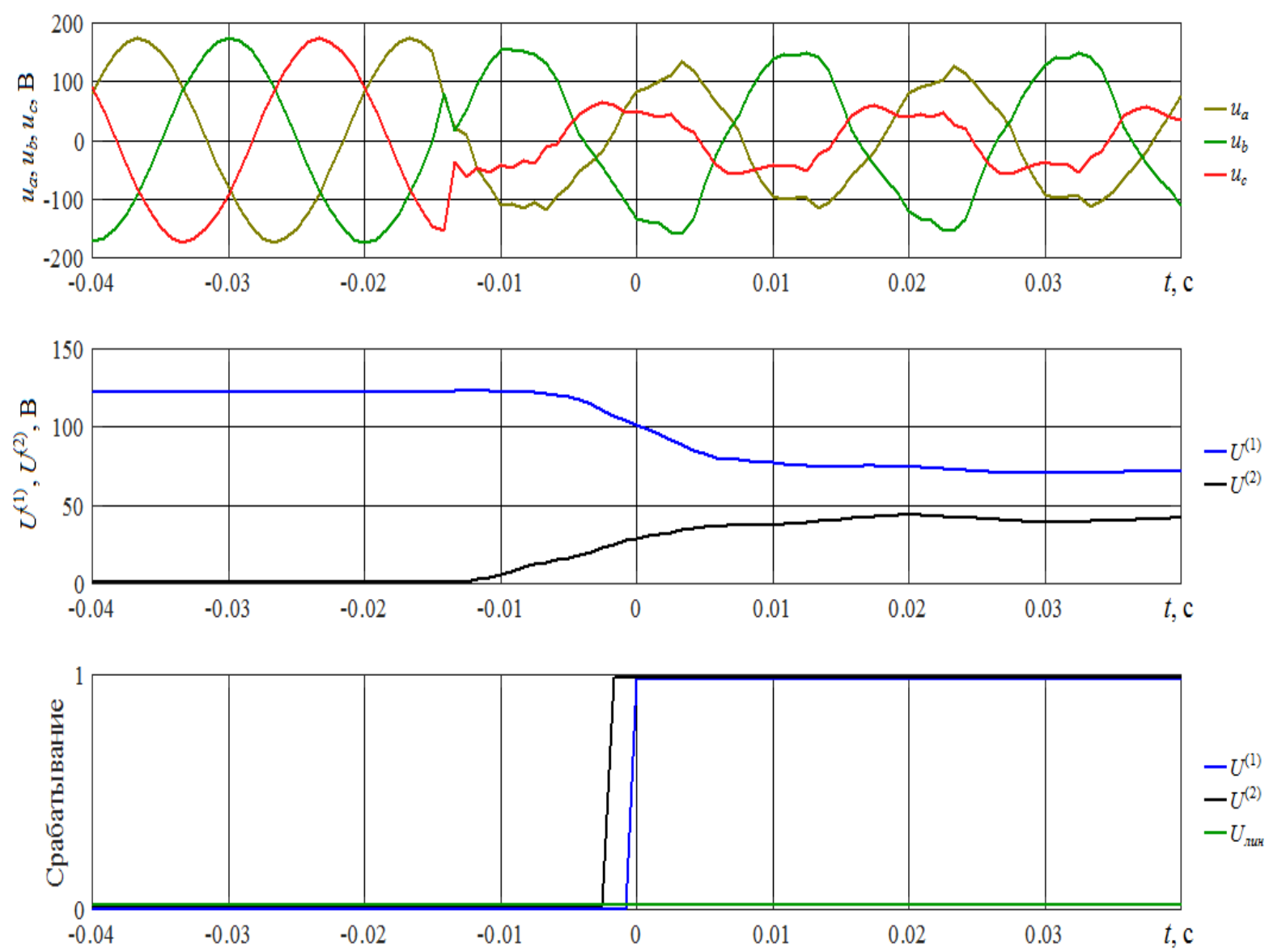


Маршрутные карты
Автооператора

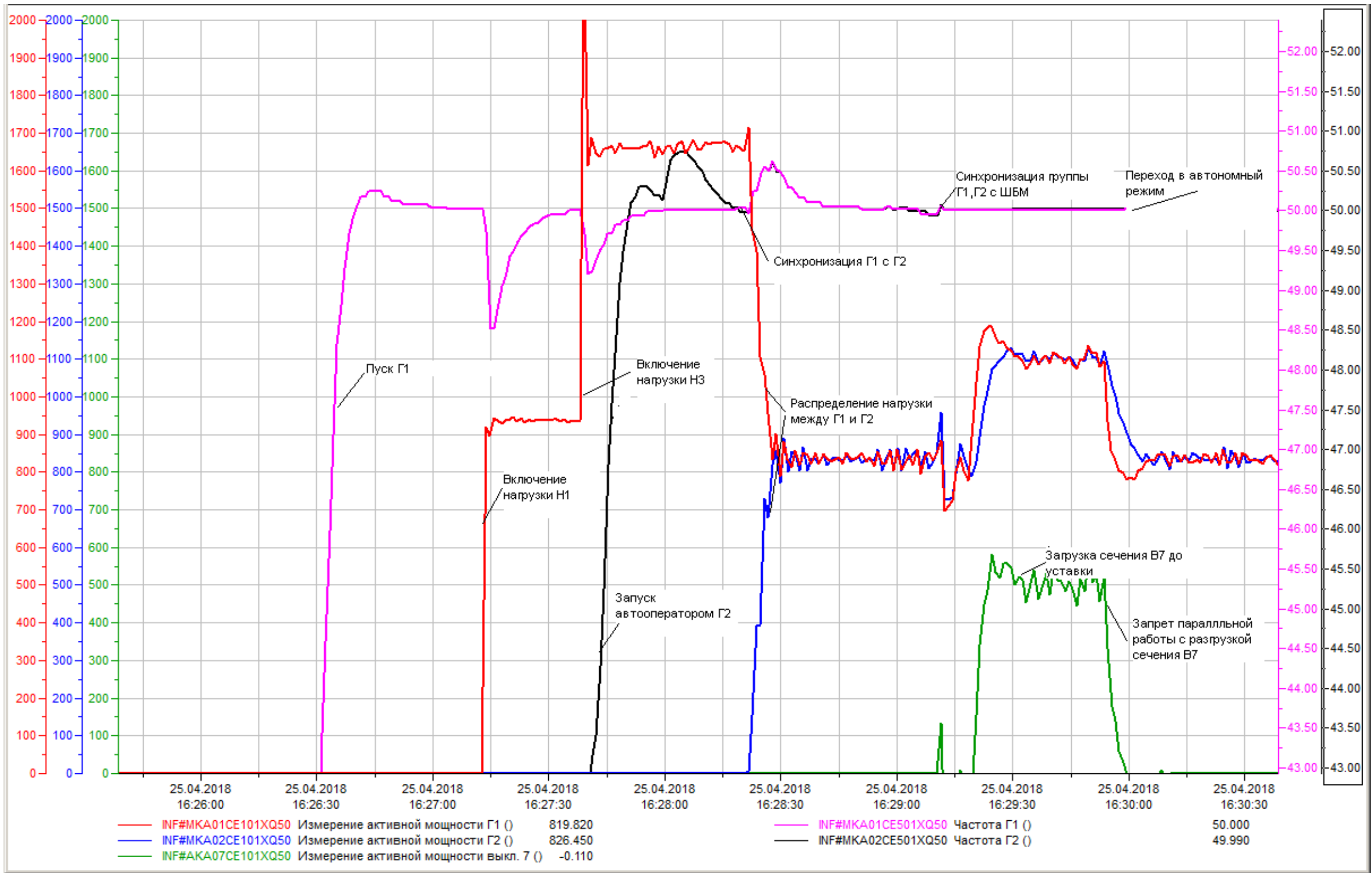
№	Состояние и пиктограмма	Содержание
1		Класс состояния (режима ЛЭС)
2		Класс нормального состояния ЛЭС
3		Разделенные шины внешней электрической сети в точках присоединения ЛЭС
4		Синхронная электрическая связь
5		Нагрузка
6		Включенные в работу генераторы
7		Секция шины РУ энергоцентра с генерацией и нагрузками



Испытания ПТК ЛИЭС на физической модели ЭЭС в НГТУ

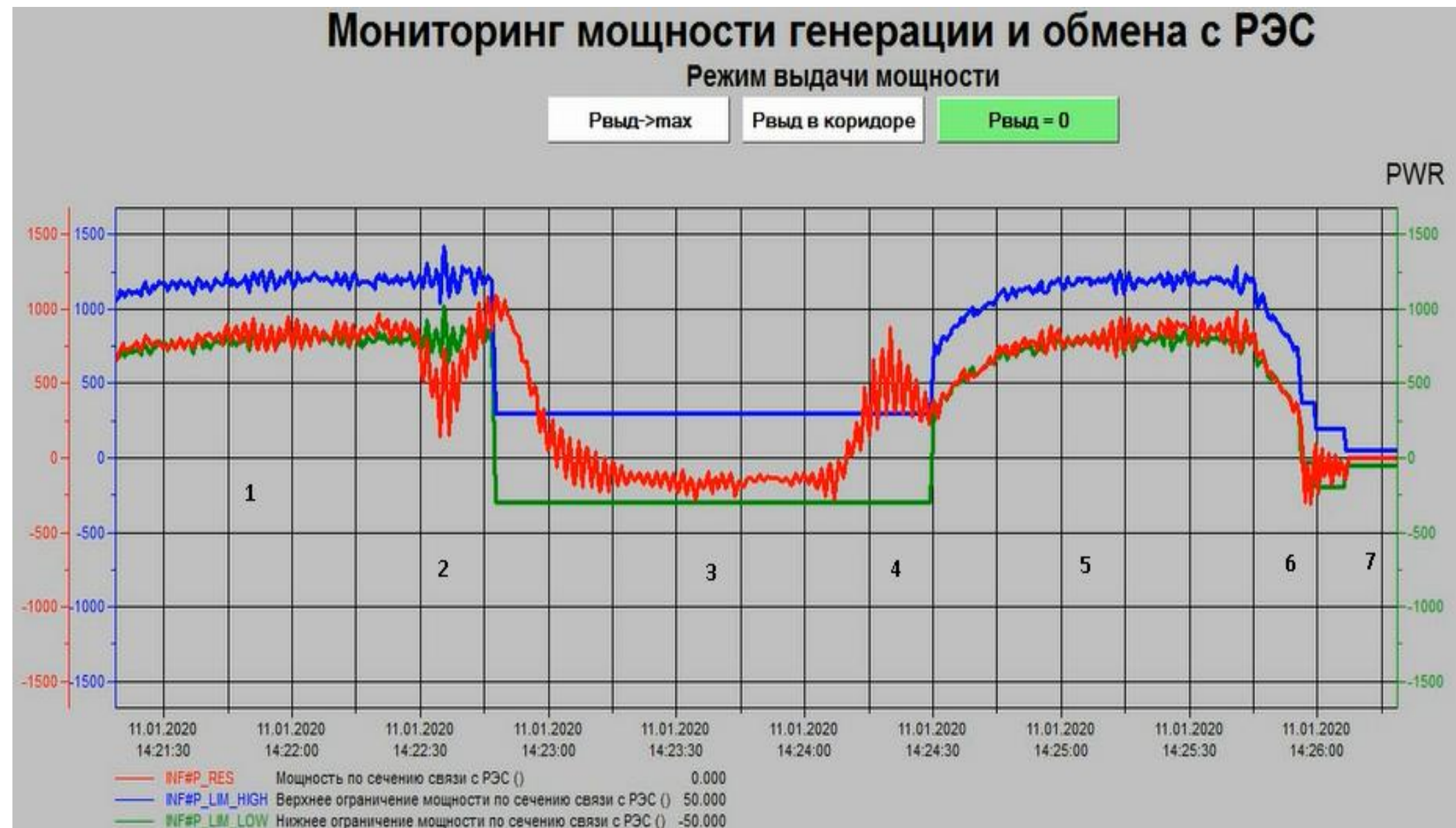


Срабатывание ПО АОСД
($t_{\text{сраб}} = 0.016$ с)



Управление режимом ЛИЭС автооператором
(реакция на изменение нагрузки и статуса режима
параллельной работы с сетью)

Режимы параллельной работы ЛИЭС с внешней сетью



1 – работа ЛИЭС в режиме выдачи максимальной свободной генерирующей мощности во внешнюю электрическую сеть,

2 – наброс собственной нагрузки,

3 – перевод автооператором ЛИЭС в режим с нулевой средней мощностью в коридоре допустимых отклонений по факту отсутствия достаточных свободных мощностей,

4 – отключение части собственной нагрузки,

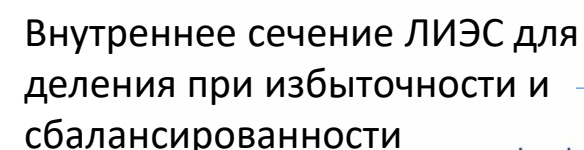
5 – перевод ЛИЭС в режим выдачи максимальной свободной мощности после снижения нагрузки,

6 – оперативное выставление запрета параллельной работы, разгрузка сечения до нулевого перетока с отключением лишнего генератора,

7 – перевод ЛИЭС в режим островной работы.

Осциллограмма изменений режима ЛИЭС, работающей параллельно с внешней электрической сетью с постоянным сечением для отделения: при подключениях, отключениях части нагрузки, изменениях режима выдачи мощности во внешнюю сеть, запрете параллельной работы (Физическое моделирование)

Пилотный проект ЛИЭС микрорайона «Березовое» г. Новосибирск (2021, реализован совместно ООО «ИЭ», НГТУ, ООО «Модульные системы Торнадо»)



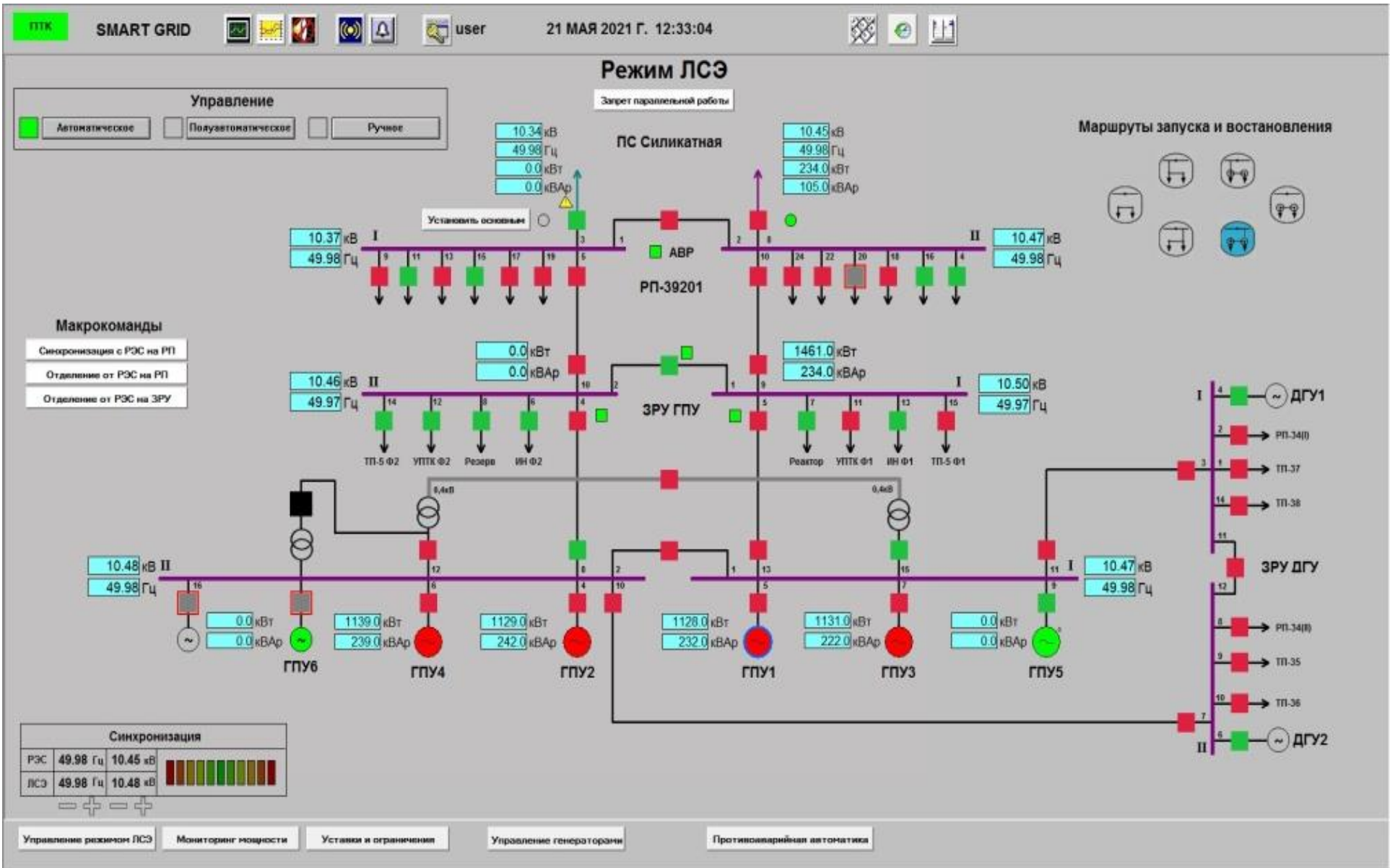
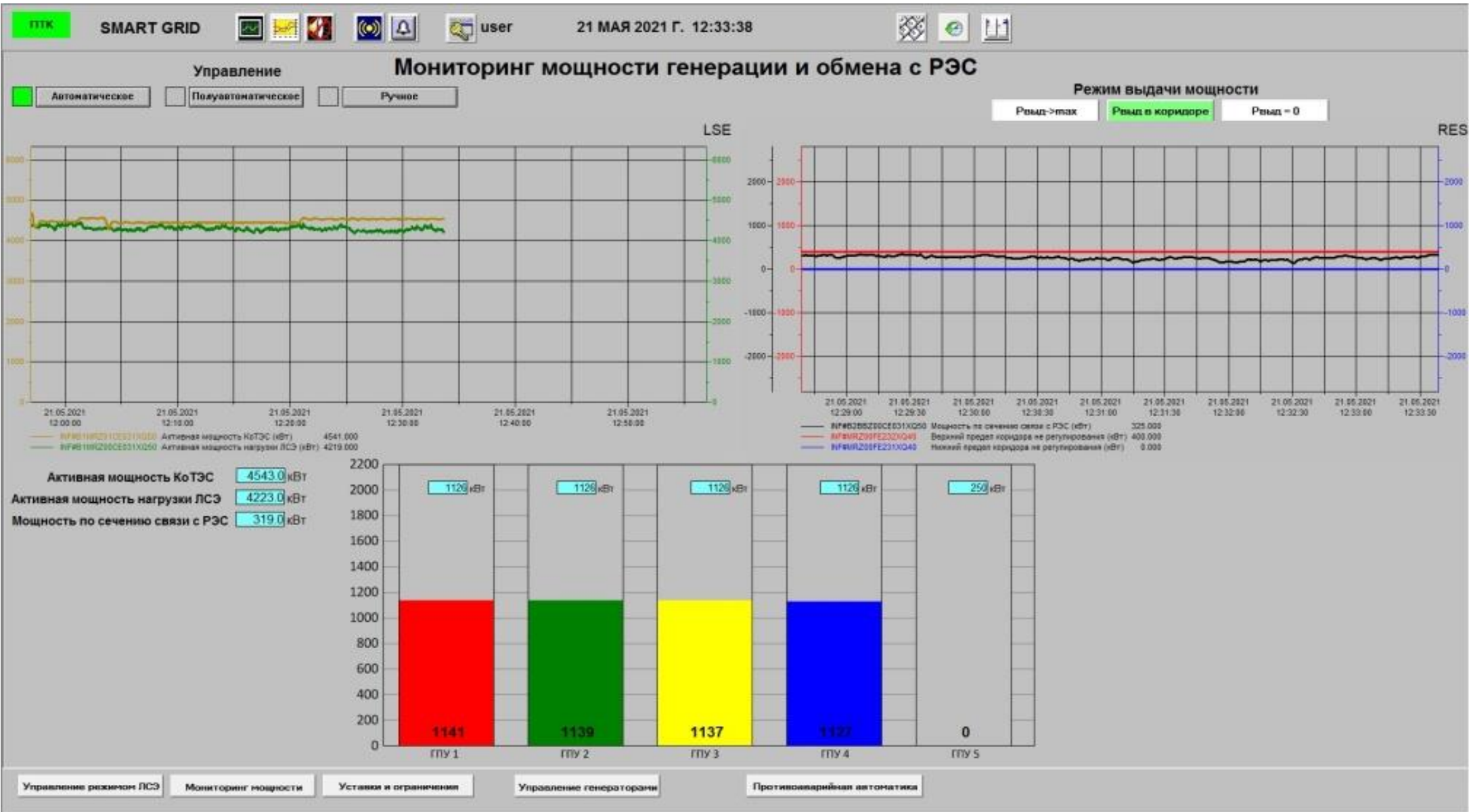
2x5 МВТ, 2x10 МВТ и 1x 18 МВТ



Основные видеокадры диспетчерского интерфейса системной автоматики

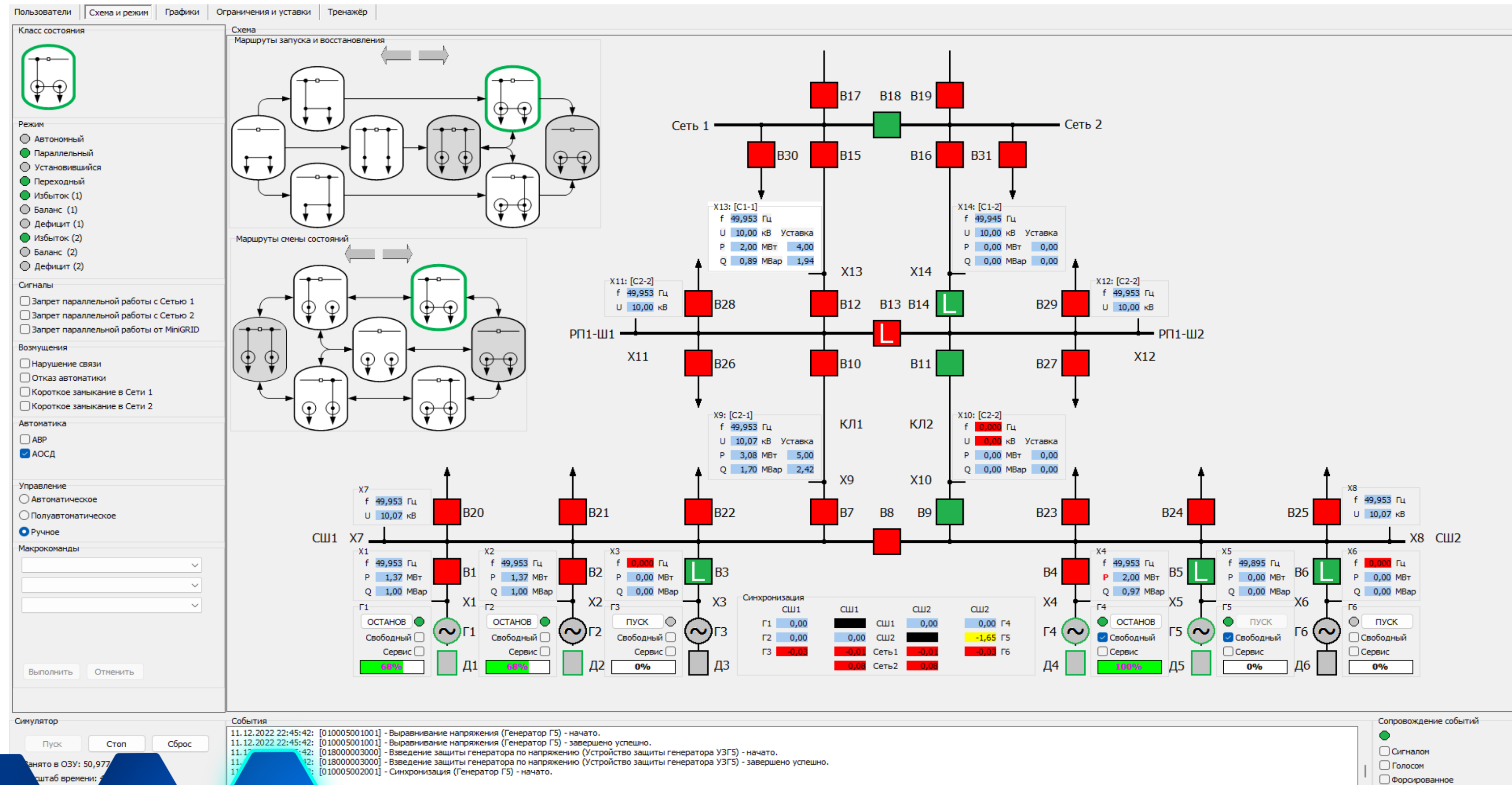
Мониторинг мощности генерации и обмена с принимающей энергосистемой

Главная схема ЛИЭС



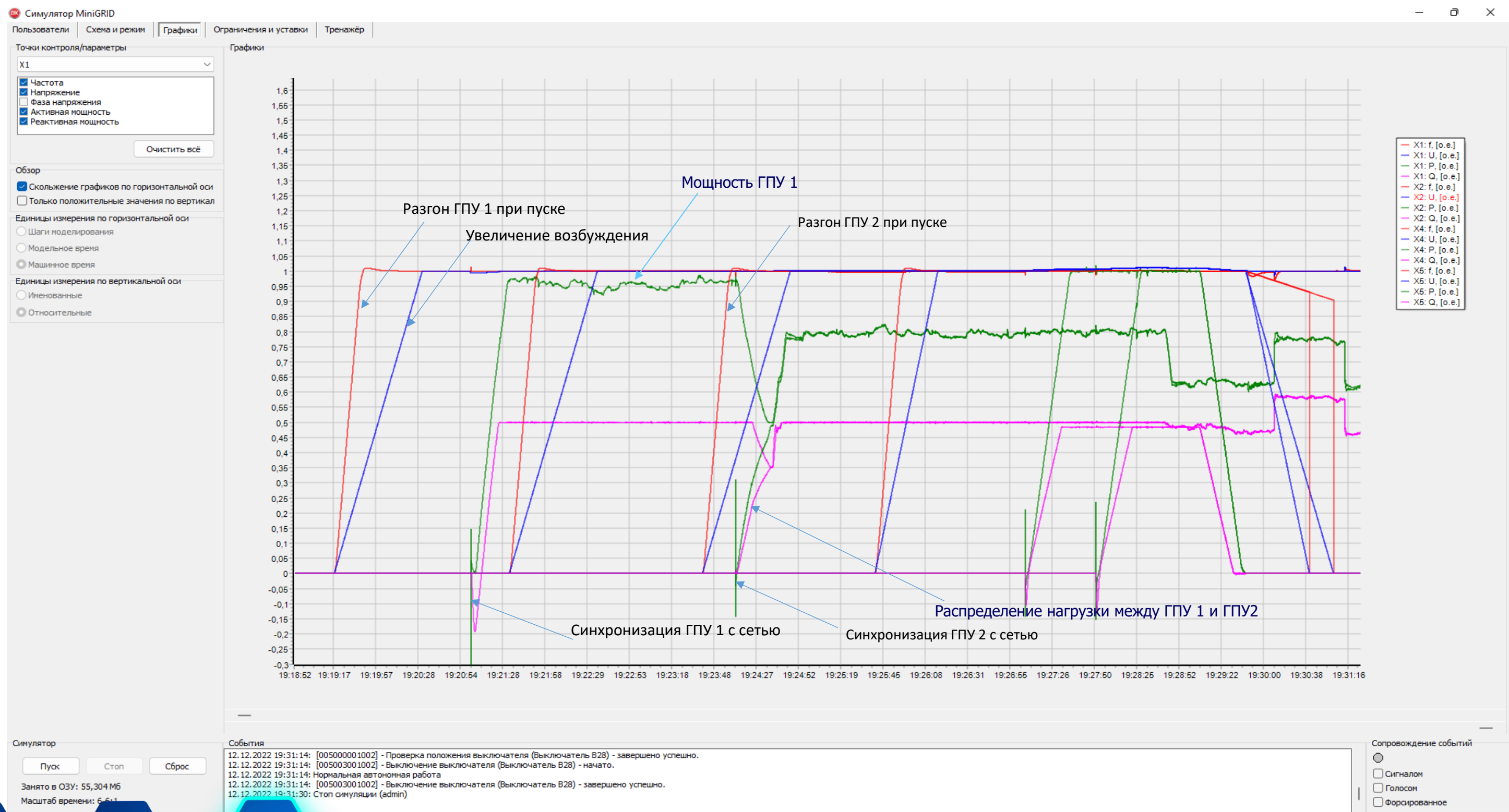
Симулятор режимов и управления ЛИЭС

Основной видеокадр визуализации и управления режимами (Режим параллельной работы ЛИЭС с внешней сетью с тремя включенными в работу генераторами)



Симулятор режимов и управления ЛИЭС

Видеокадр визуализации процессов с выбором параметров в точках контроля (Частота и активная мощность генераторов, сечения при пусках, синхронизации и перераспределении нагрузки)



Технологическая готовность технологии ЛИЭС к масштабированию применения и трансферу (УГТ10)

Комплекс средств

- Техническая документация по автоматике
- Проектная документация пилотной реализации ЛИЭС
- Симулятор режимов и управления (Цифровой двойник) ЛИЭС
- Программа обучения оперативного и дежурного персонала ЛИЭС по управлению режимами
- Стандарт организации с представлением технологии и моделей деятельности по созданию ЛИЭС

СТО организации

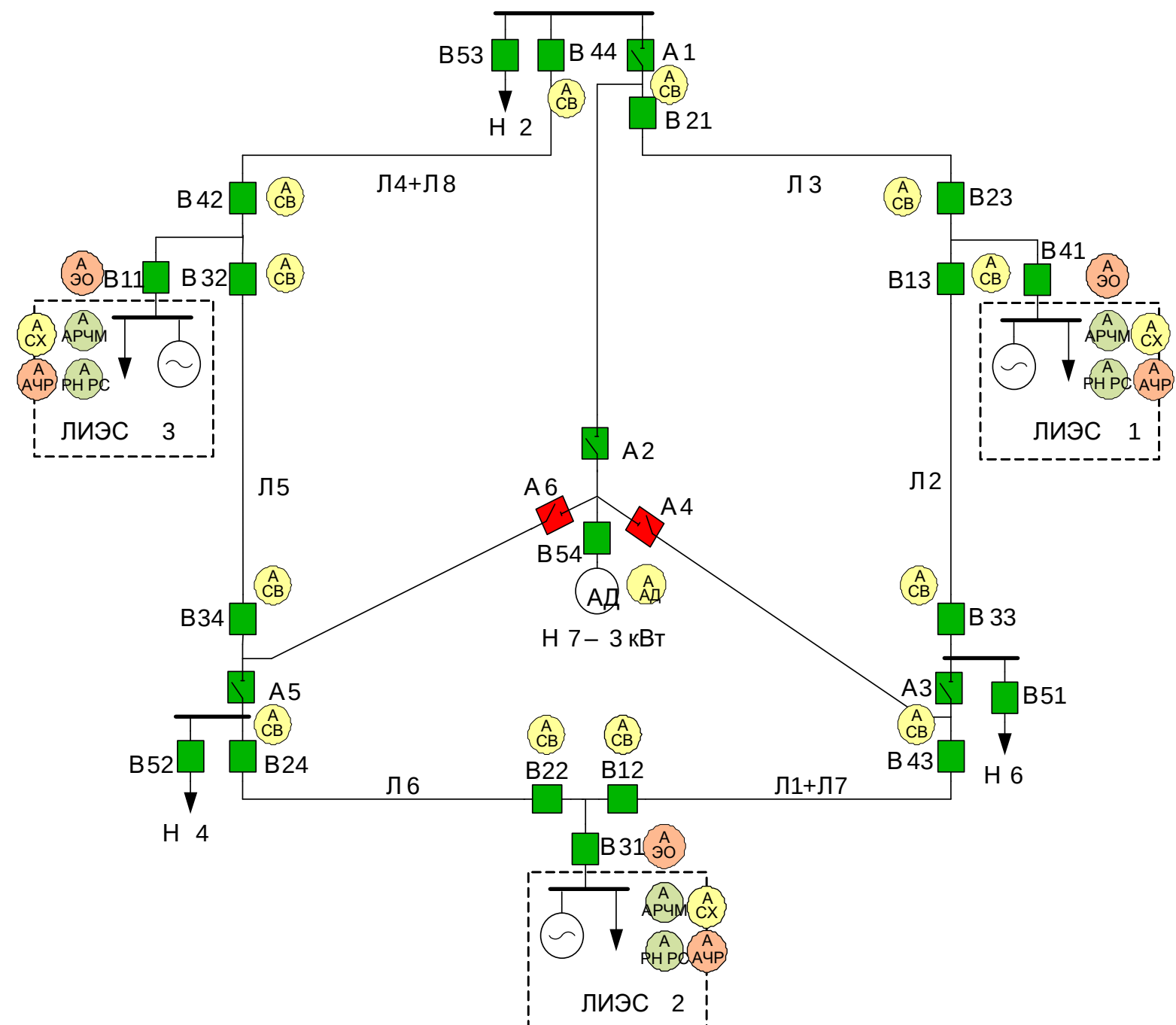


2. Технология децентрализованного управления режимами ТИЛИЭС (УГТ 7)

Примеры самоорганизации систем с роевым интеллектом

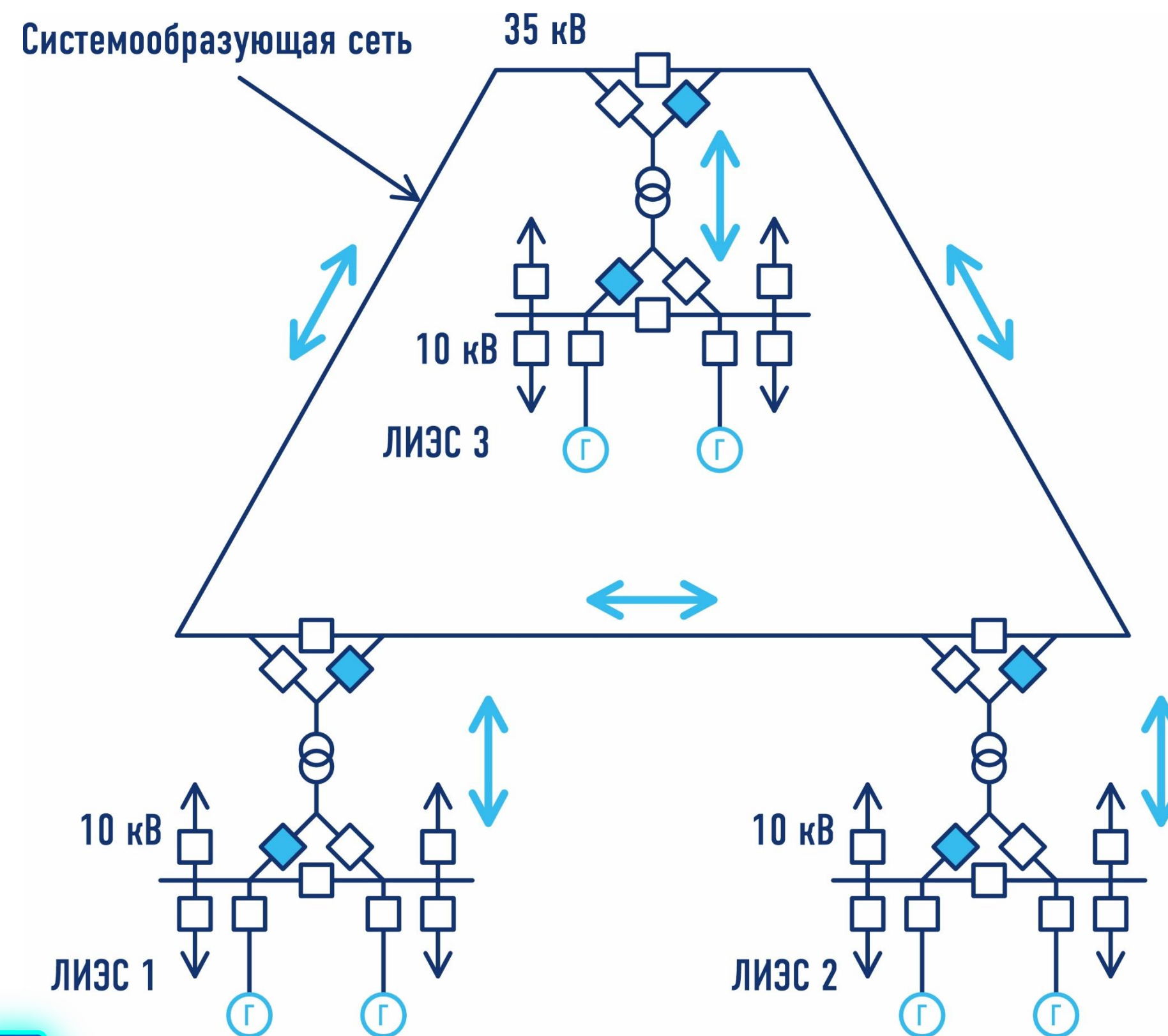


Рой птиц в полете



Готовность к самоорганизации физической модели ТИЛИЭС с ДМАУ при запуске с нуля

Принципиальная структура ТИЛИЭС с тремя ЛИЭС



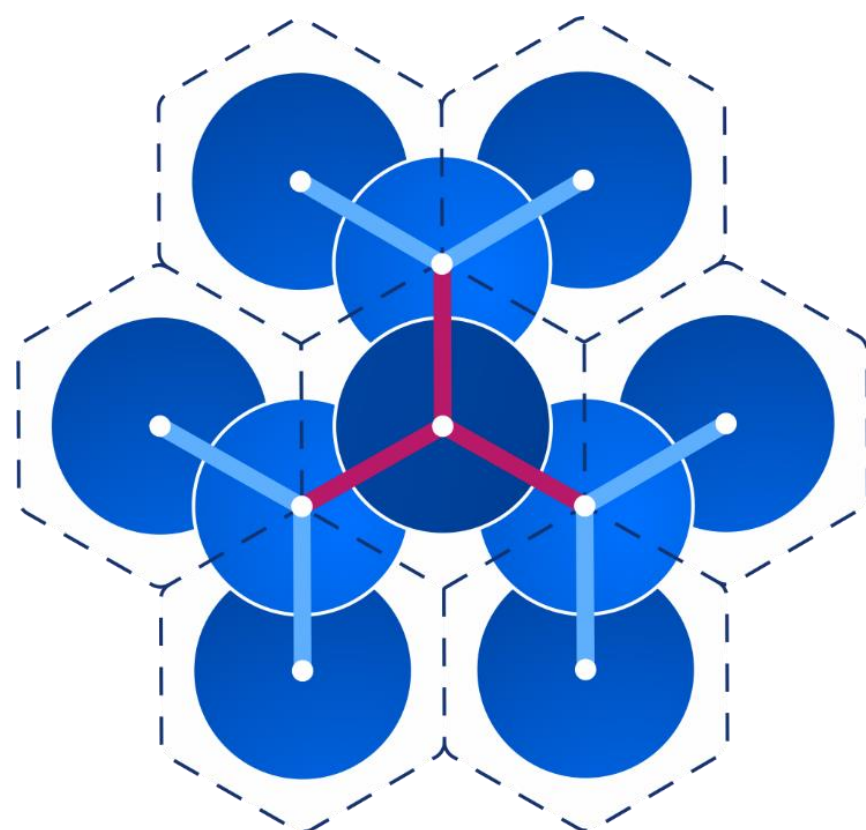
Технология децентрализованного мультиагентного управления режимами ТИЛИЭС, АРЭС (УГТ 7)

В фокусе децентрализации управления решены основные системные задачи управления общим режимом электрической сети с распределенной генерацией:

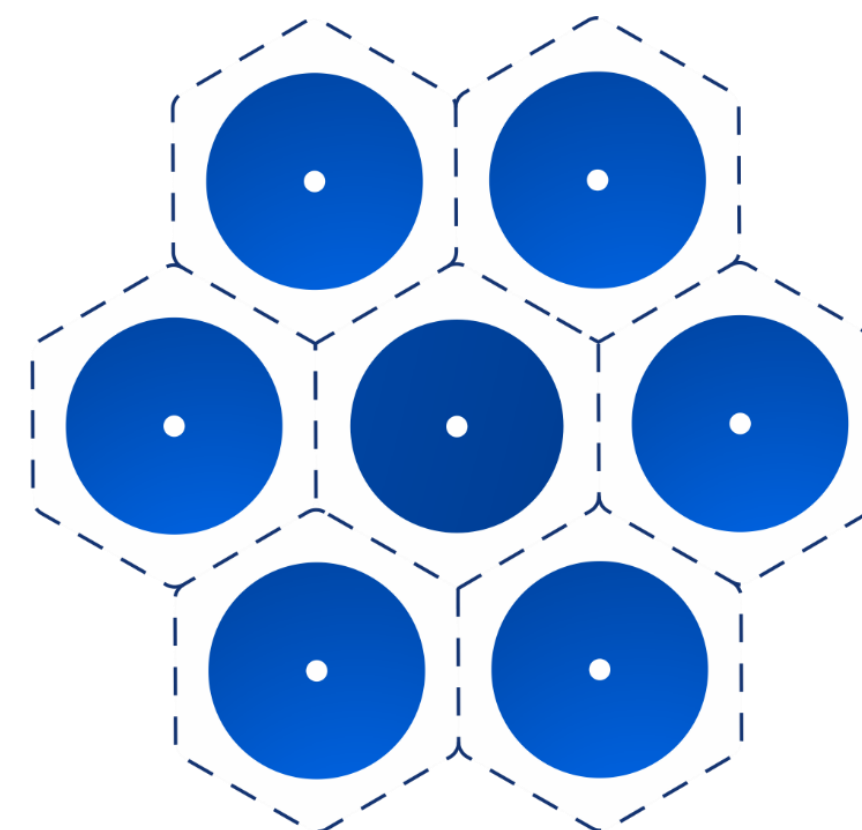
- Поддержание баланса активной мощности (регулирование частоты) в нормальных режимах,
- Поддержание баланса реактивной мощности (регулирование напряжения) в нормальных режимах,
- Противоаварийное управление при больших возмущениях нормального режима,
- Сохранение работоспособности системы энергоснабжения в послеаварийных режимах,
- Восстановление целостности и нормального режима сети после ее аварийного или противоаварийного разделения на части.

Технология децентрализованного мультиагентного управления режимами АРЭС (УГТ 7)

Структура системы централизованного управления
(иерархического с тремя уровнями)
управления



Структура системы децентрализованного управления



Общая структура двухконтурного управления: сетевое экономическое off line,
децентрализованное режимно – противоаварийное on line.

Аксиомы, идеи и принципы управления

Общие, инвариантные к его организации

- Соответствия разнообразия состояний объекта управления и системы управления (согласно принципа Эшби).
- Наблюдаемости системой управления состояний объекта управления.
- Управляемости системой управления состояниями объекта управления.
- Принятия решений на основе принципов разомкнутого, обратной связи, по возмущению или смешанного управлений.
- Оптимальности и многокритериальности управления.
- Приоритетности противоаварийного управления.

Принимаемые при разработке системы ДМАУ режимами электрической сети

- **Самостоятельности** принятия решений каждым агентом в пределах его полномочий и общих правил поведения.
- **Единства и обязательности** соблюдения общих правил принятия решений и действий агентами.
- **Максимального использования** каждым агентом локальной информации о состоянии управляемой системы (режиме ЛЭС, района сети) при оценке собственного состояния и состояния системы в целом, принятии решений.
- Использование искусственного интеллекта экспертного типа для идентификации классов состояния и принятия решений.

ДМАСУ ТИЛИЭС – система распределенного искусственного интеллекта экспертного типа, использующая знания о режимах, способах управления, принятии и реализации решений при осуществлении комплексного децентрализованного on line управления режимами

Состав агентов ДМАСУ

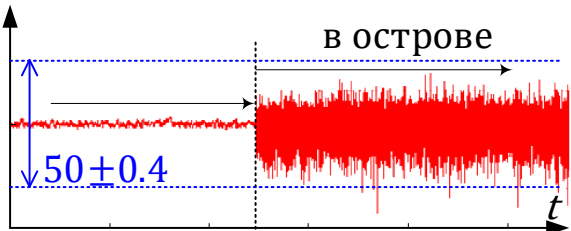
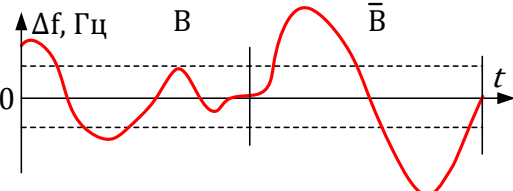
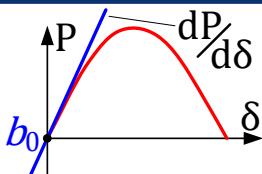
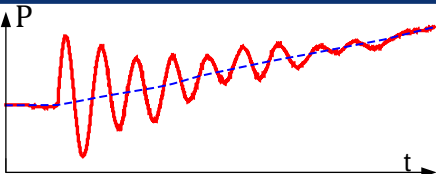
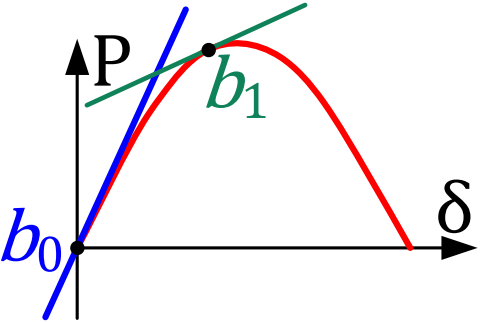
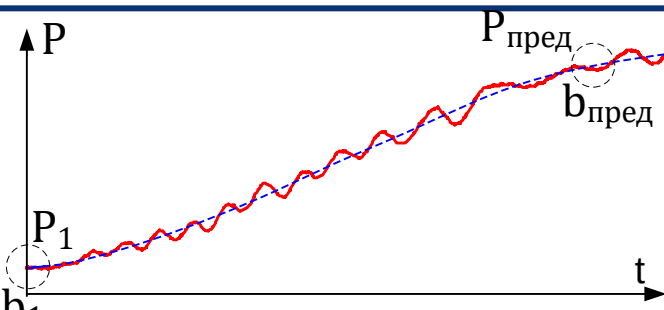
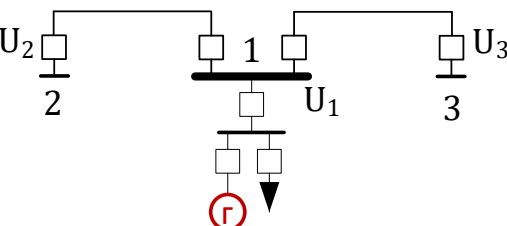
- Агент комплексного управления режимом ЛИЭС (ПТК ЛИЭС)
- Агент регулирования частоты и мощности ЭСт (АРЧМ)
- Агент регулирования напряжения в узле сети (АРН)
- Агент управления сетевым выключателем (АСВ)
- Агент экспресс отделения ЛИЭС от внешней сети (АЭО)
- Агент синхронизации ЭСт с внешней сетью (АС)
- Агент экспресс частотной разгрузки ЛИЭС (АЭЧР)
- Агент контроля успешности пуска АД
- Агент администрирования устройств МАСУ ЛИЭС



Агенты, реализующие основной функционал ДМАУ

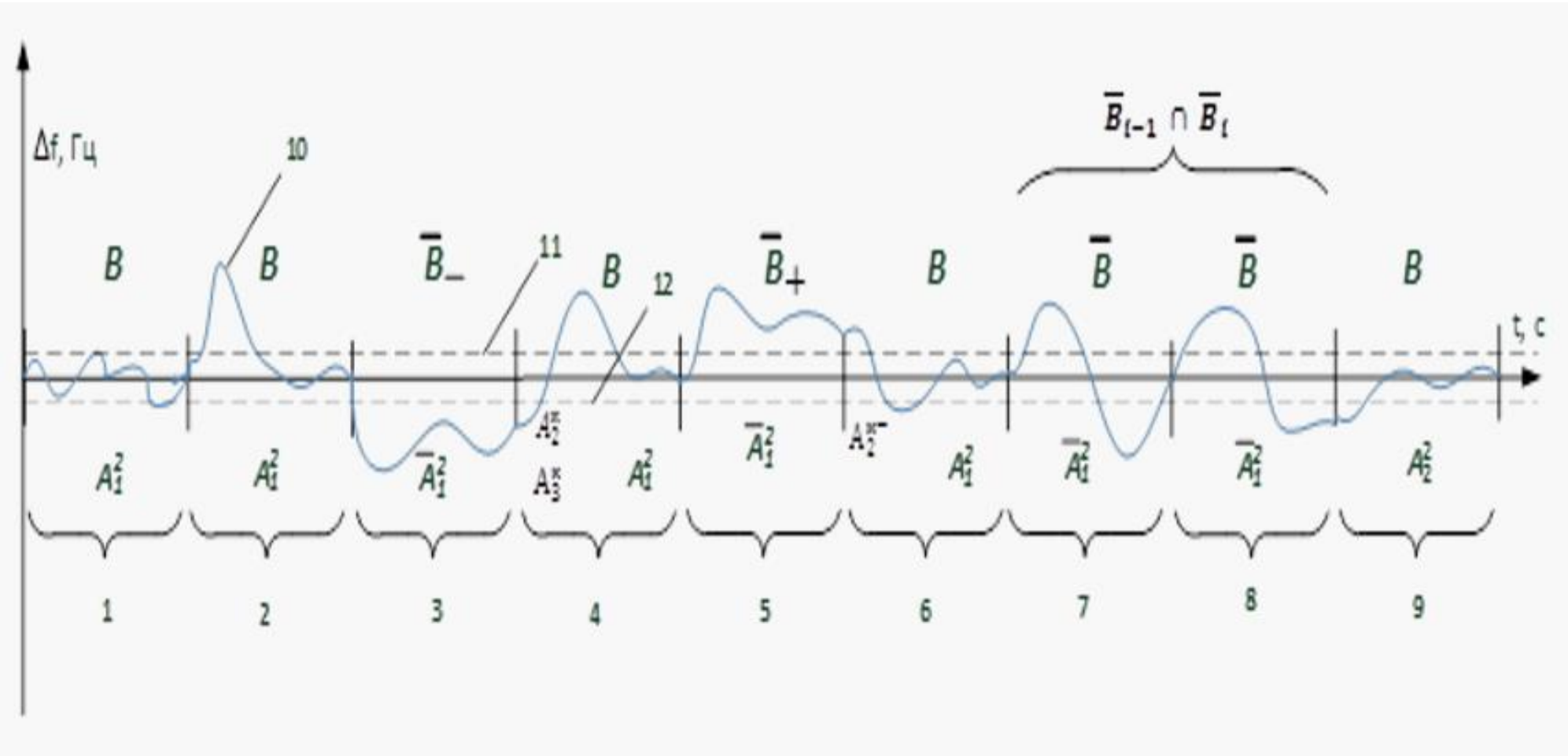


Режимное проявление событий в ТИЛИЭС, СБЭР, локально выявляемые агентами

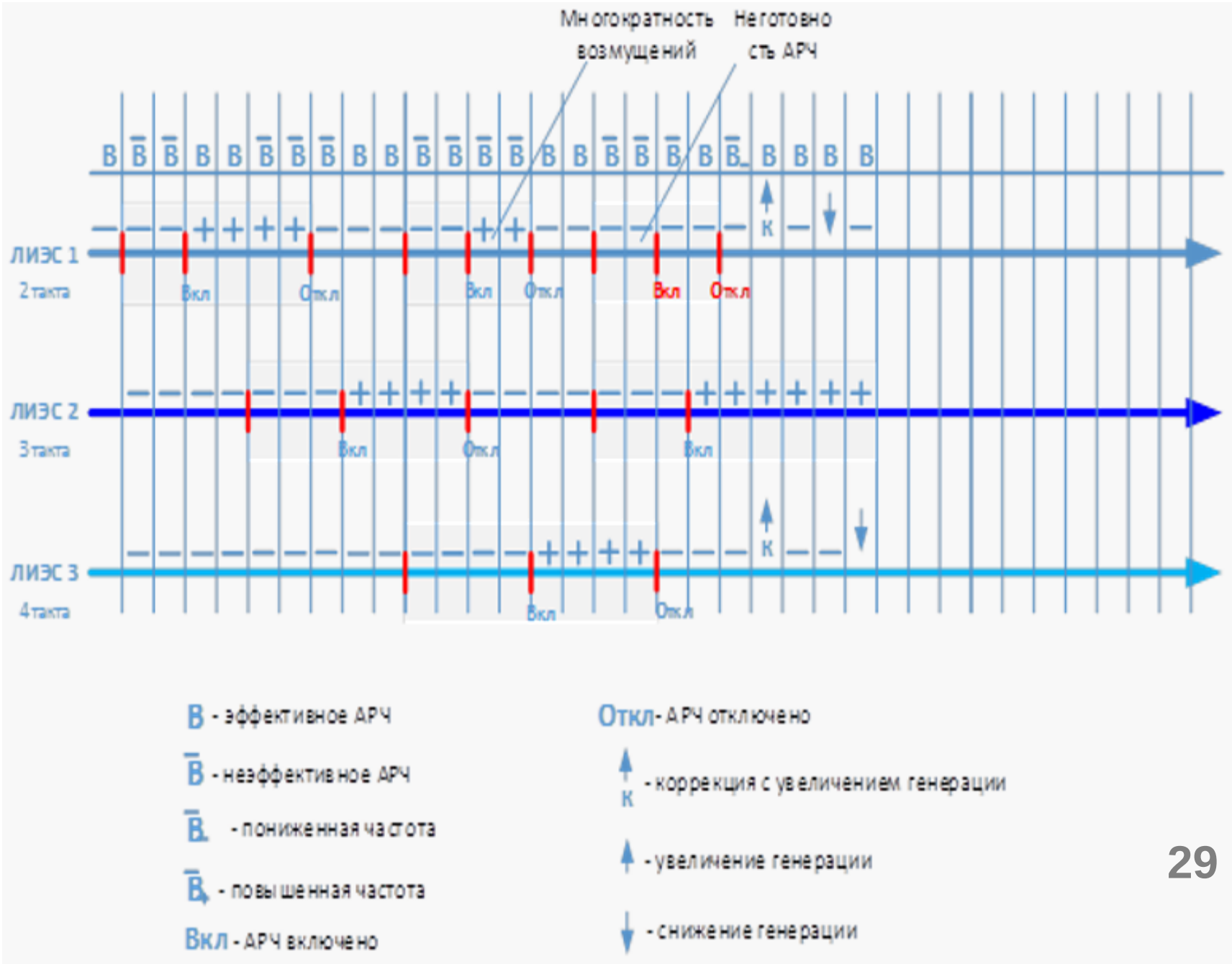
№	Событие	Режимное проявление в ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР	Физико-математическая основа
1	Отделение ТИЛИЭС, СБЭР от ЦСЭ (параллельная островная работа)	Снижение стабильности частоты 	Существенно меньшие относительные нерегулярные колебания нагрузки и более эффективное регулирование частоты в ЦСЭ по отношению к ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР $(\Delta P_{HK} = k\sqrt{P_H})$
2	Потеря эффективности вторичного регулирования частоты ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР	Выход частоты из коридора вторичного регулирования на тактах времени 30-60 с длительностью более 60%	Поддержание частоты преимущественно первичным регулированием 
3	КЗ в сети	Снижение напряжения и электропотребления в районе сети с повышением частоты	Зависимость электропотребления от напряжения, возникновение избытка генерации
4	Отключение генерации в режиме островной работы ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР	Снижение напряжения и частоты в сети	Возникновение дефицита активной и реактивной мощности
5	Включение активных частей сети на параллельную работу	Возникновение в перетоке мощности по внешним связям значительных затухающих колебаний с частотой электромеханического переходного процесса	 
6	Достижение пределов по статической устойчивости параллельной работы при наборе мощности генераторами	Значительное снижение частоты свободных колебаний активной мощности (в полтора -два раза) нагружаемых генераторов	$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_{дв} - (P_{11} - P_{12} \sin \delta)$ $\delta = e^{pt}$ $p = -\sqrt{\frac{b}{T_j}}, b = \frac{dP}{d\delta}$  
7	Выход напряжений в узлах прилегающего к ЛИЭС района сети за допустимые границы для квазиустановившихся режимов	Выход косвенно контролируемых напряжений по концам отходящих линий электропередачи за допустимые границы	$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 + \dot{I}_{12} \cdot \dot{Z}_{12}$ 

Децентрализованная мультиагентная подсистема поддержания баланса активной мощности в ТИЛИЭС (регулирование частоты с самоназначением ведущих станций вторичного регулирования частоты)

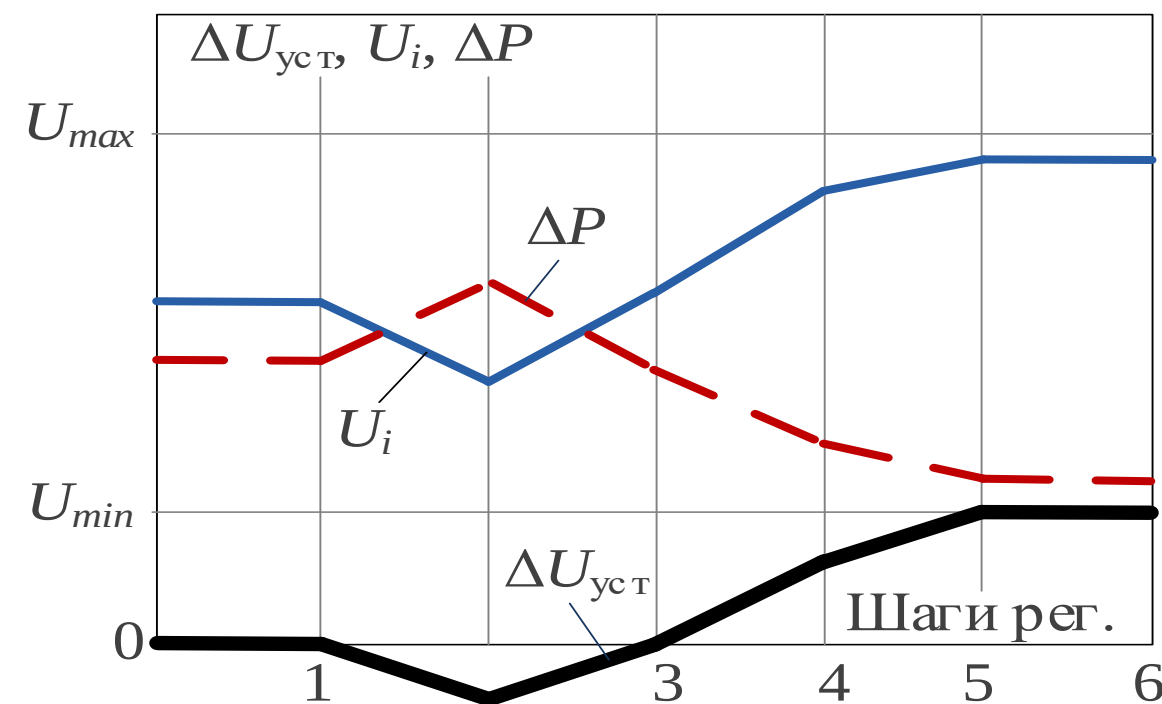
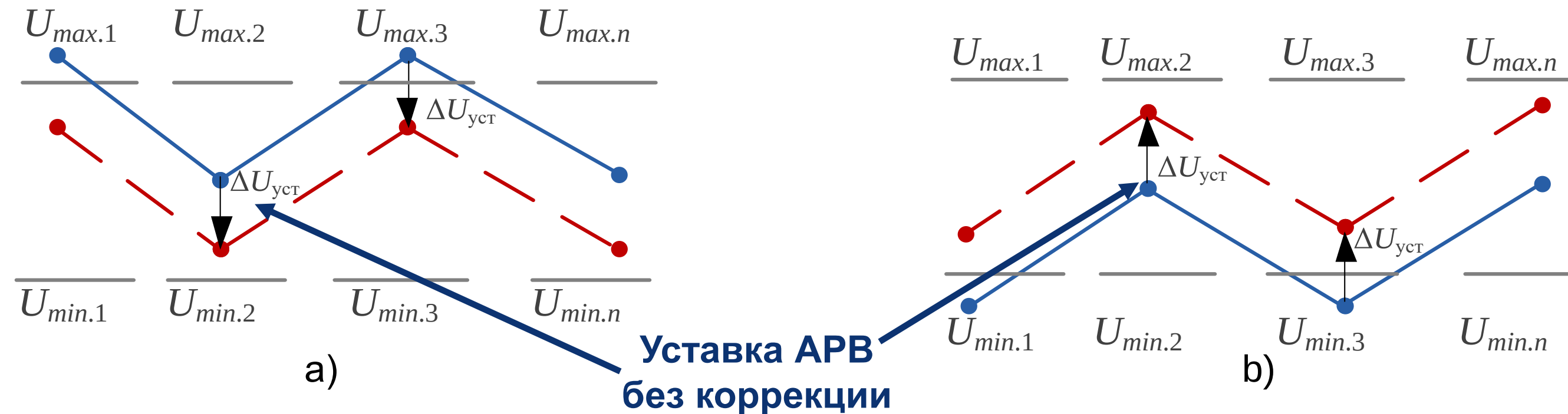
Изменение частоты в тактах времени вторичного регулирования



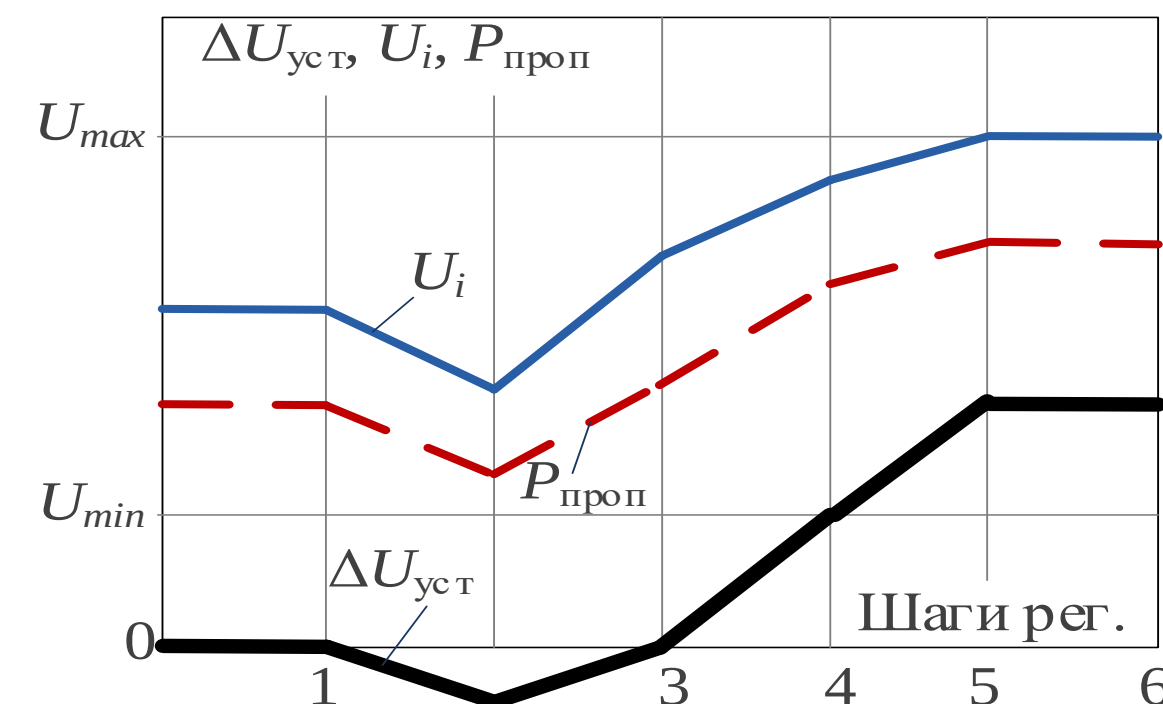
Самоназначение электростанций вторичного регулирования в процессе



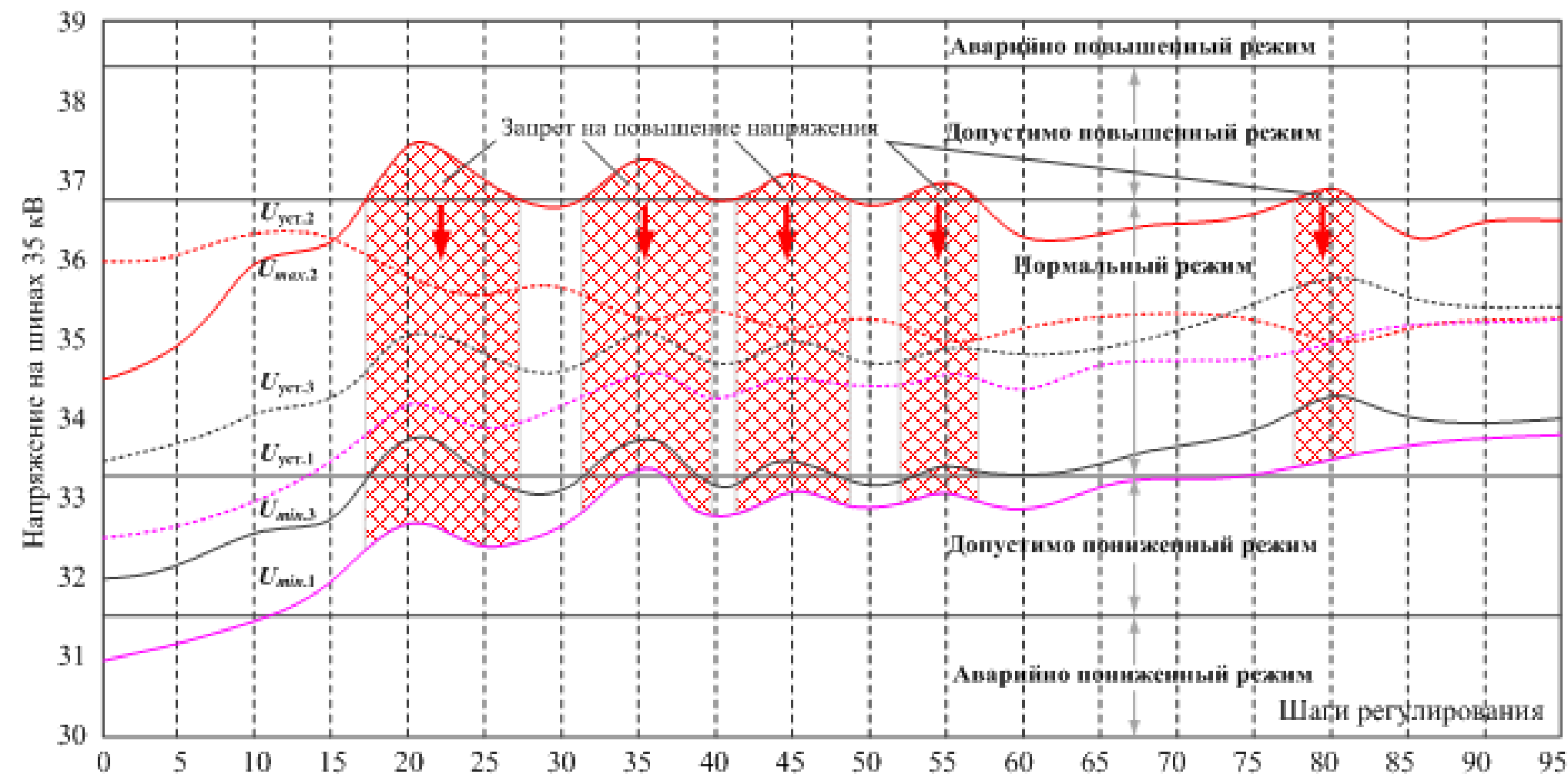
Децентрализованная мультиагентная система (МАРН) поддержания баланса реактивной мощности в АРЭС (регулирование напряжения)



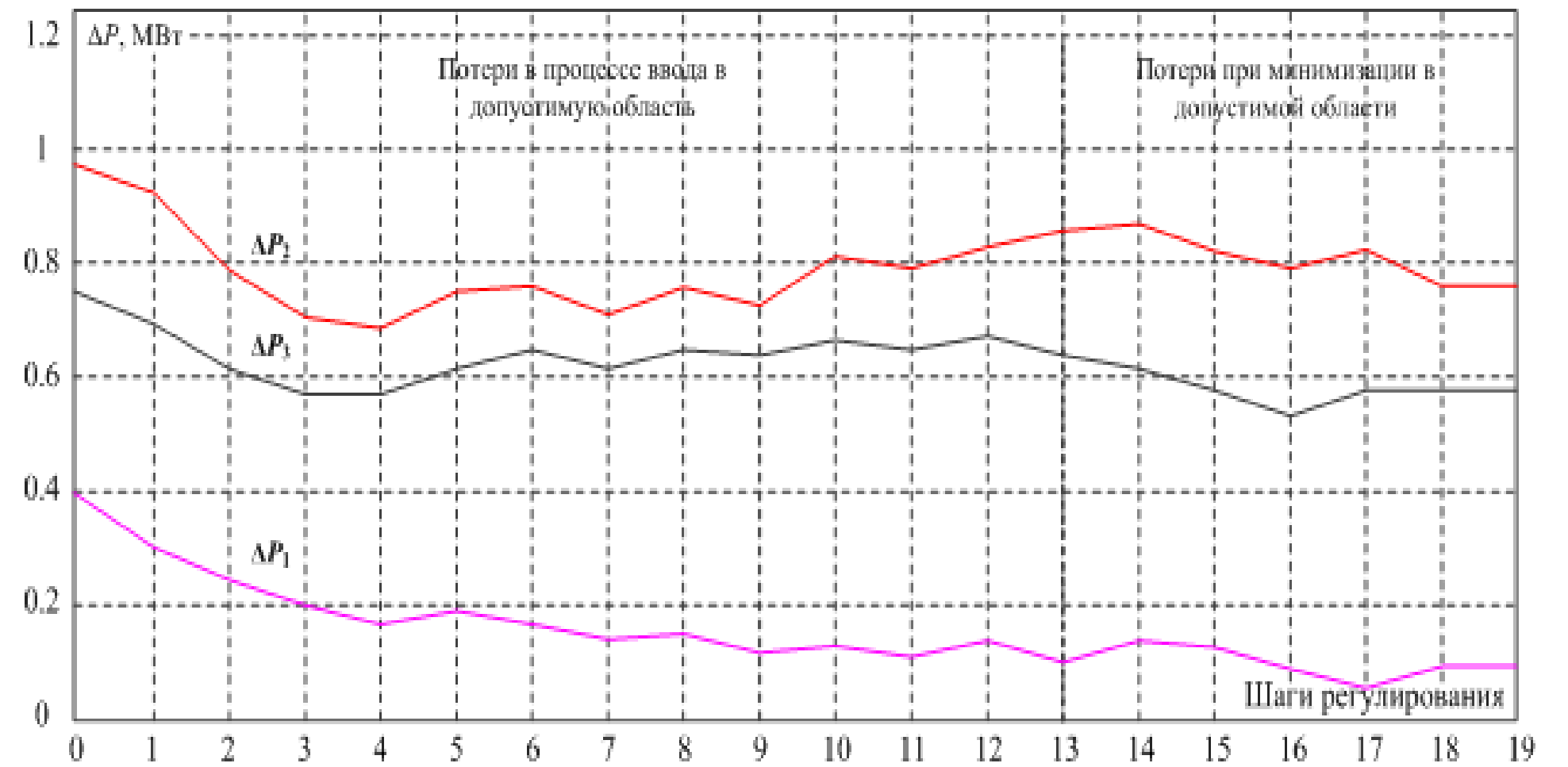
Оптимизация режима района сети по потерям или пропуску энергии



Моделирование децентрализованного управления балансом реактивной мощности в реальной электрической сети (при информационном согласовании действий смежных агентов)



Процесс расчета компромиссного установившегося режима электрической сети при моделировании работы МАС регулирования напряжения



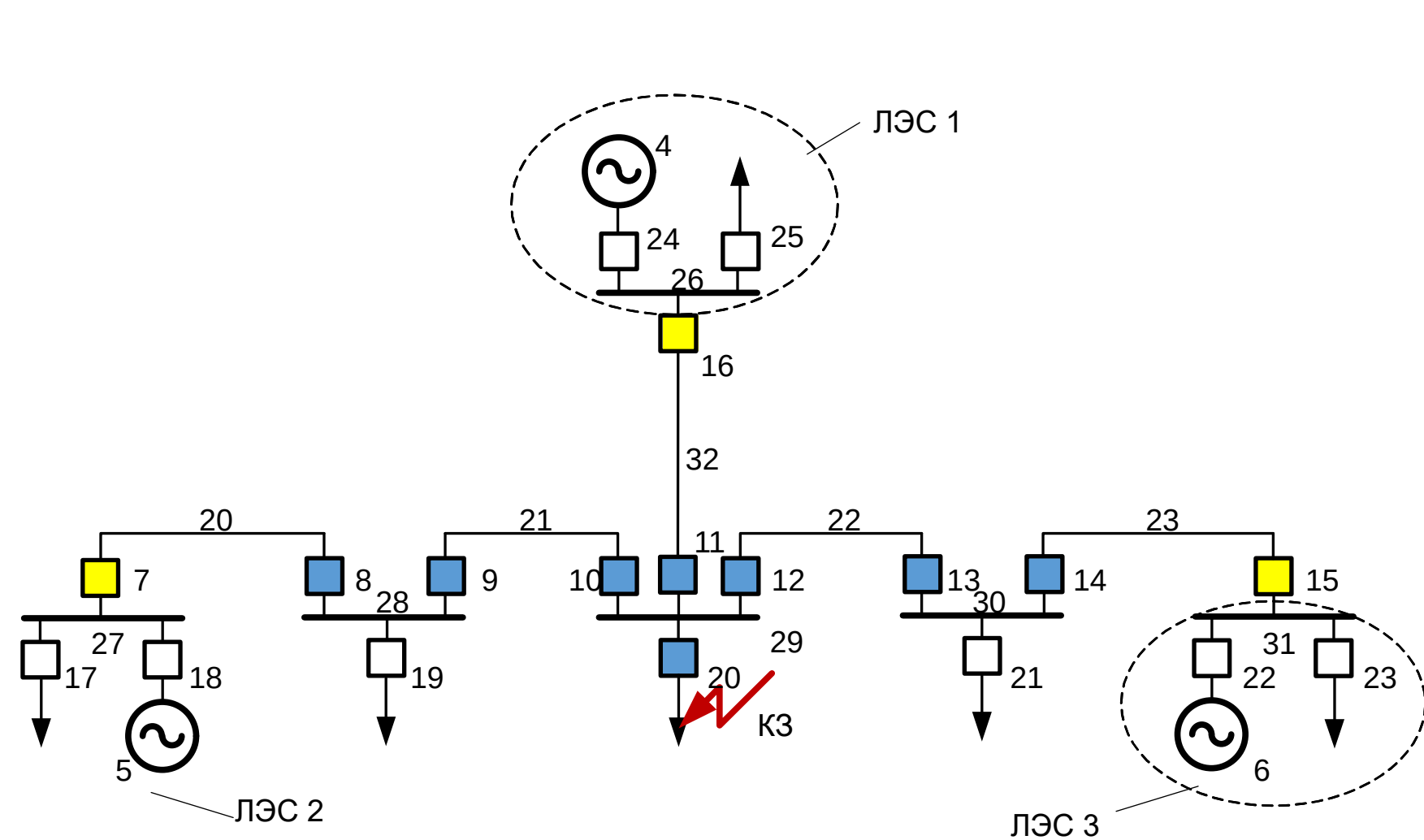
Процесс расчета компромиссного установившегося режима электрической сети с оптимизацией потерь в зонах контроля смежных агентов МАС

ДМАС управления противоаварийным разделением ТИЛИЭС

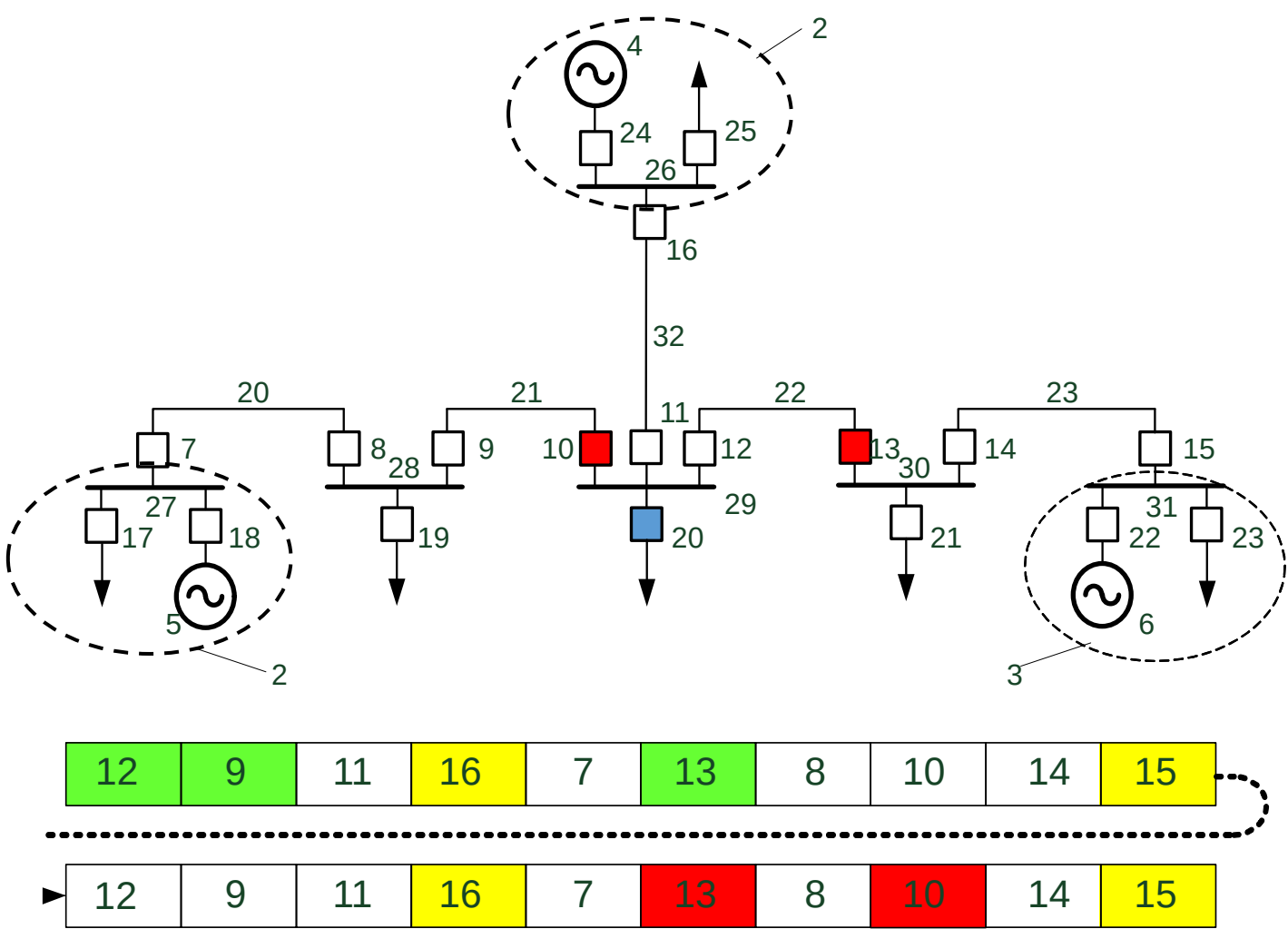
Противоаварийное опережающее разделение обеспечивает:

- **ограничение токов** подпитки КЗ,
- **предотвращает нарушения устойчивости** параллельной работы с возникновением асинхронных режимов,
- **предотвращает** возникновение недопустимых **ударных моментов** на валах синхронных машин,
- **исключает необходимость согласования** защит и автоматики внешней сети и объектов с малой генерацией,
- **исключает требования селективности** отключения поврежденных линий электропередачи в распределительных электрических сетях

ДМАС восстановления целостности пассивной части сети после аварийного или противоаварийного деления на части



Пример. Коммутационное состояние электрической сети после возникновения короткого замыкания, опережающего отключения ЛЭС 1-3 и неселективного отключения ЛЭП



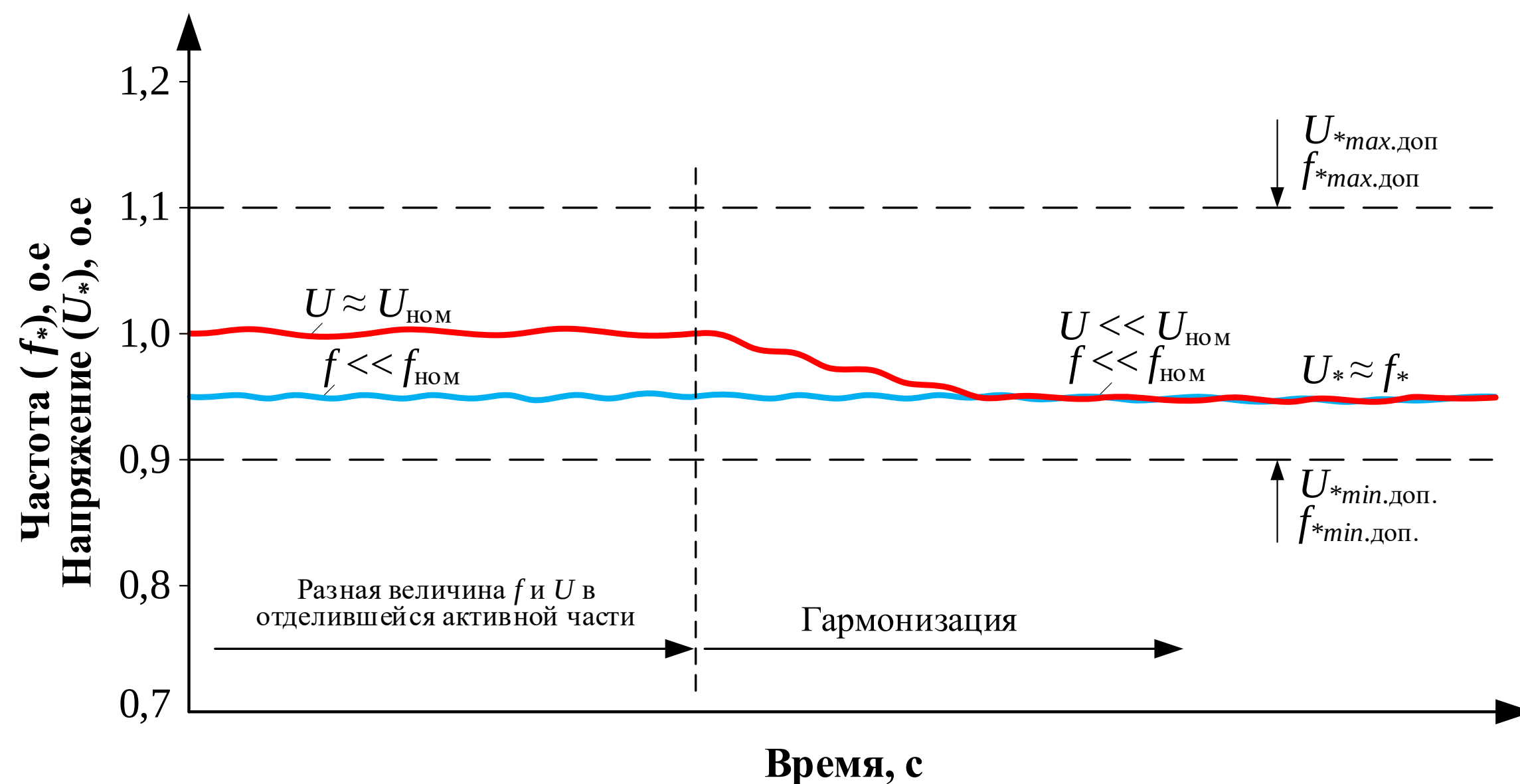
Пример. Коммутационное состояние электрической сети после последовательного срабатывания сетевых выключателей с нормальным напряжением с одной стороны в двух тактах времени

При использовании вакуумных выключателей со временем срабатывания на отключение и включение (с учетом времени срабатывания автоматики) 0.06 с квант времени при запасе по времени, например, 0.04 с составляет $0.06 + 0.06 + 0.04 = 0.16$ с, а длительность синхронизированного такта времени с учетом всех сетевых выключателей составит $10 * 0.16 = 1.6$ с.

ДМАС синхронизации активных частей сети и восстановления нормального режима

Гармонизация частоты и напряжения в разделенных частях сети

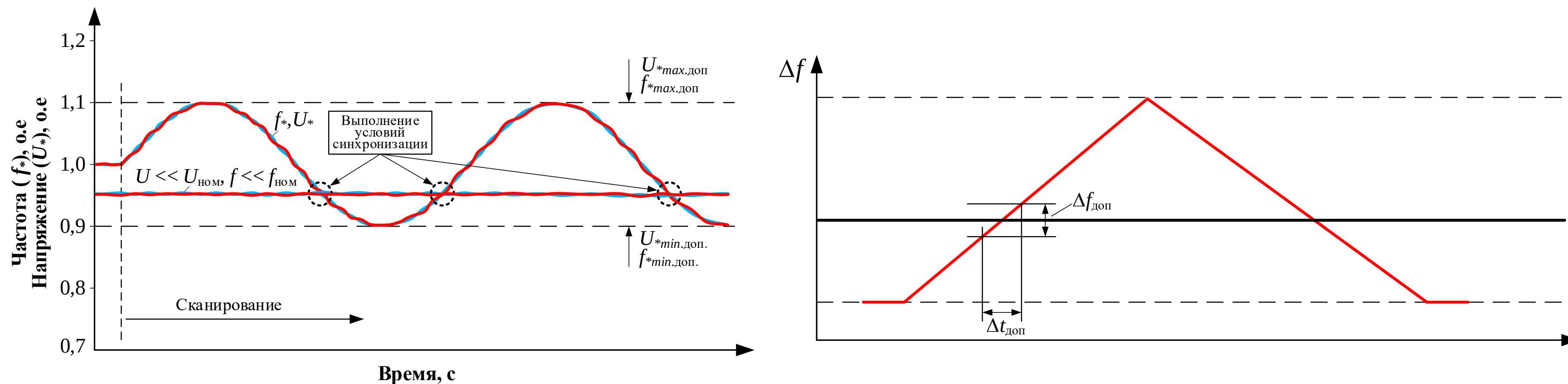
Под **гармонизацией** понимается работа регуляторов возбуждения и мощности, направленная на приведение относительных отклонений напряжения и частоты от номинальных значений к одинаковому значению для обеспечения их последующего согласованного изменения или обеспечения равенства и постоянства в относительных значениях



Пример процесса гармонизации напряжения и частоты электростанции ЛЭС, соответствующей классу режимов К5 (дефицит Q)

Сканирование условий синхронизации разделенных частей сети с ЛИЭС

Назначение **сканирования** – осуществление вторичного согласованного низкочастотного регулирования гармонизированных частоты и напряжения в ЛИЭС в пределах допустимых диапазонов их изменения для создания условий успешной синхронизации частей сети на удаленных сетевых коммутационных аппаратах.



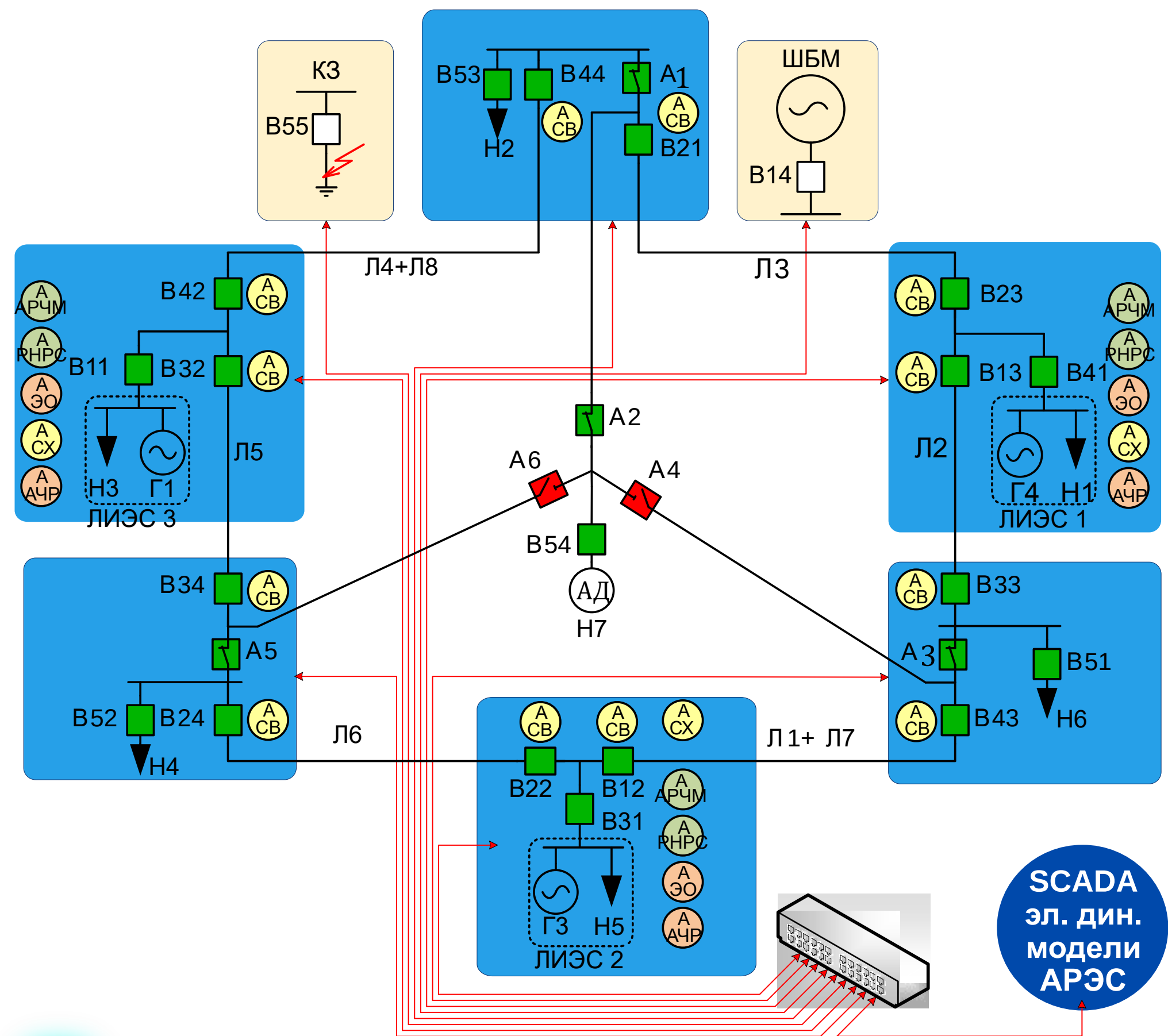
Примеры процессов сканирования выполнения условий синхронизации

ДМАС восстановления сети и режима АРЭС после разделения на части и элементы

Полный процесс восстановления целостности и нормального режима распавшейся на части электрической сети :

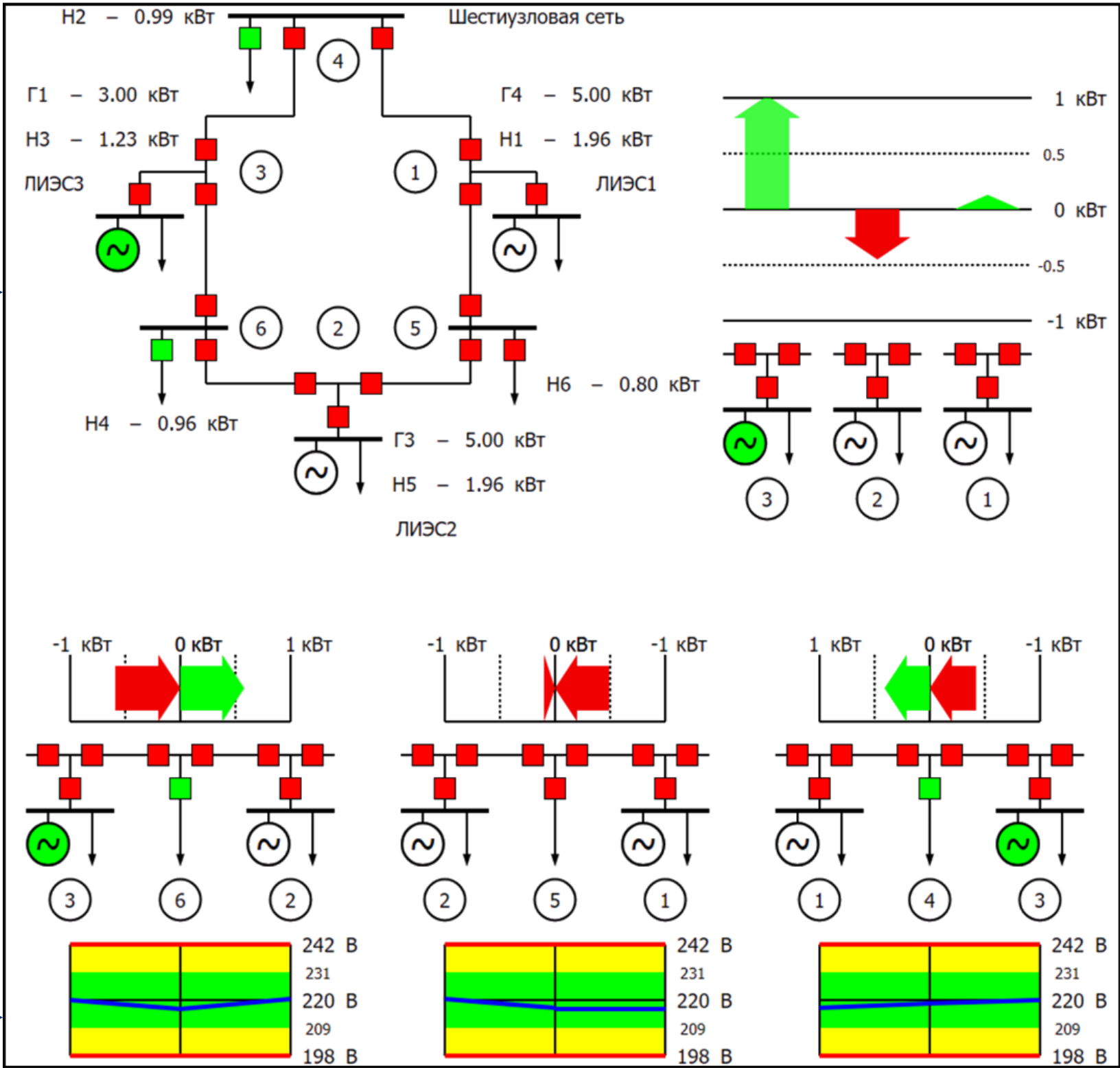
- децентрализованно осуществляется сборка сети до сечений, требующих синхронизации,
- децентрализованно осуществляется синхронизация аварийно разделенных активных частей электрической сети с помощью коммутационных аппаратов частей электрической сети в условиях создания согласованных периодических низкочастотных изменений напряжения и частоты с разной частотой для каждой отделившейся части частотой,
- фиксируется включение на параллельную работу частей сети с переходом от регулирования частоты и напряжения на генераторах к регулированию перетока по сечению, связывающему ранее разделенные части, или к регулированию частоты и напряжения в объединенной сети,
- регуляторы возбуждения и мощности генератора более низкого приоритета в группе генераторов, сканирующих условия синхронизации, переводятся в режим поддержания постоянной активной и реактивной мощности до истечения заданного времени восстановления целостности электрической сети,
- по истечении заданного времени восстановления целостности электрической сети на регуляторах всех генераторов восстанавливается нормальный режим регулирования частоты и мощности в электрической сети с множеством распределенных генераторов.

Схема испытательной установки (Стенда)



Пример видеокадра разработанной SCADA-системы контроля эксперимента

Текущее состояние
схемы ТИЛИЭС с
ведущей по частоте
ЛИЭС 3



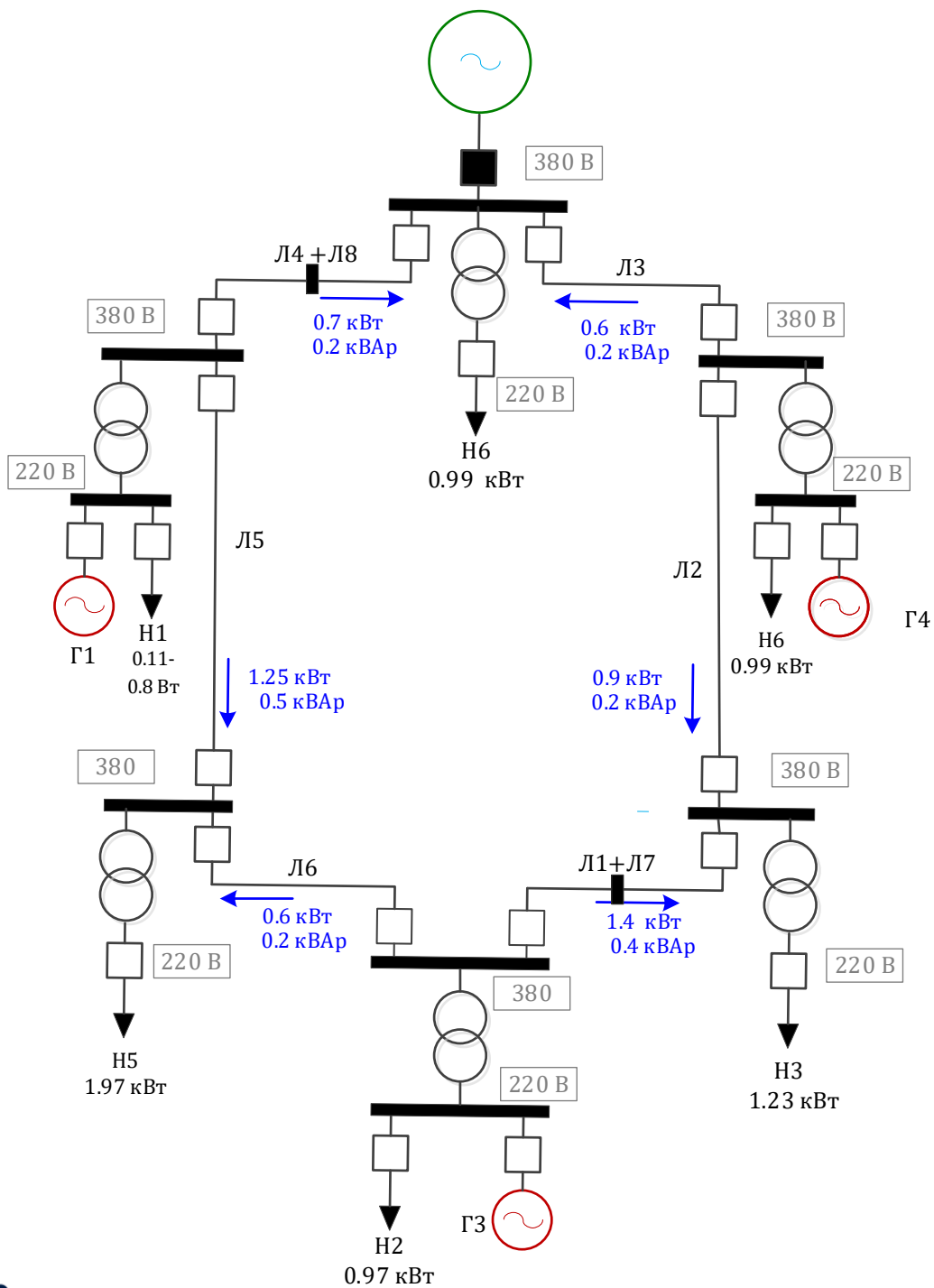
Балансы мощности
в ЛИЭС 1.2.3

Подключение
ЛИЭС 1.2.3 к сети

Перетоки мощности к
узлам нагрузки 4,5,6 со
стороны ЛИЭС 1.2.3

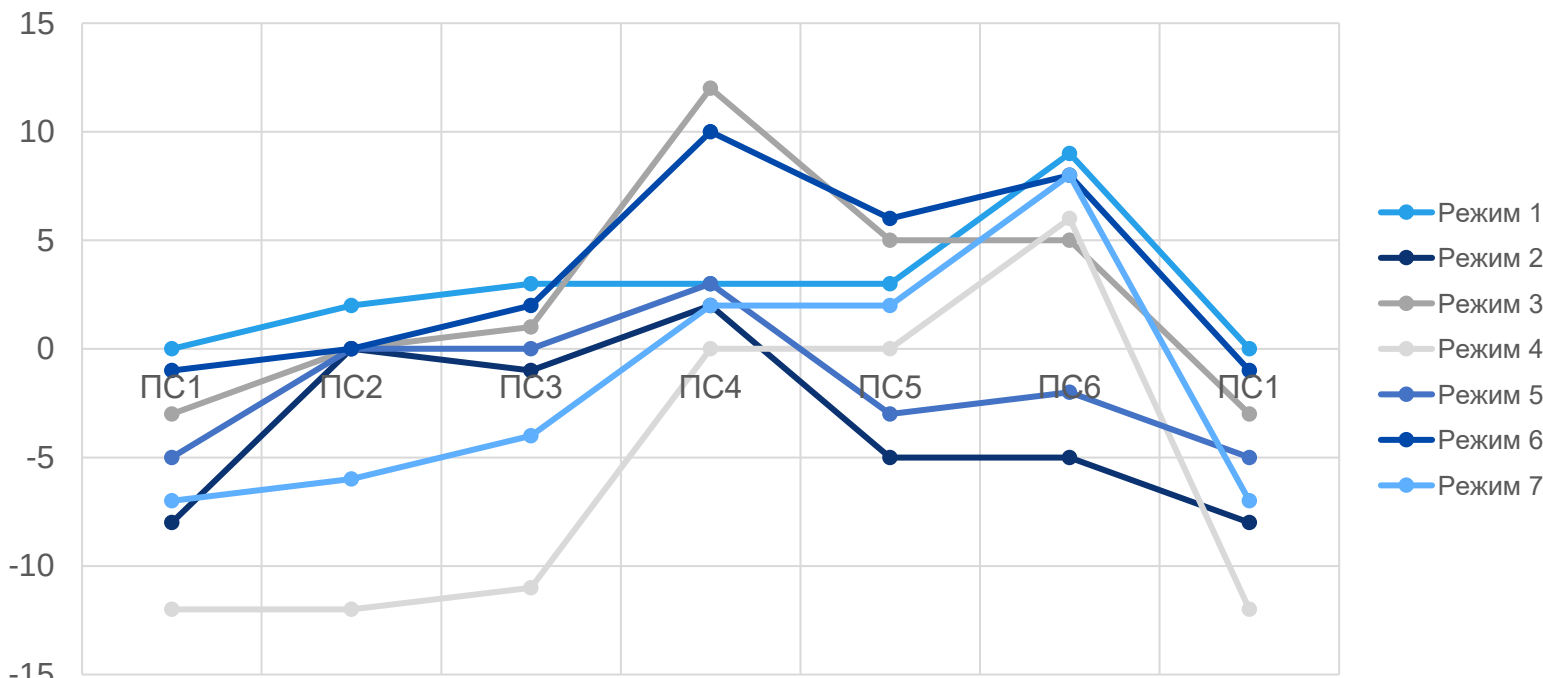
Эпюры отклонений
напряжений в районах
с нагрузкой 4,5,6

Испытания прототипа подсистемы МАРН на физической модели ЭЭС

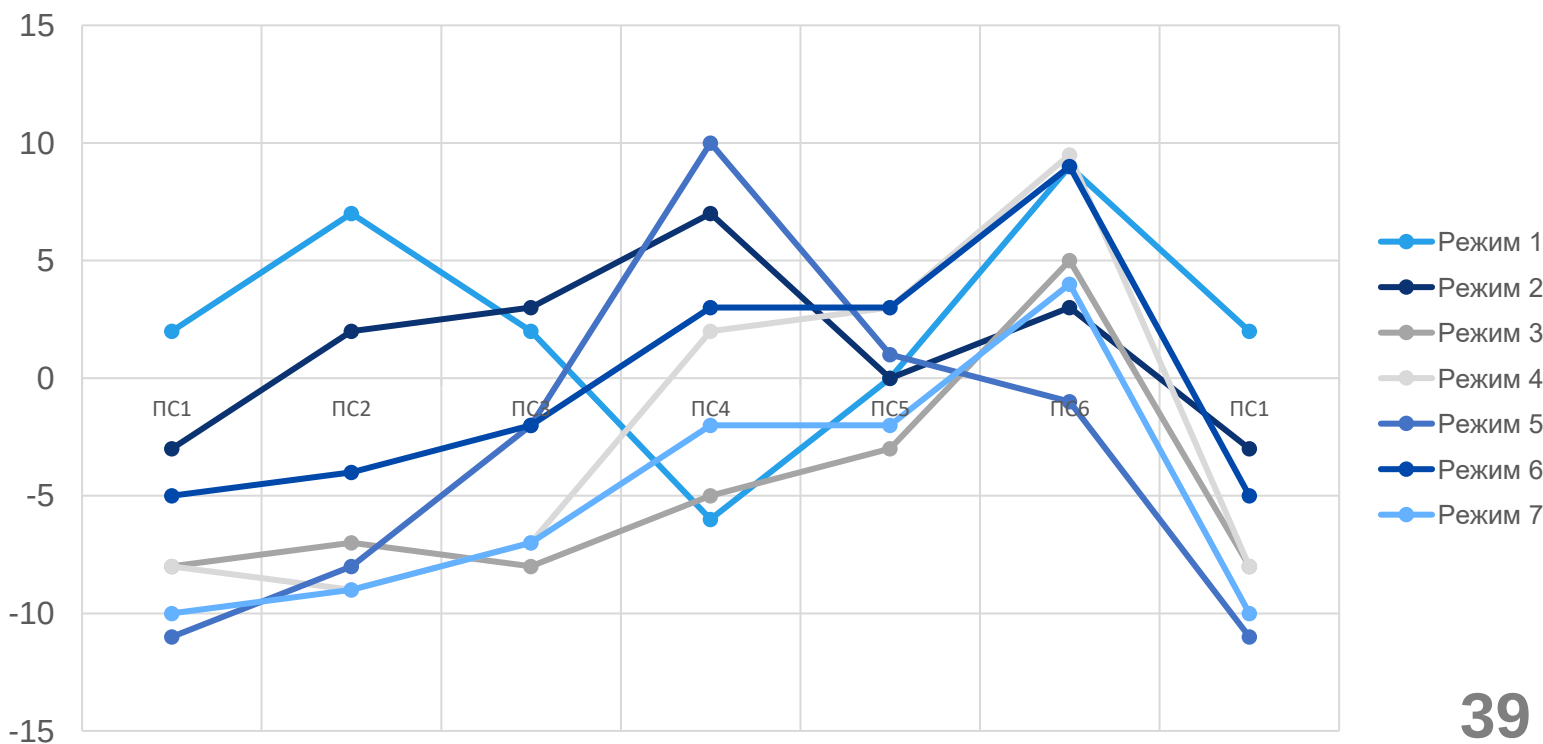


№	Показатель	Значение без МАРН	Значение с МАРН
1	Число узлов с нормально допустимым напряжением	4	5
2	Число узлов с послеаварийно допустимым напряжением	2	1
3	Среднее отклонение модулей напряжения в сети от номинального	6.6 %	5.8%
4	Среднеквадратическое отклонение напряжения в сети от номинального	7.8 %	7.3 %

Эпюры отклонений напряжений ПС1-ПС6 на стороне ВН от Уном, %



Эпюры отклонений U ПС1-ПС6 на стороне ВН от Уном с МАРН, %

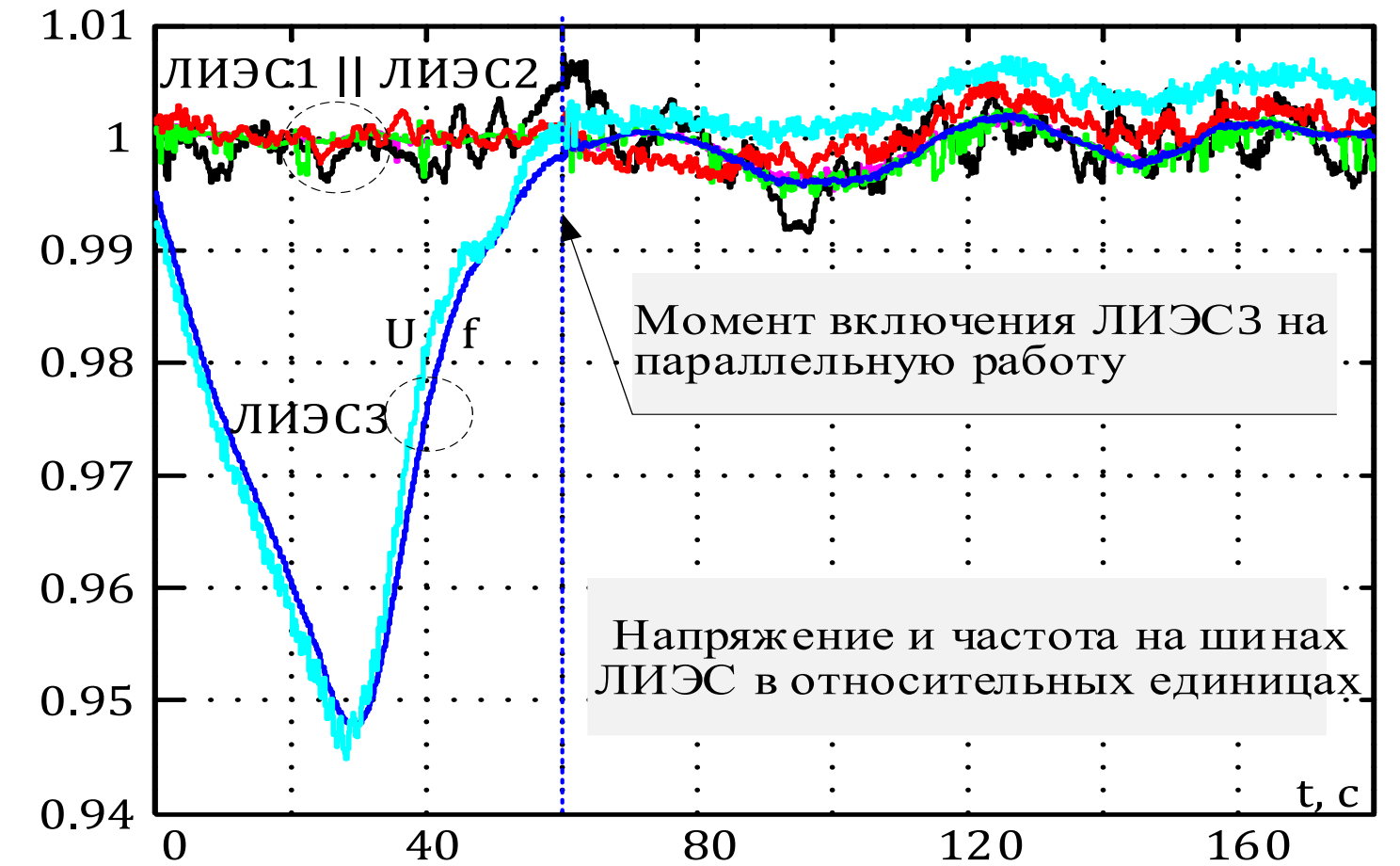
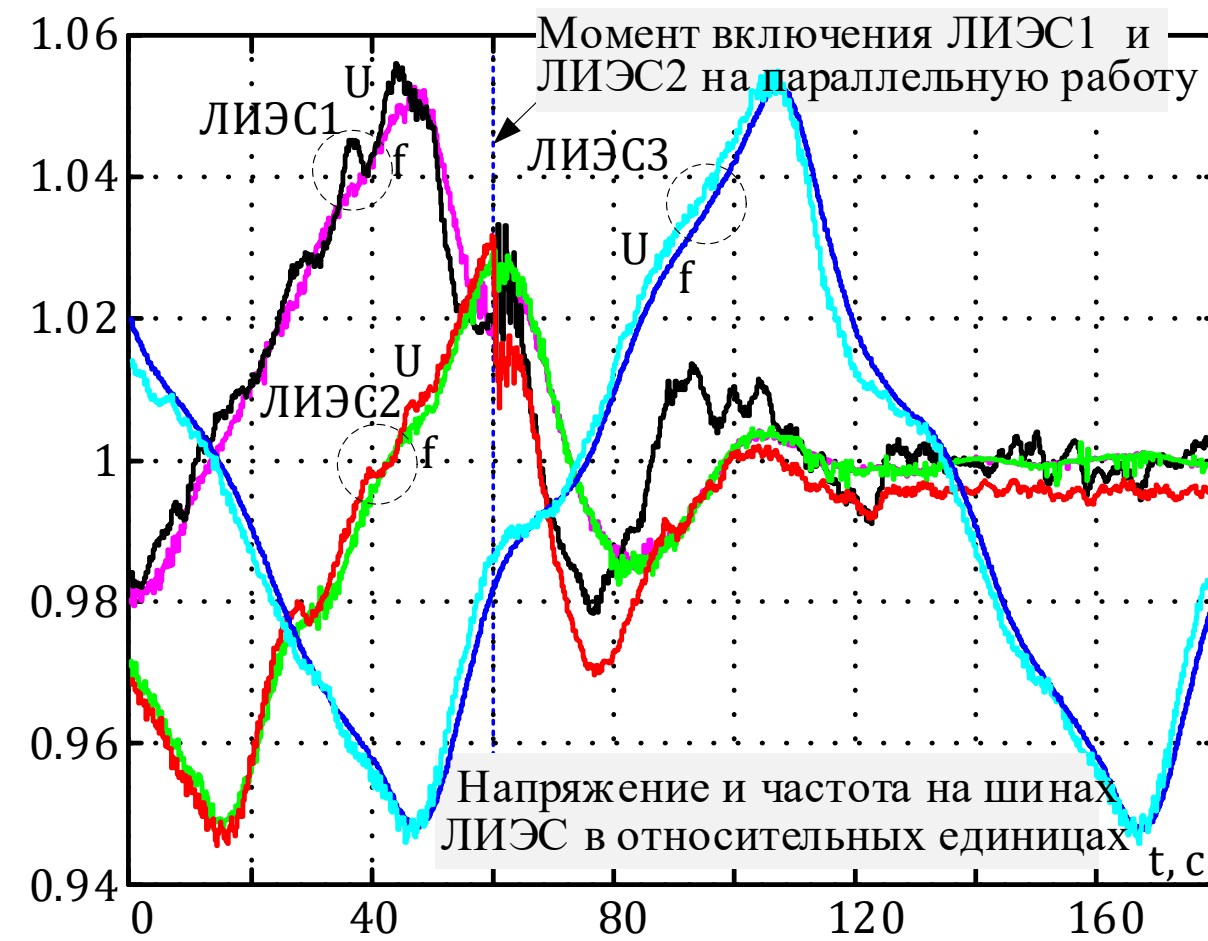
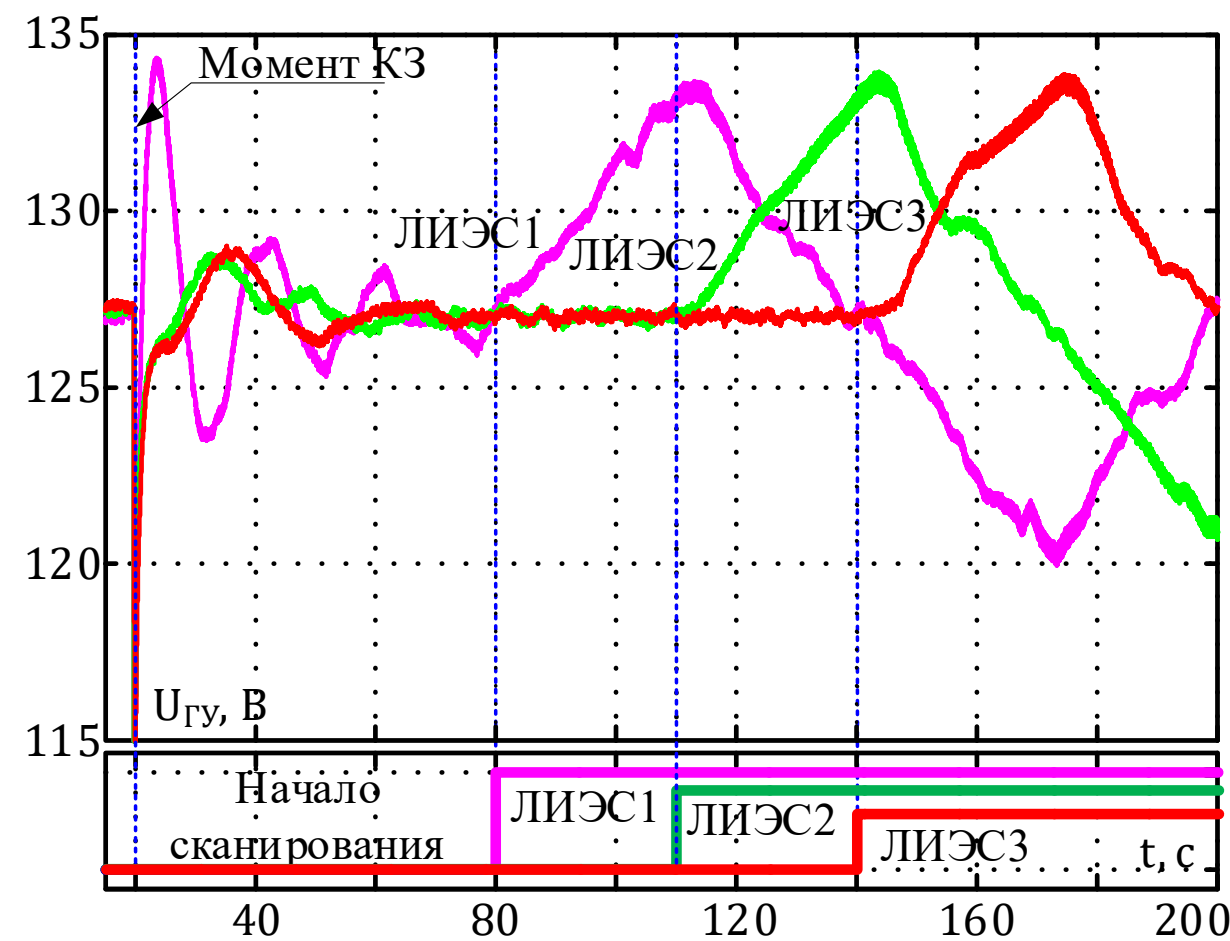


Пример. Противоаварийное разделение и децентрализованное восстановление сети

Этап 1 - разделение, начало сканирования условий синхронизации

Этап 2 - включение ЛИЭС1 и ЛИЭС2 на параллельную работу

Этап 3 - окончательное восстановление сети



Демонстрация процесса управления ДМАСУ в полном цикле от сборки системы, регулирования частоты с переназначениями ведущей электростанции, разделением при аварийных возмущениях на части и элементы с последующим восстановлением целостности и нормального режима сети

(Видеоролик)

Продолжительность около 7 мин

Общее заключение по технологии ДМАУ

На основе представленной идеологии разработаны концепция и прототип семейства устройств ДМАУ, проведены его испытания на цифро-физическом моделирующем комплексе энергосистем НГТУ, подтверждающие работоспособность и эффективность системы ДМАУ с роевым искусственным интеллектом

Рубежные результаты

Что достигнуто:

- Разработан комплекс технических решений и запатентованных способов управления для создания ЛИЭС с их интеграцией в АРЭС, ТИЛИЭС
- Выполнен и реализован проект ЛИЭС с независимой системой управления, согласованный с сетевой компанией и СО ЕЭС, подтвердивший достижение заявляемых технических и социально-экономических системных эффектов.
- Разработан первый цифровой двойник управления режимами ЛИЭС, интегрированной в АРЭС
- Теоретически и экспериментально на физическом комплексе доказана возможность децентрализованного управления режимам АРЭС, ЛИЭС, ТИЛИЭС, СБЭР
- Разработаны и испытаны прототипы агентов для решения задач децентрализованного управления режимами АРЭС, ТИЛИЭС

Предстоит сделать

- Оптимизировать способы и ПО управления режимами АРЭС
- Реализовать промышленную линейку ПАК для децентрализованного мультиагентного управления режимами АРЭС
- Подготовить и провести сертификационные испытания линейки агентов децентрализованного управления режимами АРЭС
- Подготовить предложения по изменениям и дополнениям в НТД электроэнергетики, определяющих статус объектов распределенной малой генерации в электрических сетях и технические требования при интеграции малой генерации в АРЭС
- Разработать демонстрационный цифровой двойник децентрализованного управления режимам АРЭС
- Обосновать и реализовать реальный объект пилотного применения технологии

Выводы и заключение

- Развитие распределенной по сети малой генерации и объектов на ее основе нуждается в создании технологий децентрализованного управления режимами такой сети, в т.ч. источниками активной и реактивной мощности, входящими в ее состав.
- Полученные результаты НИОКР свидетельствуют, как о принципиальной возможности эффективного децентрализованного управления такими сетями, так и о возможности создания соответствующей технологии.
- **Следующим этапом** является оптимизация уже предложенных технических решений, создание полноценной сертифицированной технологии на современной программно-аппаратной базе и условий ее применения в АРЭС, включая дополнение и корректировку нормативной базы электроэнергетики.



**НГТУ
НЭТИ**

КАФЕДРА
АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ПРИ ИНТЕГРАЦИИ СИНХРОННОЙ МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИИ И ОБЪЕКТОВ НА ЕЕ ОСНОВЕ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ И МЕЖДУ СОБОЙ

Благодарю за внимание

Фишов Александр Георгиевич

Москва

30.09.25