



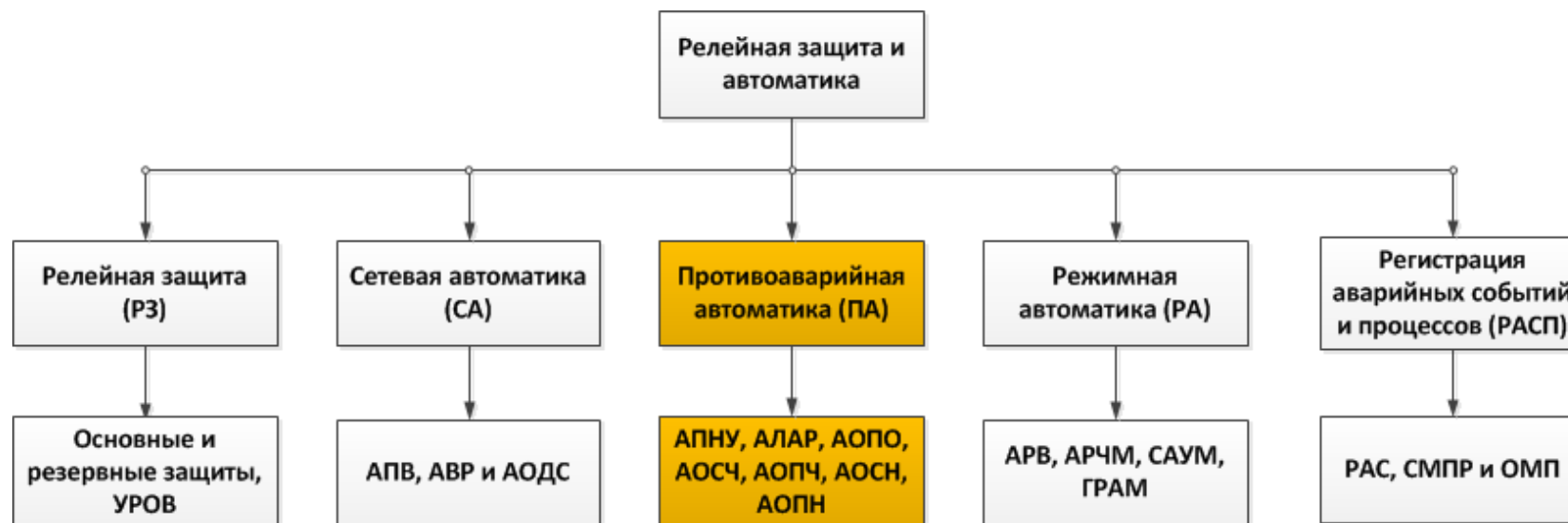
«Противоаварийная автоматика»

**А.А. Лисицын, Заместитель генерального директора – директор
департамента противоаварийной автоматики, систем управления
и релейной защиты АО «НТЦ ЕЭС»**



Классификация устройств релейной защиты и автоматики

2



Противоаварийная автоматика – совокупность устройств, обеспечивающая измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации, команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой с **целью выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистемы.**



Допустимые перетоки мощности (1)

3

- Аварийно и максимально допустимые перетоки активной мощности (АДП и МДП) – перетоки, которые **удовлетворяют определённым критериям** по запасу устойчивости генерирующего оборудования, величинам напряжения в узлах сети и токовой загрузки сетевых элементов;
- Расчёты АДП и МДП выполняются согласно **Методическим указаниям по устойчивости энергосистем**;
- Разовое превышение МДП возможно на интервале времени **не более 20 минут**. Превышение АДП – **недопустимо**;
- В некоторых случаях АДП и МДП могут являться **функциями от режимных параметров** (загрузки отдельных электростанций и/или числа работающих генераторов, перетоков активной мощности в других сечениях, напряжений в узловых точках и др.), что **существенно затрудняет** работу диспетчера;
- В том случае, если по каким-либо причинам в ЭЭС отсутствуют все необходимые устройства ПА, то величина $P_{\text{сеч}}$, контролируемого диспетчерским персоналом, не должна превышать значения $P_{\text{мдп. без. па}}$. **Удержание $P_{\text{сеч}}$ в допустимых пределах может быть осуществлено либо за счёт ограничения выдачи мощности электрических станций, либо за счёт ограничения потребления ЭЭС.**



Комплексы ПА, предназначенные для повышения степени использования пропускной способности электрической сети:

- Автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ).

Комплексы ПА, предназначенные для обеспечения живучести ЭЭС:

- Автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР);
- Автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО);
- Автоматики ограничения снижения или повышения напряжения (АОСН и АОПН);
- Автоматика ограничения частоты (АОСЧ и АОПЧ).



Каждая подсистема ПА решает определенную задачу противоаварийного управления, складывающуюся из следующих операций:

- 1) Фиксация аварийного возмущения или нарушения контролируемыми параметрами режима заданных ограничений;
- 2) Запоминание предаварийного состояния энергосистемы (схемы сети – нормальная или ремонтная, текущего режима сети в момент фиксации возмущения или нарушения параметрами режима заданных ограничений);
- 3) Оценка степени тяжести аварийного возмущения и необходимости осуществления управляющих воздействий (УВ) для зафиксированного предаварийного состояния энергосистемы;
- 4) Выбор видов, объемов и мест реализации управляющих воздействий;
- 5) Реализация УВ.



Как правило, устройства ПА осуществляют следующие виды УВ:

- Отключение генераторов электрических станций (ОГ), в том числе и на АЭС;
- Импульсная или длительная разгрузка турбинного оборудования (ИРТ и ДРТ);
- Отключение нагрузки (ОН);
- Автоматическая загрузка генераторов (АЗГ);
- Изменение топологии электрической сети (включение ШР, деление сети и др.)

Ни одна из подсистем ПА не ограничивается одним видом УВ и ни одно УВ не предназначено только для одной подсистемы.

Реализация УВ может осуществляться как **централизованным**, так и **децентрализованным способом**. Реализация централизованного УВ на смежных относительно места установки дозирующего устройства энергообъектах требует организации **каналов связи**.





- Передача АС и АК для нужд ПА осуществляется **по специализированным каналам связи**;
- Основные требования к передаче телеинформации – **быстрота и надежность**;
- Эффективность ввода управляющих воздействий от устройств ПА **существенно** зависит от времени передачи ПОр на вход АДВ и времени реализации УВ;
- В качестве среды передачи команд ПА обычно применяется **ВЧ** или **ВОЛС**;
- КНР может передаваться как по каналам ПА, так и с использованием каналов телемеханики. Как правило к ТИ привязывается **метка единого времени** (GPS, ГЛОНАСС и т.д.).

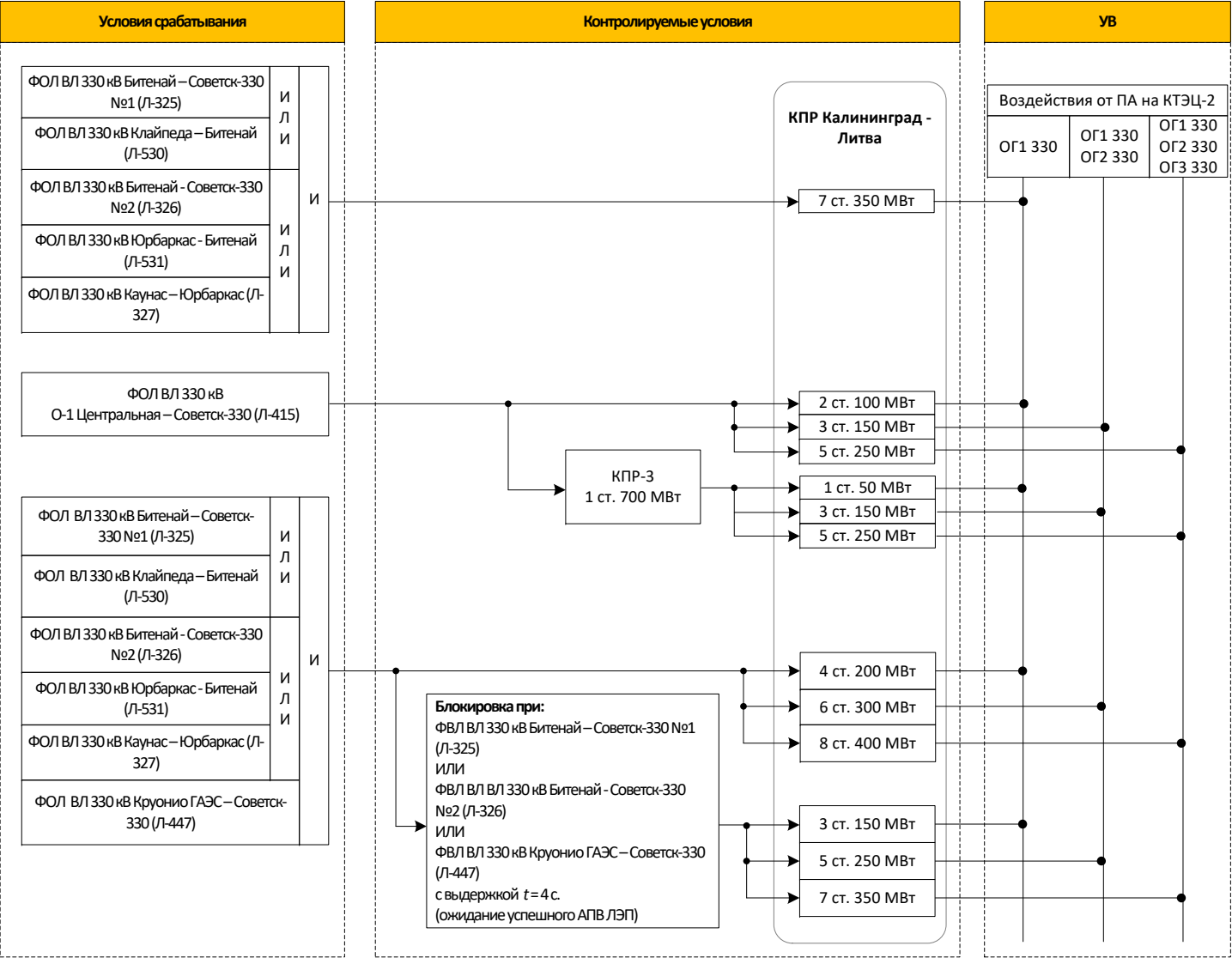
По статистике экономические затраты на организацию каналов связи составляют $\approx 50-70\%$ от общих затрат на реализацию решения всех задач ПАУ



Автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ)

8

- **АПНУ – первый эшелон** комплекса ПА энергосистемы и предназначена для предотвращения нарушения устойчивости режима ЭЭС при аварийных возмущениях, а также обеспечения в послеаварийных режимах нормативных запасов статической устойчивости
- **Электростанции, на которых установлены комплексы АПНУ:** Балаковская АЭС, Бурейская ГЭС, Жигулевская ГЭС, Заинская ГРЭС, Зейская ГЭС, Калининградская ТЭЦ-2, Кольская АЭС, Ондская ГЭС, Пермская ГРЭС, Приморская ГРЭС, Путкинская ГЭС, Ростовская АЭС и мн.др.
- Локальные АПНУ работают по принципу «II-ДО» (т.е. таблицы решений формируются по заранее проведённым расчётам для наиболее тяжелых схемно-режимных ситуаций);
- Пусковые органы автоматики – фиксация отключения сетевых элементов.



Функционально-логическая схема АПНУ



Автоматическая разгрузка при близких и затяжных коротких замыканиях (АРБКЗ и АРЗКЗ)

10

АРБКЗ и АРЗКЗ **предназначены** для сохранения динамической устойчивости генераторов электростанции :

АРБКЗ – при возникновении близких КЗ, отключаемых основными защитами;

АРЗКЗ – при затяжных КЗ, обусловленных отказом выключателя (отказы РЗ не учитываются).

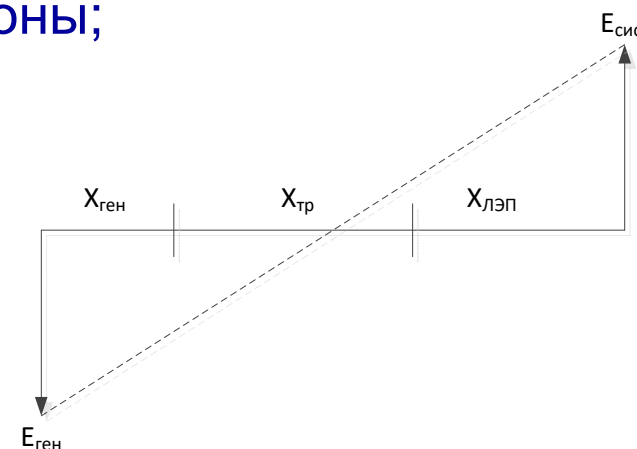
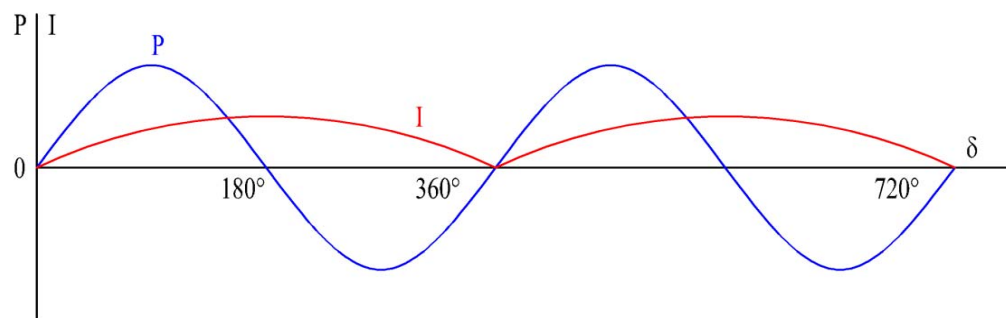
- Пусковой орган – **ФТКЗ** (измерение напряжения прямой последовательности на шинах или сброса активной мощности генератора);
- Рассматриваемые автоматики реализуют **следующие виды УВ** в различных комбинациях – ОГ, ИРТ, деление сети, «ускоренный УРОВ»;
- **Электростанции, на которых применяются устройства АРБ(З)КЗ:** Балаковская АЭС, Калининградская ТЭЦ-2, Краснодарская ТЭЦ и др. (в большинстве случаев тяжесть КЗ учитывается в алгоритмах АПНУ).



1. В большинстве случаев нарушение ДУ генераторов электростанций происходит при возникновении **близких затяжных многофазных КЗ**, сопровождающихся **отказом** выключателей, при условии **максимальной** загрузки генераторов электростанций;
2. Эффективность конкретного вида управляющих воздействий, предотвращающих нарушение ДУ генераторов электростанций, может существенно **зависеть** от места возникновения КЗ (электростанция или прилегающая сеть);
3. В ряде случаев определение места возникновения КЗ (электростанция или прилегающая сеть) **труднореализуемо** с технической точки зрения (район Юга г. СПб и др.);
4. Для создания **интеллектуальных** устройств АРЗКЗ может потребоваться значительное количество устройств ПА, телемеханики и каналов связи.



- **Асинхронный режим** – режим ЭЭС, характеризующийся устойчивыми глубокими периодическими колебаниями напряжений, токов и мощностей, изменением взаимного угла ЭДС генераторов и наличием разности частот между частями синхронной зоны;



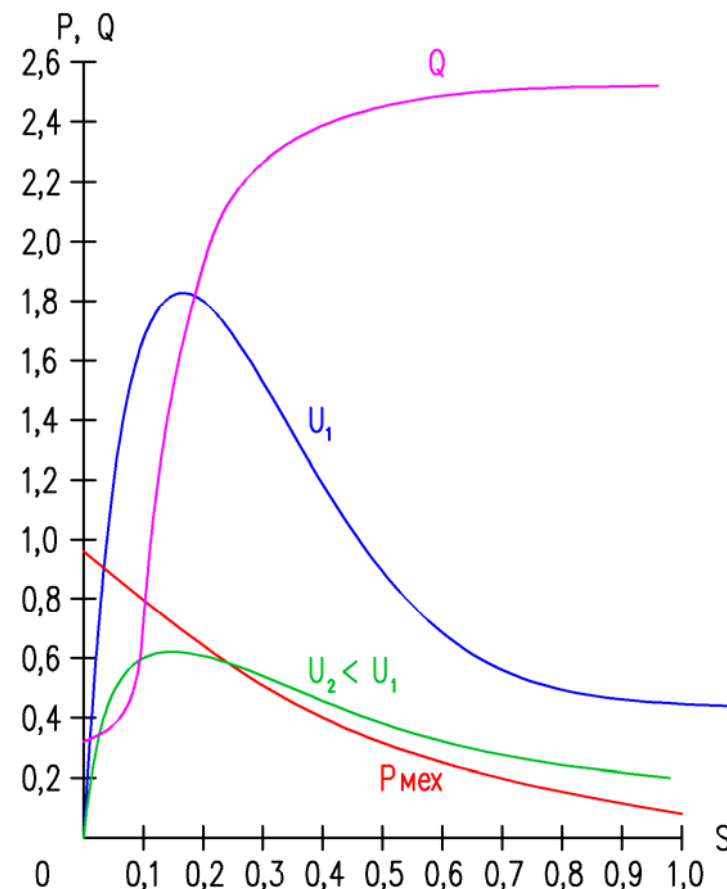
- **Возникновение АР** может быть вызвано ненормативными аварийными возмущениями, отказом АПНУ, каскадным развитием аварии и др.;
- В сетях 330 кВ и выше АР должен ликвидироваться АЛАР на **первом цикле**, в сетях 220 и ниже – после срабатывания АЛАР 330 кВ, но не позднее 4-х циклов АР;
- Устройства АЛАР должны устанавливаться в обязательном порядке на **ЛЭП 500 кВ** и выше;
- Как правило, АЛАР действуют на **ДС**.

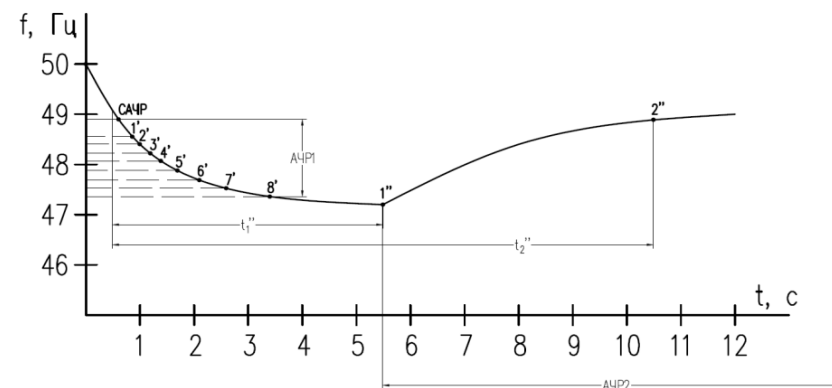
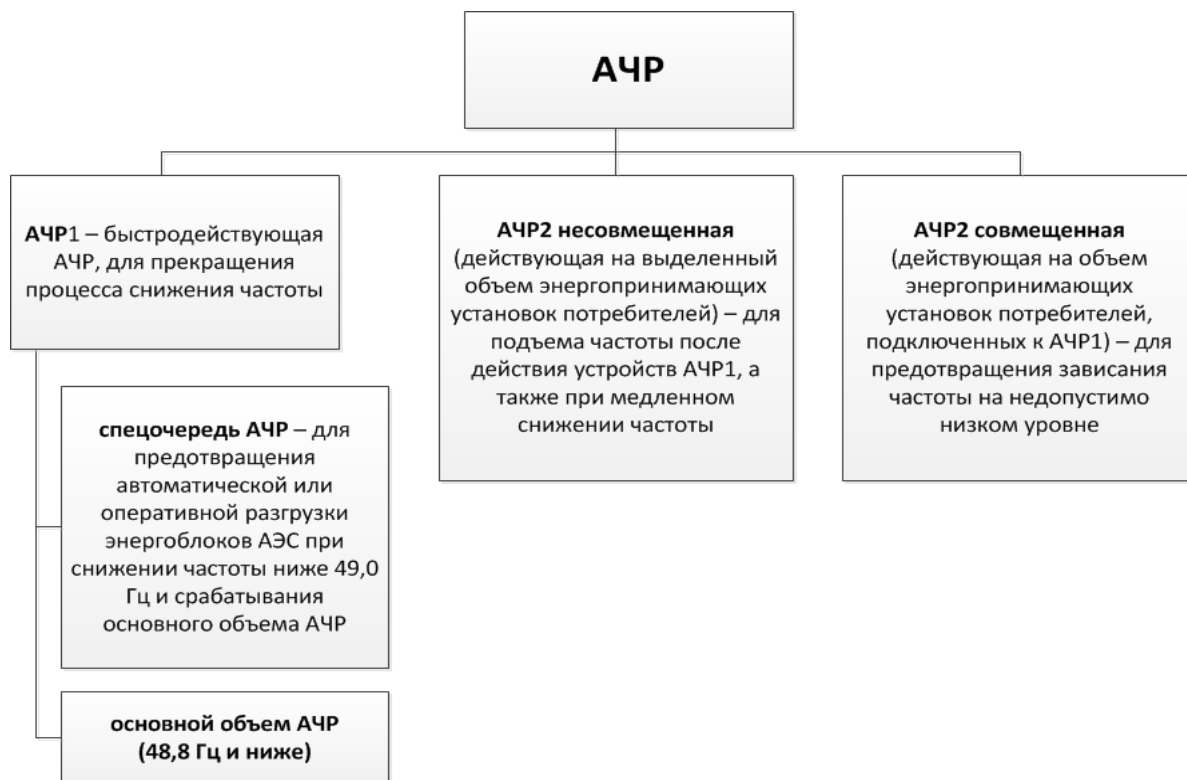


- Перегрузка ЛЭП по току вызывает **недопустимый нагрев провода**, последствиями чего могут быть необратимые деформации провода, перегрев соединительных зажимов с возможным разъединением, провисание провода с опасностью возникновения пробоя, увеличение погрешности измерений ТТ и др.;
- Перегрузка по току (авто)трансформаторов вызывает износ изоляции и снижает срок эксплуатации;
- Наиболее опасные последствия токовых перегрузок для ЭЭС – возможность возникновения каскадных отключений с последующим ее погашением (развал энергосистем Северо-Востока США, 1965 г., Италии, 2003 г. и мн.др.);
- Недопустимые токовые загрузки могут являться следствием отключения шунтирующих ЛЭП, увеличением транзитных перетоков, изменения схемы сети и др.;
- Для ликвидации недопустимых перегрузок оборудования применяются устройства **АОПО** (уставки – ток и время).



- В узлах нагрузки наиболее чувствительны к снижению напряжения **АД** ($P_{\max} = U^2/(2 \cdot x_{\text{дв}})$);
 - При глубоких снижениях напряжения возможно возникновение **«лавины напряжения»**;
 - В случае отсутствия данных о величине критического напряжения (U , при котором происходит опрокидывание двигателей) в узлах нагрузки $U_{\text{кр}}$ принимается равным **$0,7 \cdot U_{\text{ном}}$** .
- АОСН **воздействует** на: 1) отключение ШР, 2) включение БСК, 3) ОН, 4) ДС;
- УВ могут быть как локальными (отключение нагрузки на объекте установки АОСН), так и централизованными (ДАР по напряжению);
- Действие устройств АОСН должно быть **отстроено** по времени от действия РЗ и СА (АПВ или АВР) и не должно приводить к недопустимому повышению напряжения;
- Возложение функций АОСН на ЗМН – **недопустимо**.



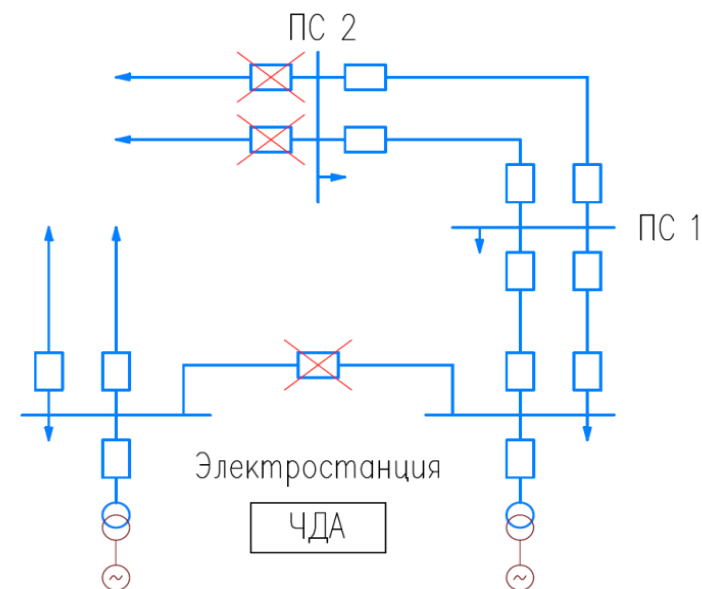


Объем мощности потребителей, подключенных к АЧР, должен быть не менее 60% от ожидаемого суммарного потребления (включая собственные нужды электростанций и потери) энергосистемы в том числе:

- **АЧР-1** – не менее 50% (в том числе САЧР – 3÷4%);
- **АЧР-2** несовмещенная – не менее 10%.

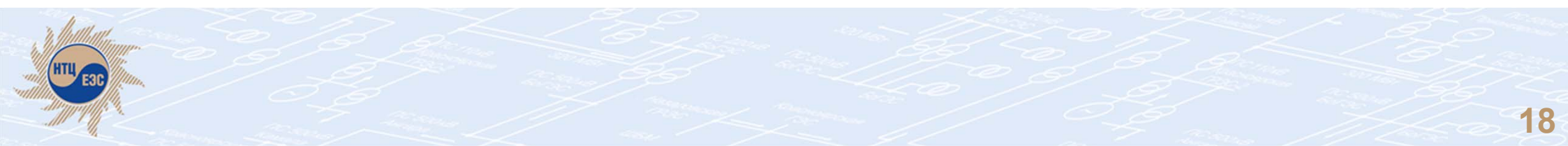


- **Устройства ЧДА применяются для:**
- сохранения в работе собственных нужд и предотвращения полного останова электростанций при отказе или недостаточной эффективности других устройств;
- обеспечения питания отдельных групп потребителей, не допускающих перерывов в электроснабжении.
- ЧДА может осуществлять выделение электростанций, их частей или отдельных энергоблоков на питание собственных нужд или на сбалансированный район.





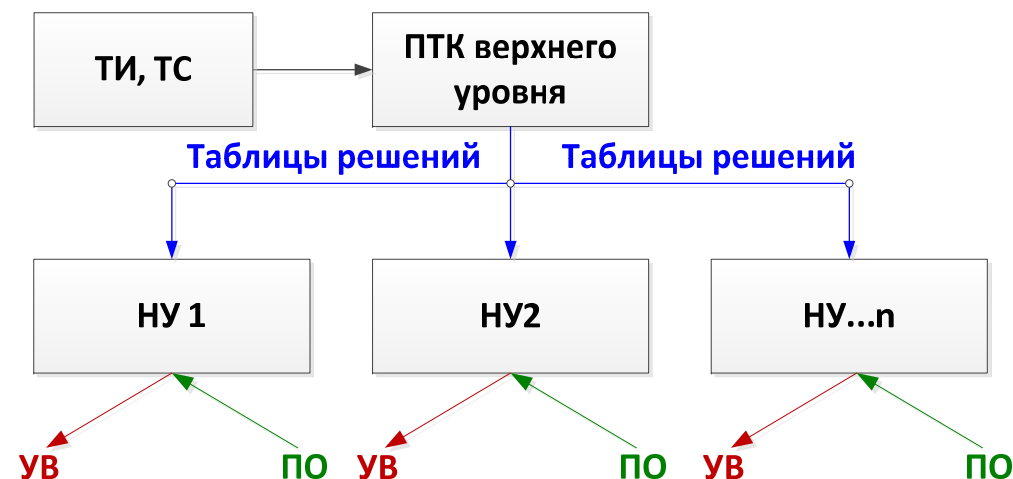
- Устройства АОПЧ предназначены для предотвращения недопустимого повышения частоты в энергосистеме до уровня, при котором возможно срабатывание автоматов безопасности турбин ТЭС и АЭС;
- Устройства АОПЧ устанавливаются на электростанциях, расположенных в частях энергосистемы, выделение на изолированную работу которых возможно с большим избытком мощности, приводящим к повышению частоты более 53,0 Гц с учетом действия первичного регулирования частоты;
- Уставки устройств АОПЧ должны быть ниже уставок автоматов безопасности и находиться в диапазоне 51,0-53,0 Гц;
- Действие устройств АОПЧ производится ступенями с разными уставками по частоте (скорости изменения частоты) и времени.



Централизованные комплексы ПА



- В отличие от локальных комплексов ПА централизованные системы противоаварийной автоматики (ЦСПА) осуществляют расчёты режимов и устойчивости по принципу «I-ДО» (т.е. **в реальном времени**);
- Основной режим работы ЛАПНУ – **низовое устройство ЦСПА**;
- Внедрение **ЦСПА** позволяет повысить точность расчётов, сократить избыточность УВ, а также расширить область допустимых режимов работы ЭЭС;
- **В настоящее время комплексы ЦСПА находятся в промышленной эксплуатации в ОЭС Урала, Сибири, Востока, Средней Волги и Юга.**



- **Основные проблемы** – плохая наблюдаемость сети, качество ТИ и недостаточность каналов ПА;
- **Современные алгоритмы ЦСПА** позволяют учесть возникновение недопустимых токовых перегрузок элементов сети и динамическую составляющую переходных процессов.



Основная цель разработки ЦСПА нового поколения – повышение точности и сокращение избыточности управляющих воздействий (снижение ущерба) и расширение области допустимых режимов работы энергосистемы при ограниченном объеме УВ.

Задачи:

- Разработка универсальных алгоритмов расчета УВ по условиям статической и динамической устойчивости с учетом:
 - нормативных запасов устойчивости по активной мощности и напряжению и ограничений по токовой загрузке элементов сети,
 - динамической составляющей аварийных процессов, обусловленной как короткими замыканиями, так и действиями линейной автоматики для локализации аварийного возмущения (АПВ) на базе
- подробных (общепринятых) моделей основных элементов и средств регулирования и автоматики энергосистем.
- При этом должны быть расширены наборы:
 - УВ (отключение генераторов, отключение нагрузки, импульсная разгрузка турбин, длительная разгрузка турбин, электрическое торможение генераторов и др.) и
 - аварийных возмущений (отключение линии, короткое замыкание, повторное включение линии, отключение фазы линии с последующим повторным включением, отключение генераторов, отключение/подключение нагрузок) с произвольной временной последовательностью совершения событий.



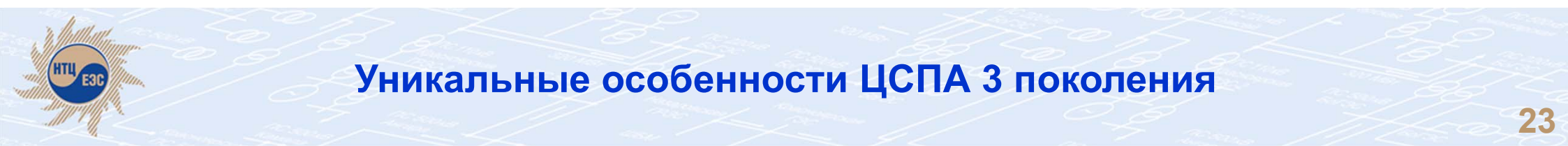
Функционал действующих на сегодняшний день ЦСПА

21

- **выбор УВ** - только по условиям допустимости ПАР;
- **прогноз послеаварийного режима** (с учетом изменения частоты) - по линеаризованным уравнениям потокораспределения только активной мощности (в предположении постоянства модулей узловых напряжений);
- **анализ устойчивости** - по так называемым узловым моделям - эквивалентным схемам всего района управления для конкретного, центрального, узла. Тем самым анализ устойчивости сводится к определению существования прогнозируемого режима в узловых моделях и вычислительно является заменой совместного решения нелинейных уравнений установившегося режима расчетной схемы несовместным решением уравнений режима для узловых моделей.



- В разработанном алгоритме расчета УВ, в отличие от алгоритма действующих ЦСПА, **используется классическая динамическая и статическая модели энергосистем.**
- Кроме того, **изменен подход к формированию расчетной схемы и режима энергосистемы**, контролируемой ЦСПА. В действующих ЦСПА оценивание режима и расчет УВ выполняется в одной и той же эквивалентной расчетной схеме. В разработанном алгоритме оценивание режима ведется в Полной схеме, по которой диспетчер ведет режим, а расчет УВ, для обеспечения быстродействия - в эквивалентной схеме. При этом эквивалентирование выполняется таким образом, чтобы вектора напряжений в узлах, не подлежащих исключению, в точности совпадали с таковыми в Полной схеме. Использование суточного графика генерации и потребления восполняет недостающие ТИ и делает оценивание режима более точным.



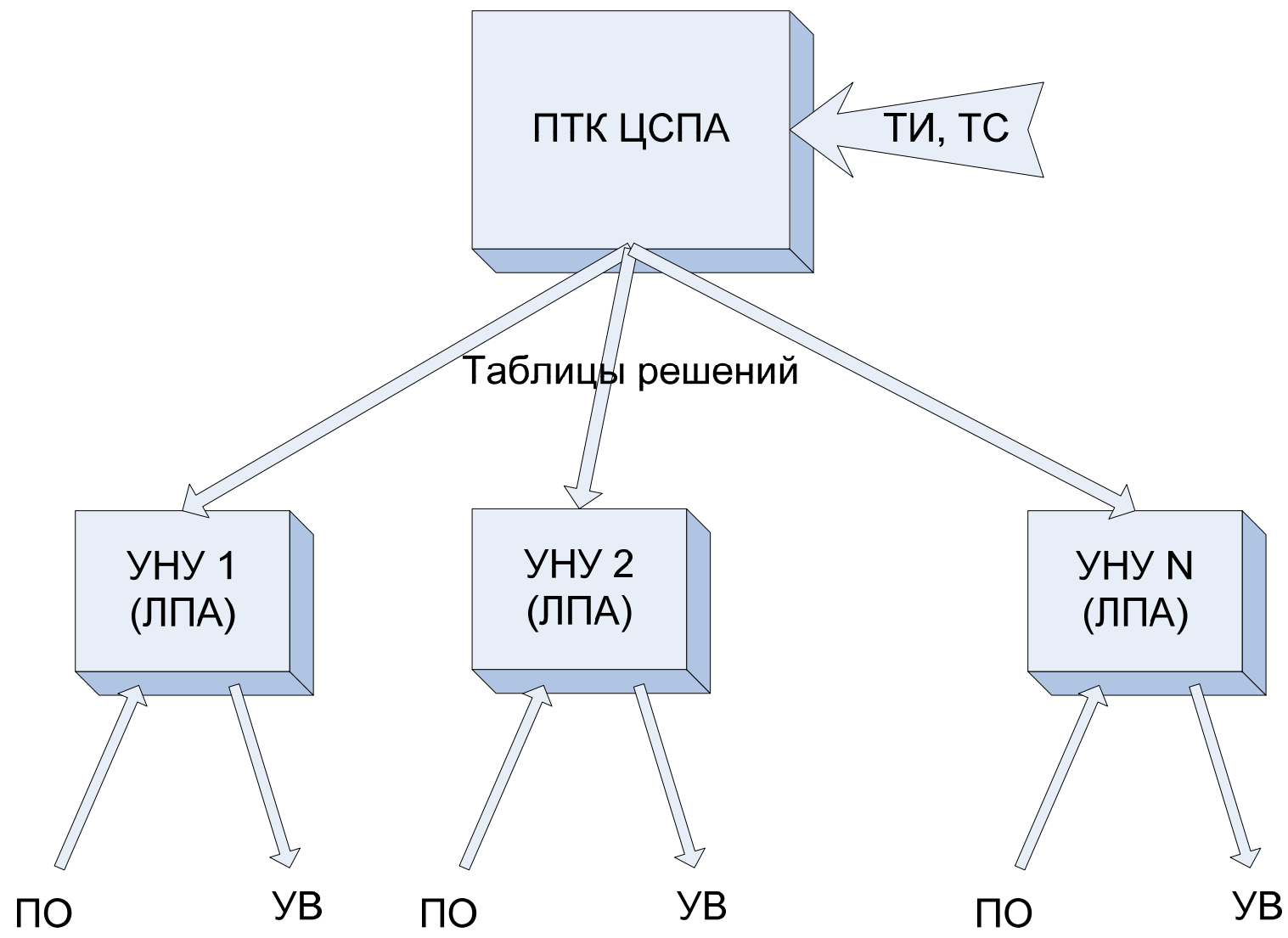
Уникальные особенности ЦСПА 3 поколения

23

- Выбор УВ по условию обеспечения динамической устойчивости
- Уникальный метод динамического моделирования смежных районов энергосистем



Структура ЦСПА





Основные функции комплекса

25

- Расчет ТУВ
- Передача ТУВ на низовое устройство ПА
- Прием информации от низовых устройств ПА (в частности, о срабатывании пусковых органов и УВ)

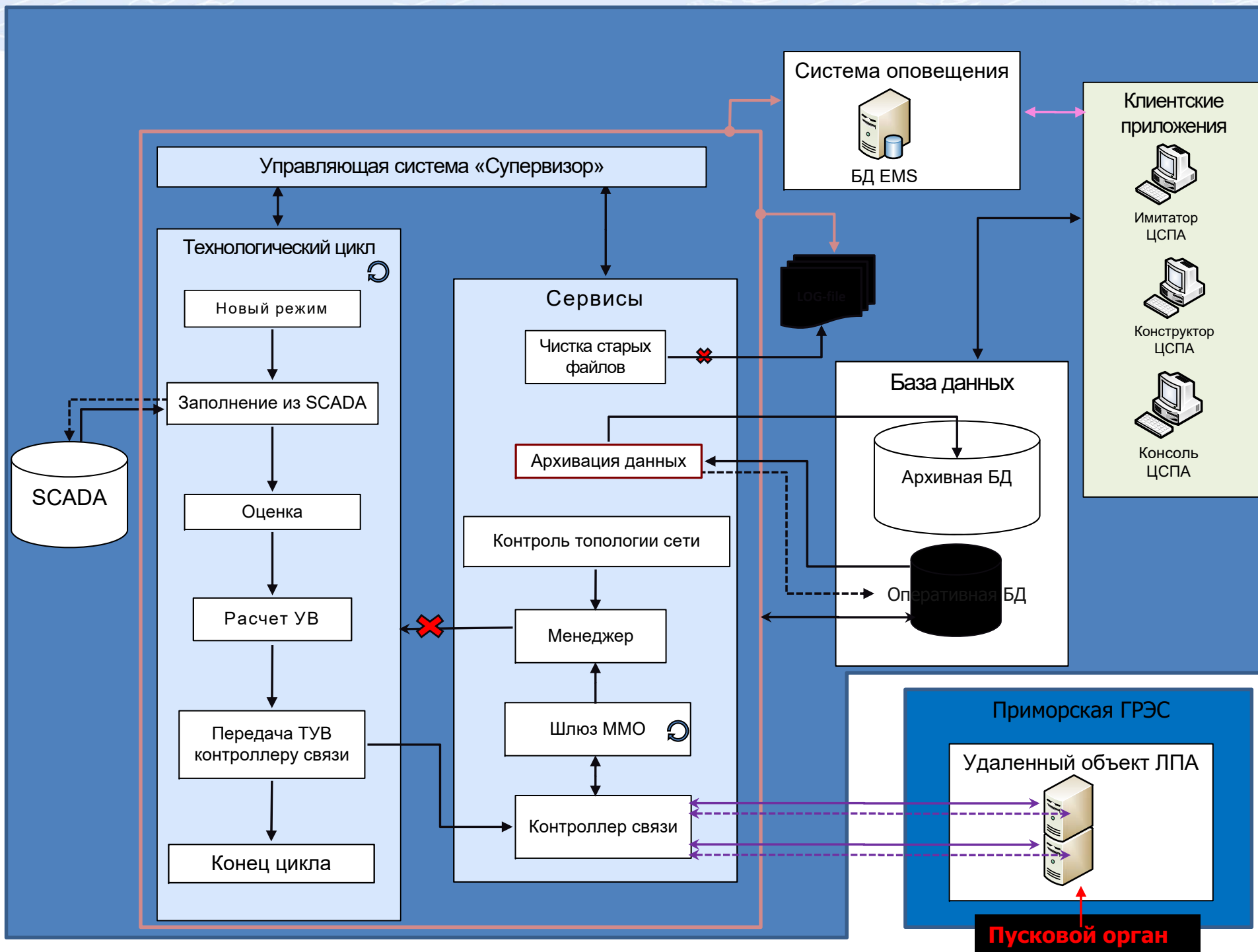
Инфраструктурные функции комплекса

- Организация технологического цикла расчета УВ
- Мониторинг работы всех процессов комплекса
- Управление процессами комплекса
- Оповещение пользователей о нарушениях в работе комплекса
- Предоставление пользователю инструмента для ведения нормативно-справочной информации
- Предоставление пользователю имитатора для проведения аналитических или отладочных работ



Комплекс ЦСПА

26





Генераторы	Полными уравнениями с АРВ и СВ без моделей турбин. Возможно задание Е за Х. В дальнейшем – модели турбин (упрощенные) с АР
Нагрузки	Статическими характеристиками и синхронными двигателями. В дальнейшем для ограниченного числа нагрузок – асинхронный двигатель + шунт.
Аварийные возмущения	Изменение (отключение) генераторов, изменение нагрузок, включение/отключение шунтов в узлах (КЗ), отключение ветвей. В дальнейшем – все, что потребуется
УВ	Изменение генераторов, отключение генераторов, изменение нагрузок, электрическое торможение. Учет запаздывания на ввод УВ. В дальнейшем – импульсная разгрузка



Основные задачи разработки алгоритма расчета УВ по условиям обеспечения устойчивости в ПАР

28

- **Определение опасного сечения по статике (ОСстат).**

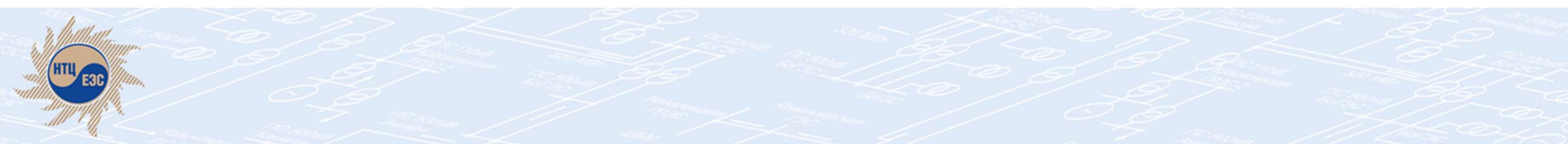
В отличие от динамики, до сих пор нет общепризнанного подхода к определению ОСстат. Анализ существующего положения дел приводит к необходимости разработки своего алгоритма определения ОСстат.

- Известны промышленные программы расчета УР ЭЭС с использованием метода Ньютона. Но нет ни одной программы в России, которая позволяла бы рассчитывать УР с учетом изменения частоты в ПАР.

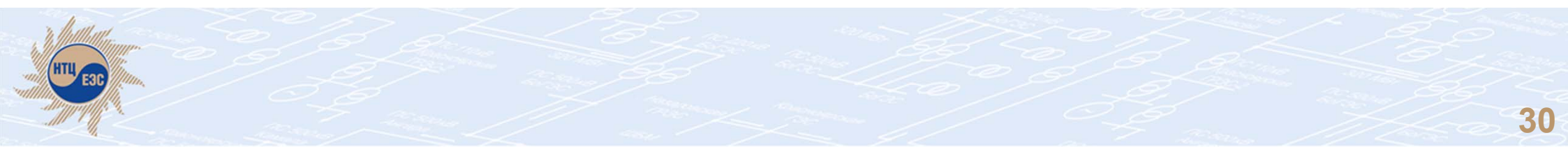
Отсюда **задача разработки эффективного алгоритма расчета установившихся режимов ЭЭС с учетом изменения частоты в ПАР.**

- Известно, что предельные режимы во многом определяются вектором изменения режима (ВИР). В настоящей версии алгоритма применяется используемый в действующих ЦСПА **ВИР по возмущению**. О достоинствах и недостатках этого метода сказано ниже.

- Знание аварийно допустимого перетока в ОСстат и расчетного значения в ПАР позволяют определить величину разгрузки ОСстат, но при этом, аналогично динамической фазе, возникает **задача разработки алгоритма распределения УВ по частям ЭЭС, разделяемых ОСстат, и по отдельным объектам этих частей.**



СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!



Система мониторинга запасов устойчивости



СМЗУ предназначена для автоматического расчета максимально допустимых перетоков (МДП) активной мощности в контролируемых сечениях энергосистемы в режиме реального времени для текущей схемно-режимной ситуации с учетом действия противоаварийной автоматики. Расчет МДП активной мощности в СМЗУ производится на основании телеинформации из оперативно-информационного комплекса (ОИК) диспетчерских центров (ДЦ) и выполняется в соответствии с критериями, изложенными в «Методических указаниях по устойчивости энергосистем». СМЗУ позволяет значительно повысить степень использования пропускной способности электрической сети



ПК СМЗУ создан на базе единой с ПАК ЦСПА программно-аппаратной платформе, использующей тождественные пользовательский интерфейс, структуру баз данных, алгоритмы взаимодействия с информационной средой диспетчерских центров СО ЕЭС.

Разработаны и поддерживаются два альтернативных технологических алгоритма СМЗУ. Первый – на базе алгоритмических решений модуля МДП ПК RastrWin3 и ПК Рустаб, второй – на базе алгоритмов ЦСПА.

Пример представления результатов расчетов МДП СМЗУ в ОИК

33

График расчетных
значений МДП с ПА

График расчетных
значений МДП без ПА

График перетока в
сечении по данным ОИК

График оцененного
перетока в сечении





СМЗУ внедрена

ДЦ	КС	Год
ОДУ Северо-Запада	«Ленинград–Карелия», «Кола–Карелия», «Онда–Кондопога», «Сумма по сечениям Кола–Карелия и Онда–Кондопога».	2015-2016
Кольское РДУ	«Мончегорск–Оленегорск».	2015
ОДУ Юга	«Терек», «Восток».	2017
ОДУ Сибири	«Назаровское», «Кузбасс–Запад».	2017

Эффект от внедрения

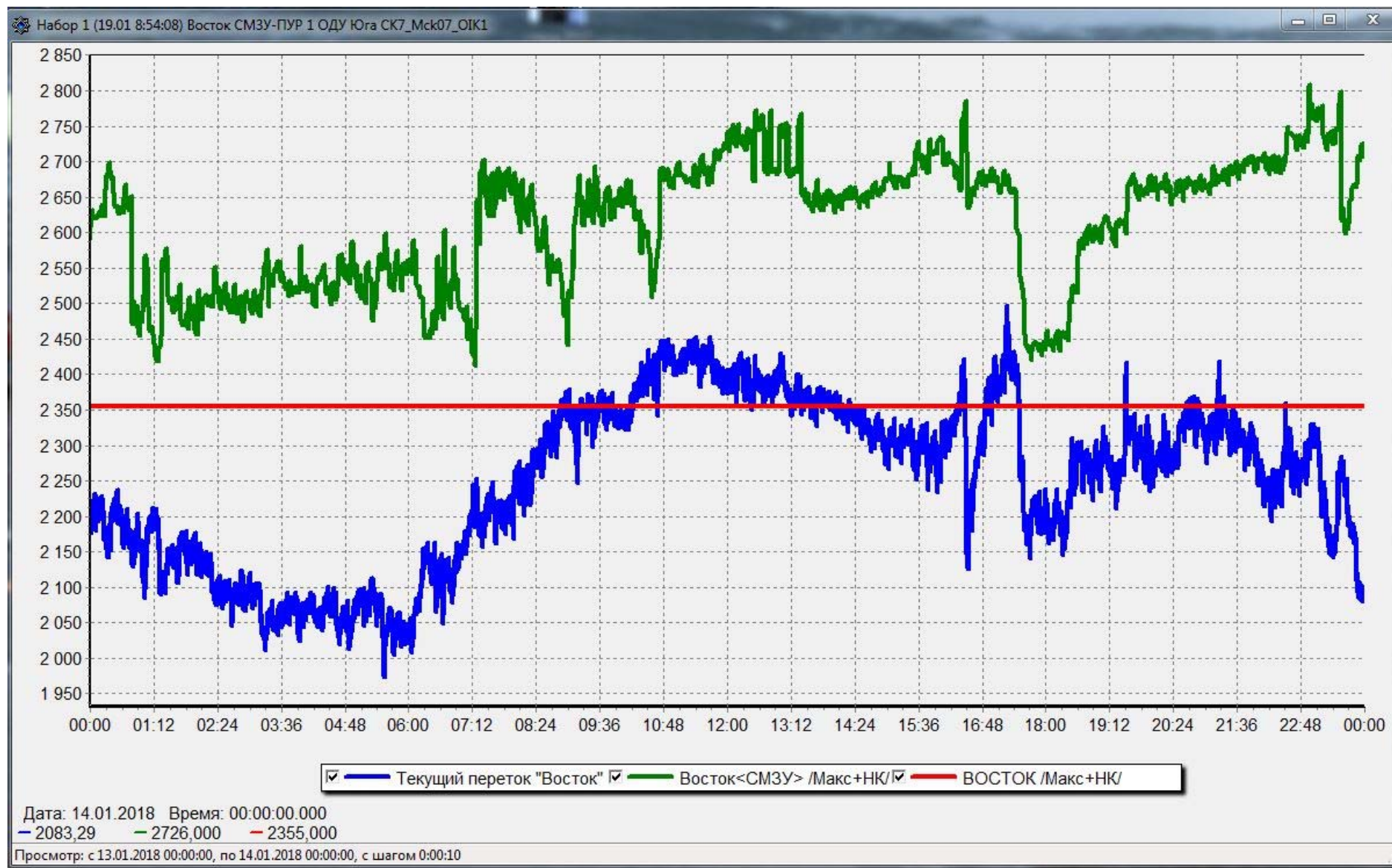
ДЦ	Максимальная эффективность СМЗУ по увеличению использования пропускной способности КС	
	%	МВт
ОДУ Северо-Запада	10	55
ОДУ Юга	17	400



Внедрение СМЗУ (2)

35

ОДУ Юга. КС «Восток». Данные за 13.01.2018





Внедрение СМЗУ (3)

36

СМЗУ внедряется

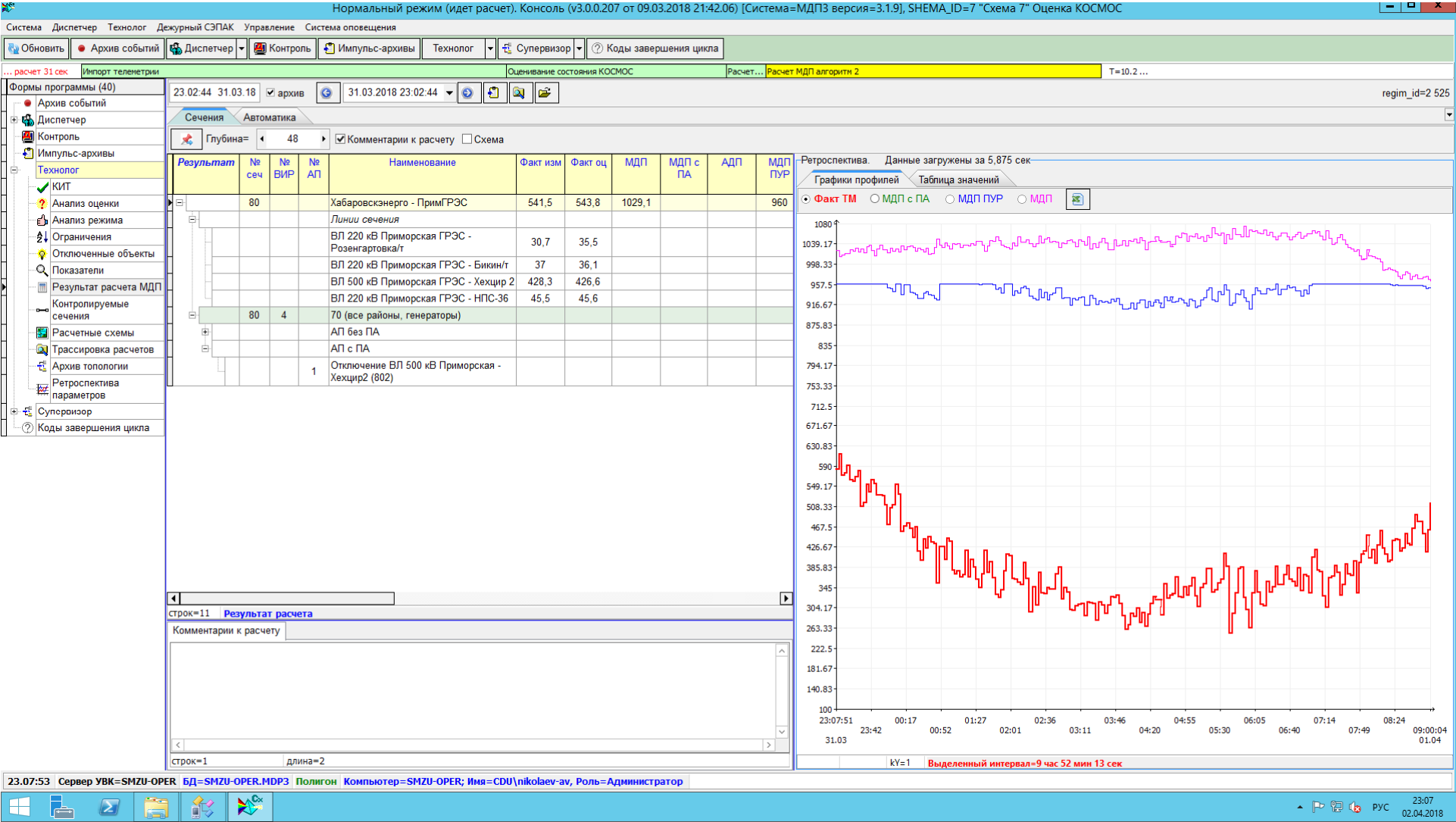
ДЦ	КС	Ввод в опытную эксплуатацию
ОДУ Урала	«АПНУ Калино», «79».	2018
ОДУ Востока	«Переход через реку Амур», «Хабаровскэнерго–Приморская ГРЭС».	2018
Черноморское РДУ	«ОЭС Юга–Крым», «ОЭС Юга–Крым 2».	2018

Внедрение СМЗУ включено в ИП

ДЦ	КС	Ввод в опытную эксплуатацию
Тюменское РДУ	«ОЭС Урала–энергосистема Тюменской области», «Север».	2018
ОДУ Центра	«Калинин–Конаково», «1 сечение».	2019
ОДУ Средней Волги	«СЭС–ОЭС», «Балаково–Саратов».	2019



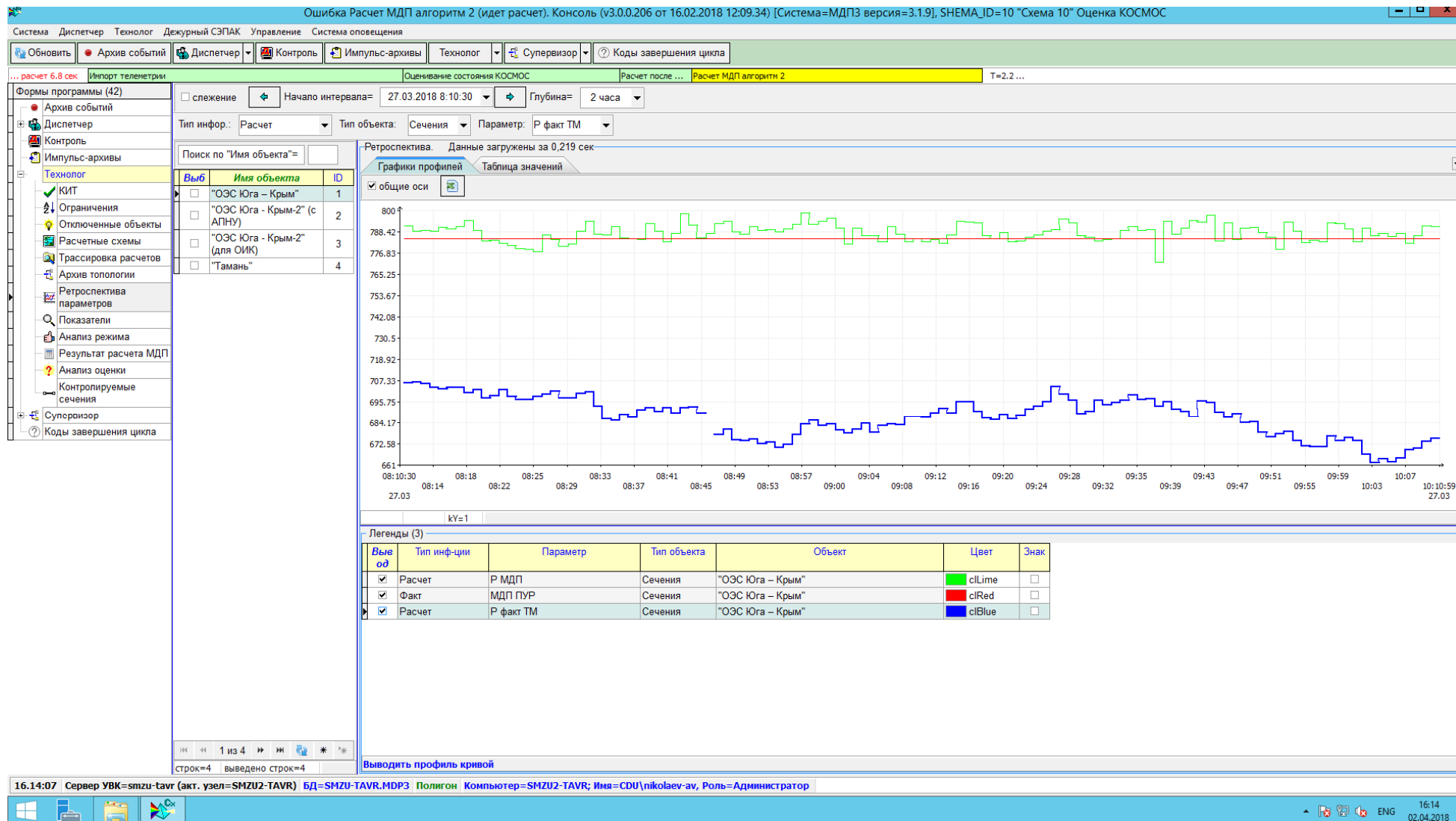
Результаты автономных испытаний в ОДУ Востока (КС «Хабаровскэнерго–Приморская ГРЭС»)





Черноморское РДУ. КС «ОЭС Юга-Крым»

38





Система мониторинга системных регуляторов

А.С. Герасимов – директор
департамента системных
исследований и перспективного
развития АО «НТЦ ЕЭС»

2019



Особенности современного этапа развития энергосистем

- Протяженная структура
- Слабые и сильно загруженные связи между региональными энергосистемами
- Работа с малыми запасами по статической и динамической устойчивости

В этих условиях значительную роль в обеспечении системной надежности играют системы возбуждения (СВ) и автоматические регуляторы возбуждения (АРВ), от правильной и эффективной работы которых во многом зависит устойчивая параллельная работа российской энергосистемы.



Создание системы мониторинга функционирования автоматических регуляторов возбуждения и систем возбуждения генераторов электростанций, которая обеспечила бы объективный контроль работоспособности устройств АРВ и СВ в режиме реального времени



Система мониторинга системных регуляторов

Выявляет:

- генератор, являющийся источником синхронных колебаний в энергосистеме
- некорректность работы АРВ при возникновении в энергосистеме дефицита/избытка мощности
- отсутствие, несвоевременный ввод или снятие релейной форсировки возбуждения
- некорректность работы ограничителя минимального и двукратного (максимального) тока возбуждения



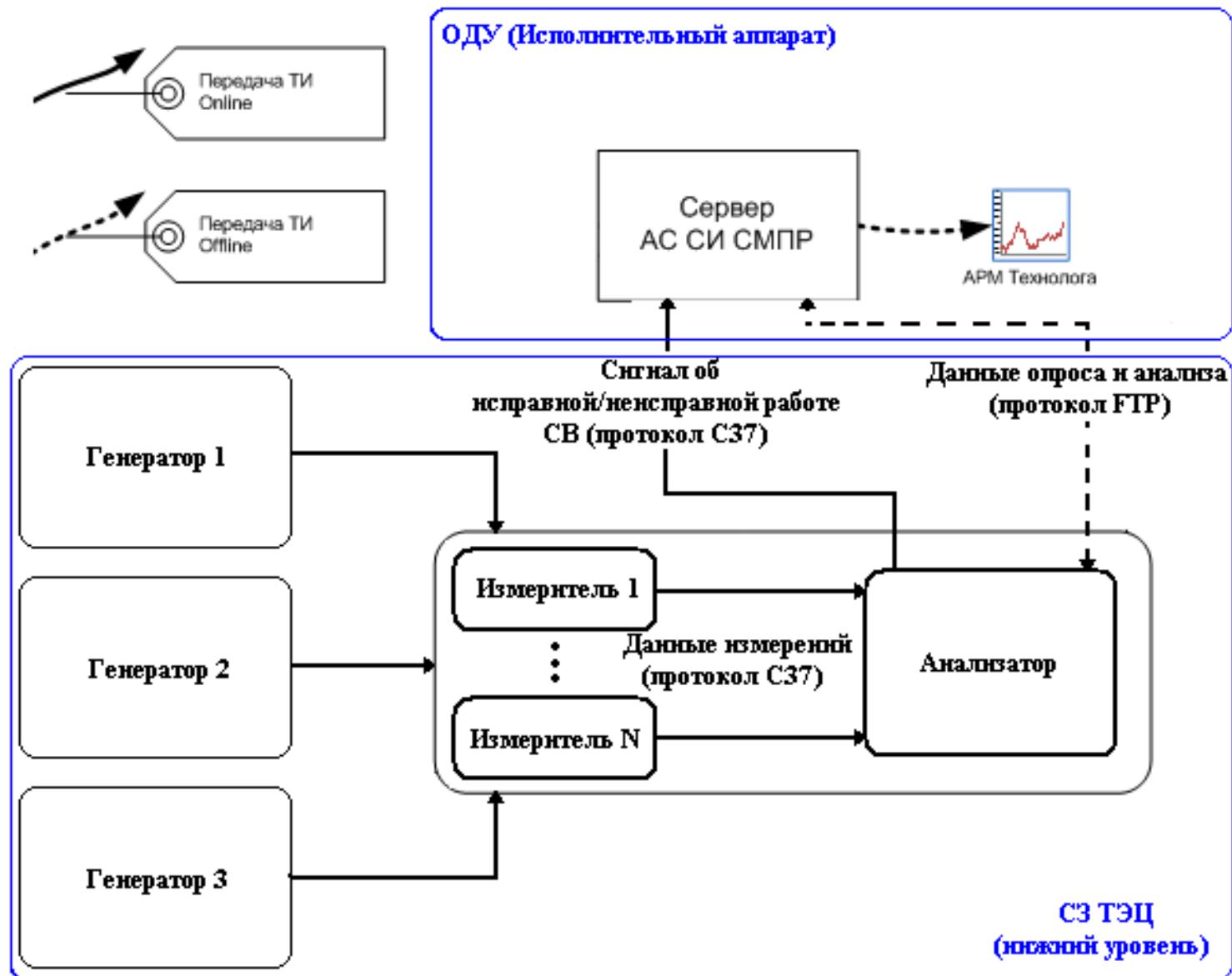
Система мониторинга системных регуляторов

Обеспечивает:

- **эффективное использование возможностей силовой части системы возбуждения при аварийных возмущениях в энергосистеме**
- **демпфирование колебаний роторов синхронных генераторов в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах энергосистемы, исключающее самораскачивание или возникновение незатухающих колебаний в энергосистеме**
- **обеспечение устойчивой работы генераторов в режиме недовозбуждения (при работе ОМВ) и перевозбуждения (при работе ограничителя максимального тока ротора).**



Система мониторинга системных регуляторов





Система мониторинга системных регуляторов

- Пилотная СМСР была пущена в опытную эксплуатацию в 2013 г. По итогам успешно завершившейся опытной эксплуатации, система была введена в промышленную эксплуатацию с января 2014 г.
- В период опытно-промышленной эксплуатации СМСР на Северо-Западной ТЭЦ была выполнена модернизация АРВ генераторов первого блока, приводимых во вращение газовыми турбинами. Эксплуатировавшиеся ранее регуляторы возбуждения со структурой ST1A от компании Siemens были заменены на регуляторы со структурой ST2B.
- При пуско-наладочных испытаниях новых АРВ первого энергоблока с помощью СМСР были выявлены следующие недостатки этих устройств:
 - некорректно выбранные настройки не обеспечивают колебательную устойчивость генератора Г-1 при включенном PSS.
 - отсутствует релейная форсировка возбуждения у генераторов Г-1 и Г-2.



Автоматическое вторичное регулирование.

А.С. Герасимов – директор
департамента системных
исследований и перспективного
развития АО «НТЦ ЕЭС»



Требования к регулированию частоты и перетоков активной мощности (ГОСТ Р 55890-2013)

В первой синхронной зоне ЕЭС России должно быть обеспечено поддержание квазиустановившихся значений частоты в пределах $(50,00 \pm 0,05)$ Гц при допустимости нахождения значений частоты в пределах $(50,0 \pm 0,2)$ Гц с восстановлением частоты в пределы $(50,00 \pm 0,05)$ Гц за время не более 15 минут.

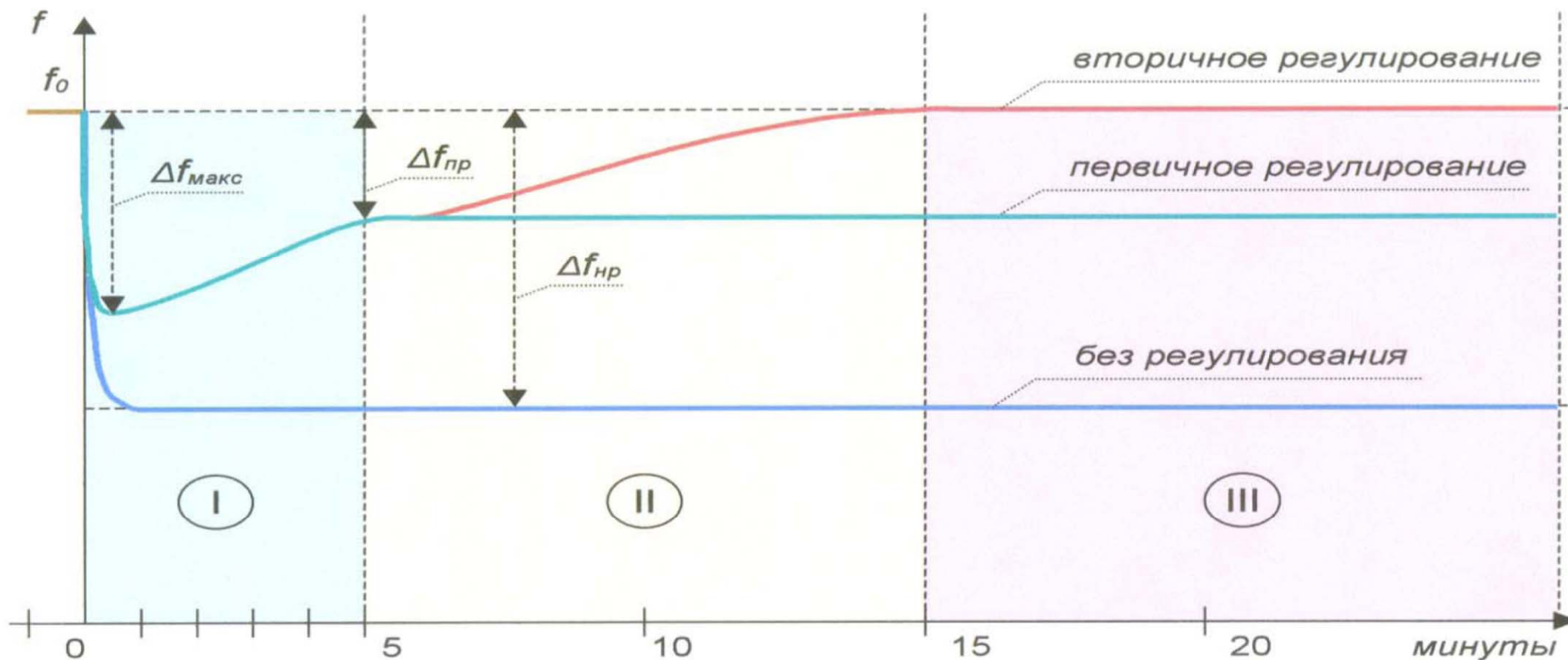
Регулирование частоты и перетоков активной мощности должно осуществляться с использованием первичного (общего и нормированного), вторичного и третичного регулирования.

Первичное регулирование частоты должно осуществляться с целью ограничения отклонений частоты от номинального значения для безопасной эксплуатации оборудования электростанций и минимизации риска отключения потребителей электрической энергии действием противоаварийной автоматики.

Вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности должно осуществляться для восстановления номинальной частоты, резервов первичного регулирования, восстановления заданных значений внешних перетоков областей регулирования, а также для ограничения перетоков активной мощности в контролируемых сечениях.

Третичное регулирование мощности должно осуществляться с целью восстановления резервов вторичного регулирования.

Процесс регулирования частоты



- I. Ограничение ($\Delta f_{\text{макс}}$) и снижение ($\Delta f_{\text{пр}}$) отклонения частоты до безопасной величины первичным регулированием
- II. Восстановление нормальной частоты вторичным регулированием и ослабление действия первичного регулирования
- III. Восстановление истраченного вторичного резерва третичным регулированием



Процесс регулирования частоты

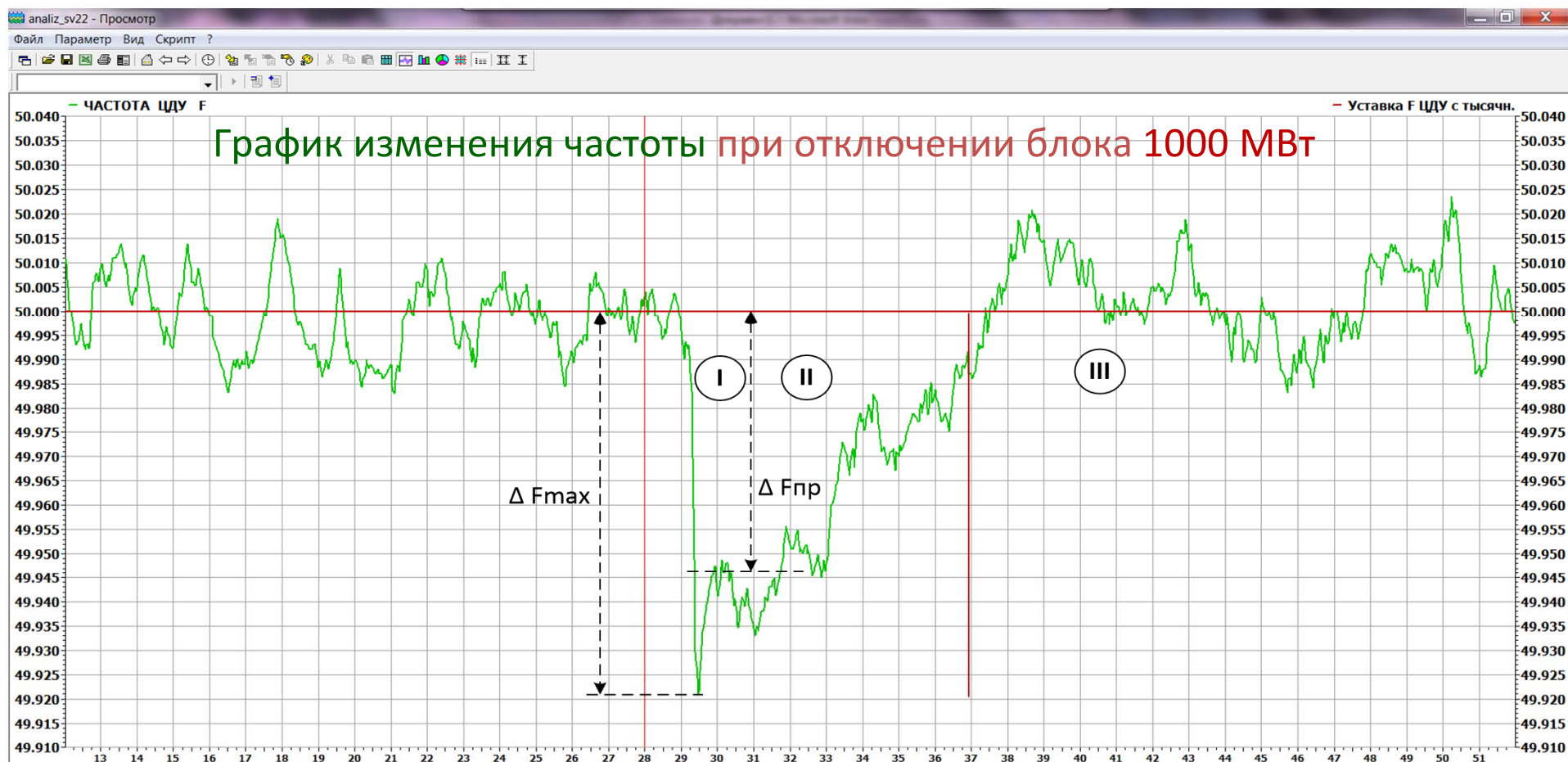


График изменения частоты при отключении блока 1000 МВт

- I. Ограничение ($\Delta f_{\text{макс}}$) и снижение ($\Delta f_{\text{пр}}$) отклонения частоты до безопасной величины действием первичного регулирования
- II. Восстановление нормальной частоты и резервов первичного регулирования вторичным регулированием
- III. Восстановление резервов вторичного регулирования третичным регулированием



Вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности

Вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности – процесс автоматического или оперативного изменения активной мощности генерирующего оборудования для восстановления заданного значения частоты или заданного значения внешнего перетока области регулирования, ограничения перетоков активной мощности в контролируемых сечениях.

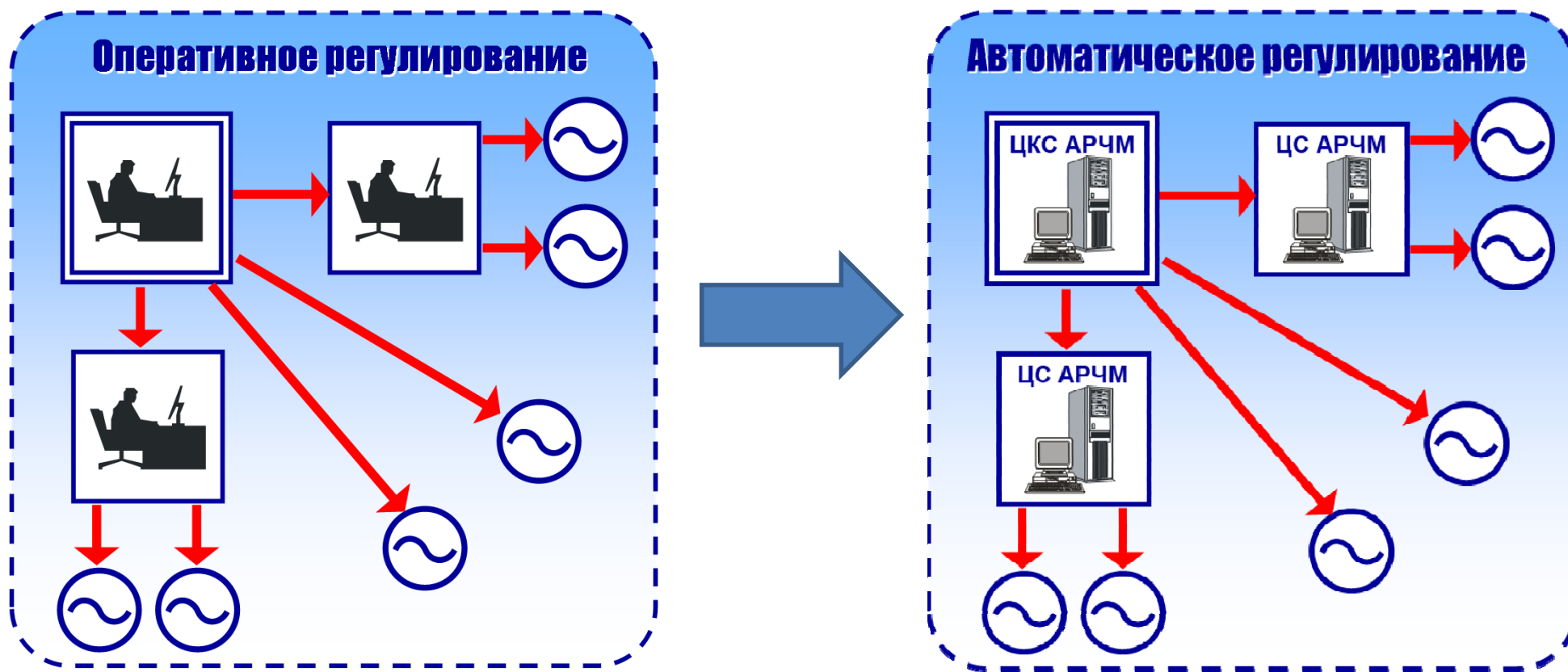
Автоматическое вторичное регулирование в ЕЭС России осуществляется в целях:

- уменьшения времени восстановления нормального уровня частоты при возникающих небалансах активной мощности;
- уменьшения времени ликвидации перегрузки контролируемых связей и сечений;
- поддержания среднечасовых значений частоты на номинальном уровне ($50 \pm 0,01$ Гц) с целью минимизации отклонений вырабатываемой и потребляемой электроэнергии от плановых значений.



Задачи вторичного регулирования частоты и мощности

Восстановление номинальной частоты и плановых перетоков мощности,
ограничение перетоков мощности максимально допустимым значением





Необходимость централизованных систем АРЧМ

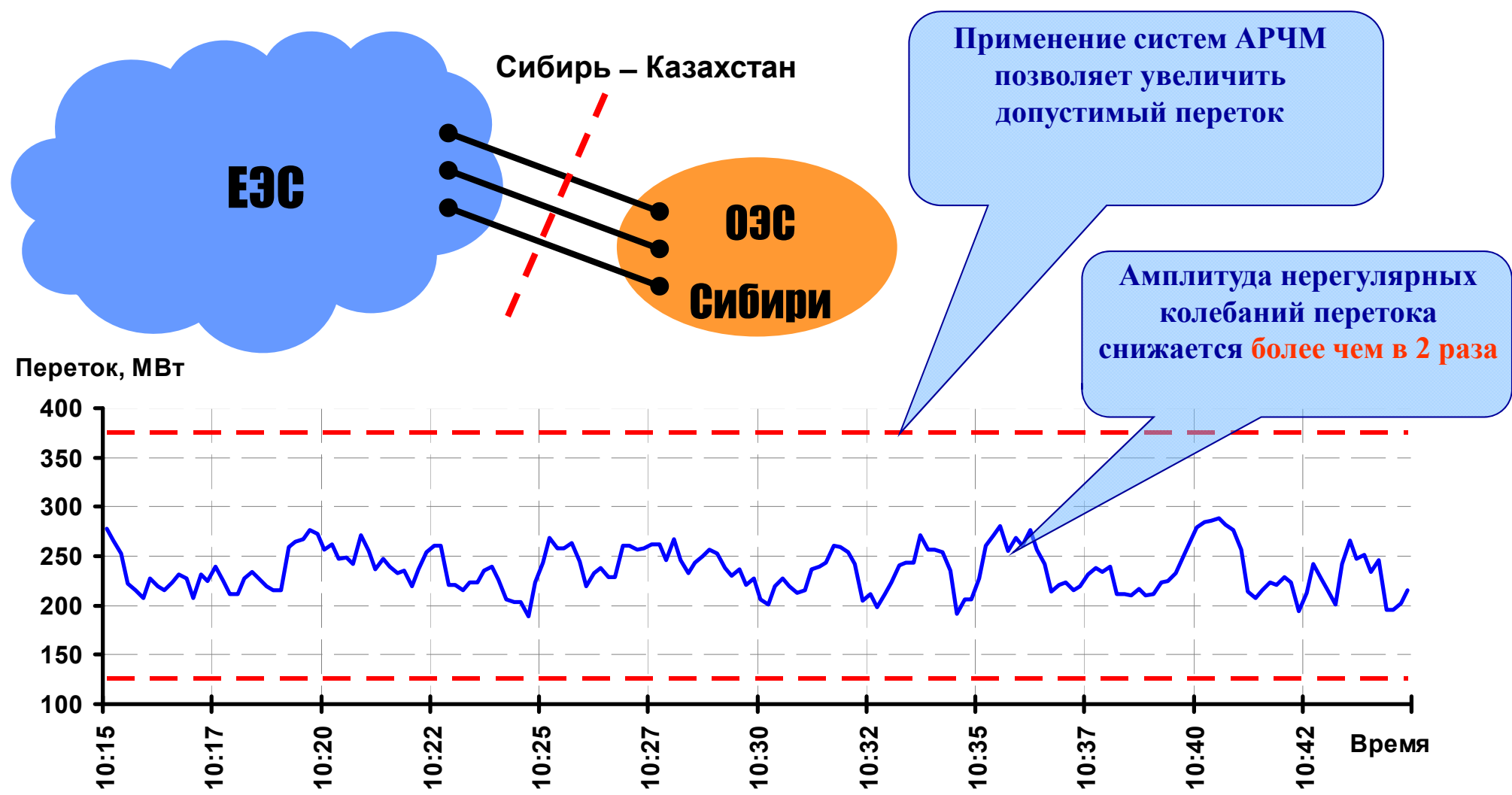
Целью автоматизации процесса регулирования частоты и перетоков активной мощности является обеспечение возможности управления режимами энергосистем **в темпе протекающих в них процессов**, когда оперативное управление является малоэффективным.

Создание и развитие централизованных систем (ЦС) АРЧМ для автоматизации процесса регулирования частоты и перетоков активной мощности обусловлено необходимостью обеспечения эффективной параллельной работы энергосистем большой мощности по линиям электропередач, имеющим относительно низкую пропускную способность.

Повышение качества регулирования частоты и перетоков активной мощности за счет использования ЦКС/ЦС АРЧМ **позволяет увеличить обмен мощности** по межсистемным сечениям **при сохранении надежности параллельной работы энергосистем.**

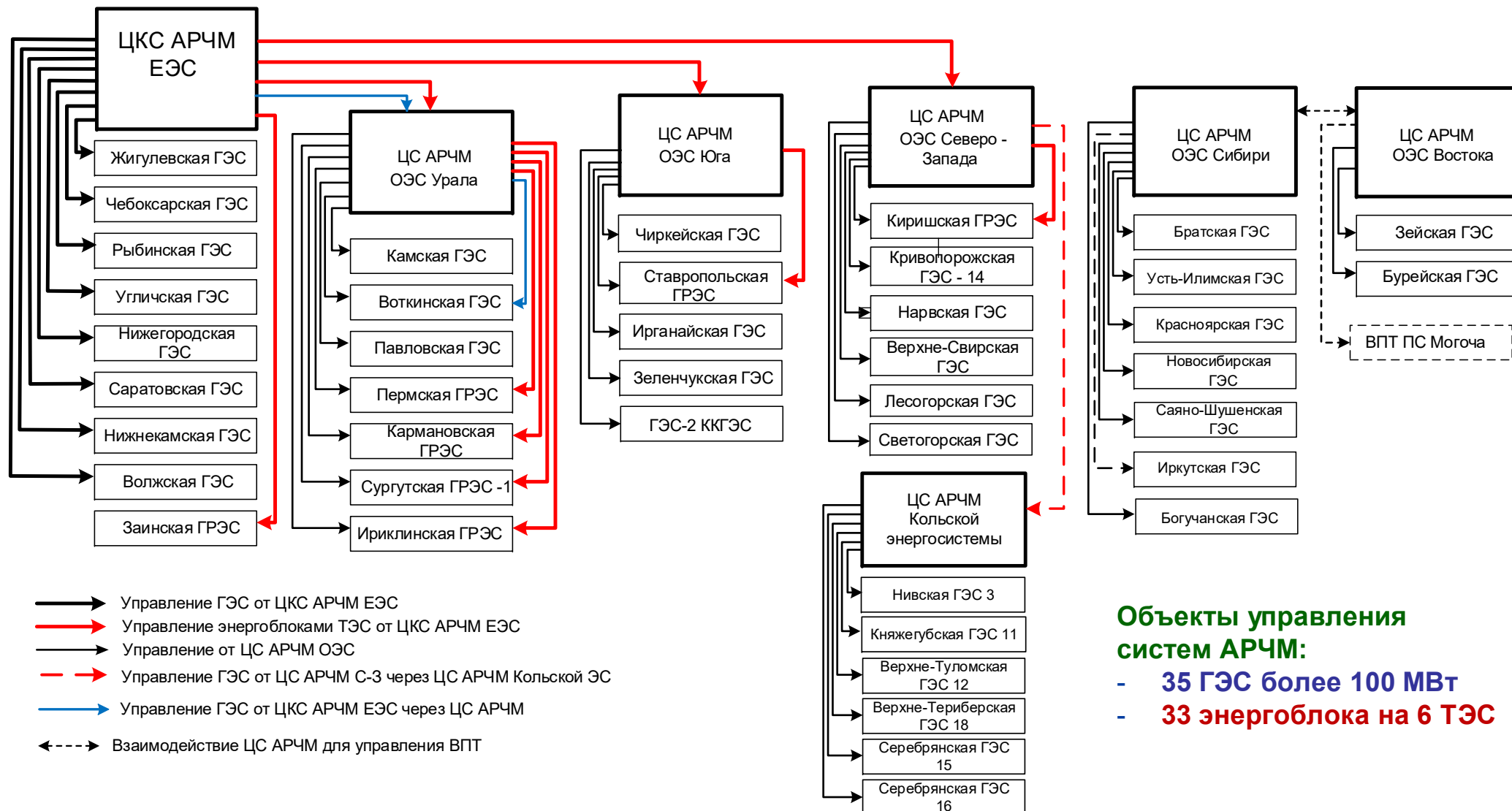


Регулирование внешнего перетока мощности на примере ОЭС Сибири





Структура систем АРЧМ в ЕЭС России



Объекты управления систем АРЧМ:

- 35 ГЭС более 100 МВт
- 33 энергоблока на 6 ТЭС

Структурная схема функционирования и взаимодействия
систем АРЧМ в ЕЭС России



Функции систем АРЧМ

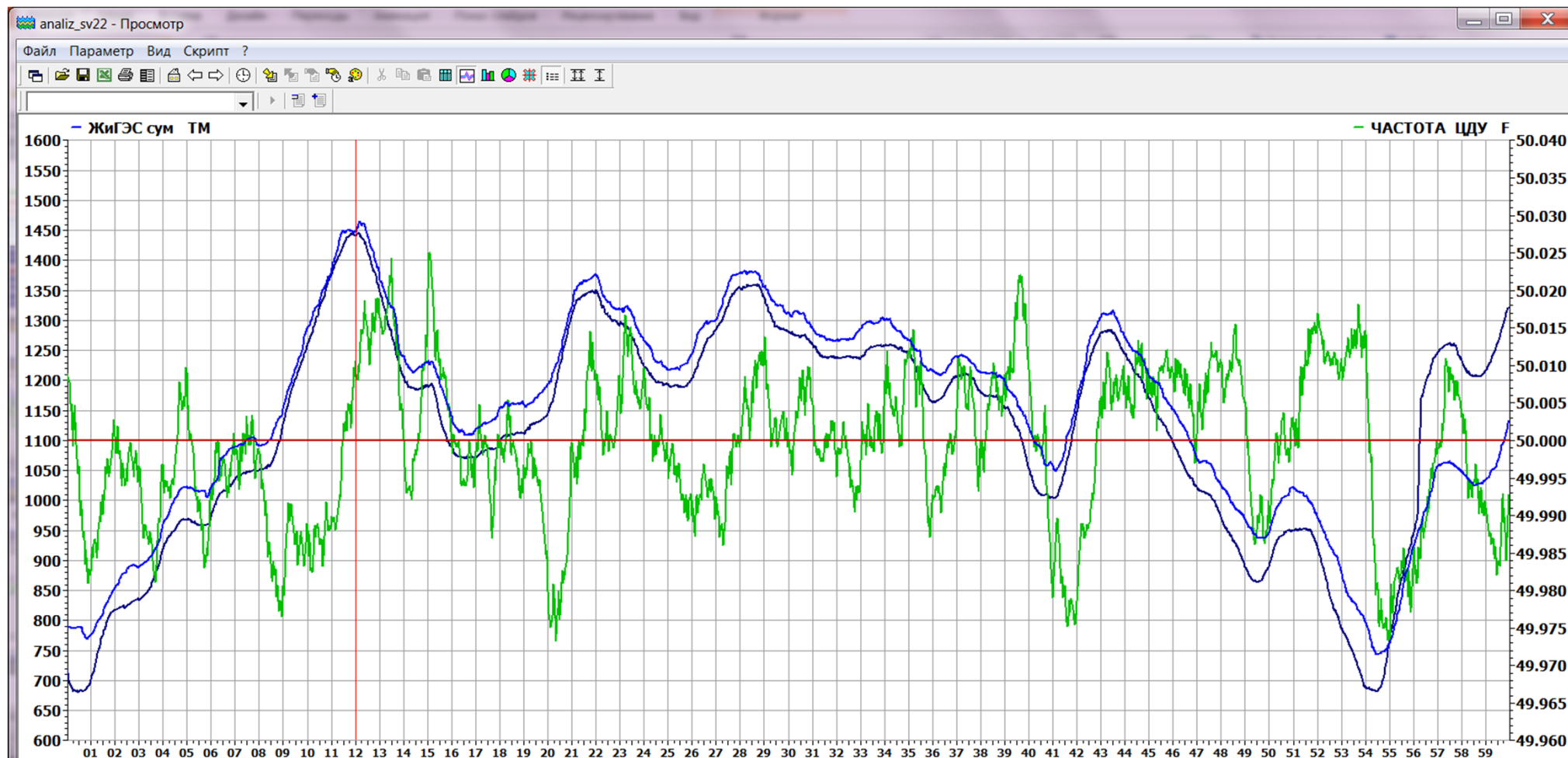
Основные функции ЦС/ЦКС АРЧМ:

- **регулирование заданного значения частоты или перетока мощности по межсистемному сечению** для поддержания планового баланса мощности в энергосистеме путем компенсации постоянно существующих нерегулярных колебаний мощности и возникающих аварийных отключений генерирующего оборудования или нагрузки потребителей
- **ограничение перетоков мощности в контролируемых сечениях** для быстрого действующего возврата режима в допустимую область и возможности увеличения передаваемой мощности по межсистемным сечениям



Управление ГЭС от ЦКС АРЧМ ЕЭС

Автоматическое вторичное регулирование при нерегулярных колебаниях:



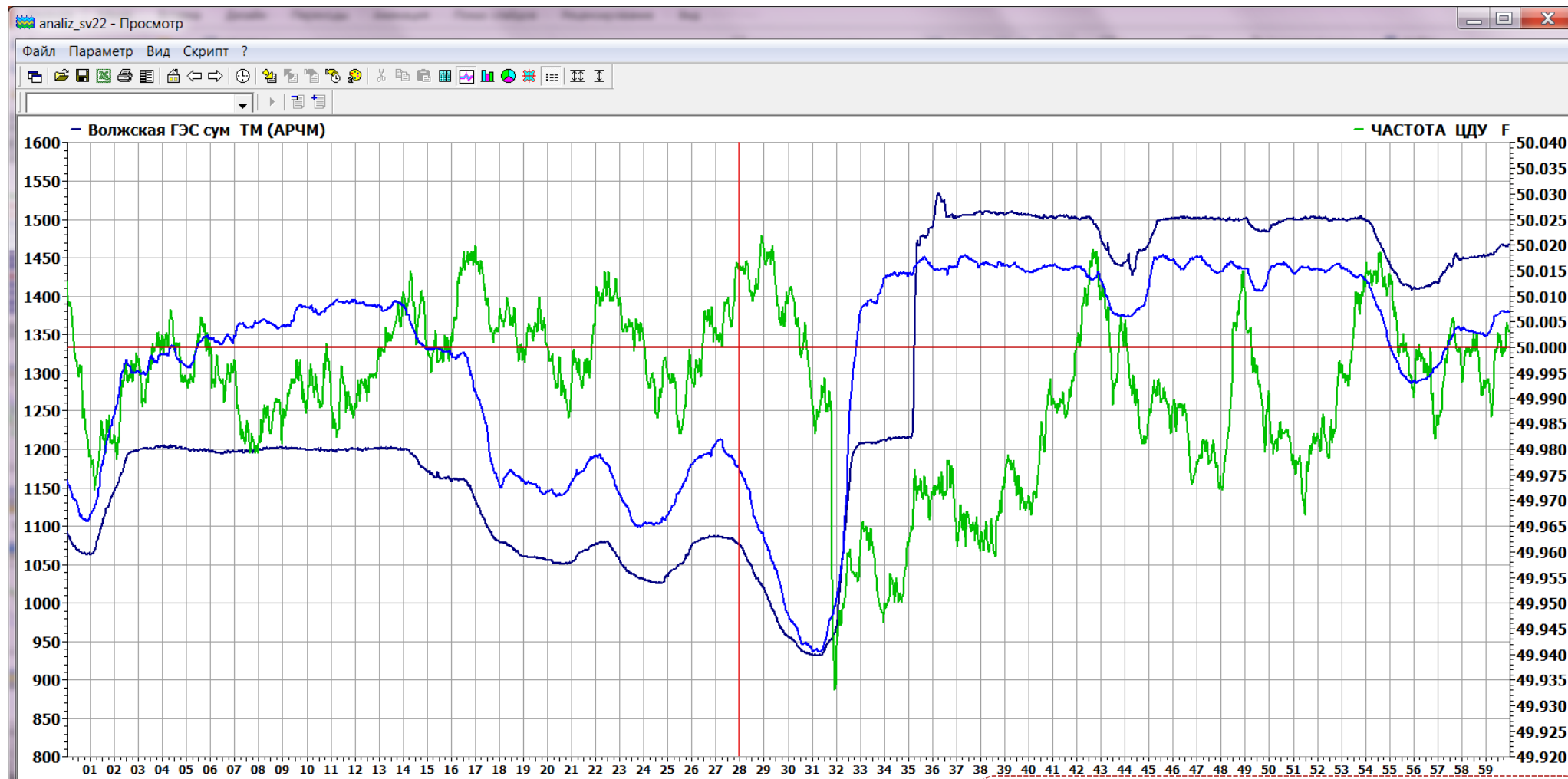
Удержание частоты в пределах $50,00 \pm 0,025$ Гц за счет изменения мощности Жигулевской и Волжской ГЭС суммарно на ± 600 МВт за час

Средняя за час частота **49,999 Гц**
(отклонение 0,001 Гц)



Управление ГЭС от ЦКС АРЧМ ЕЭС

Вторичное регулирование при аварийном небалансе 1000 МВт:



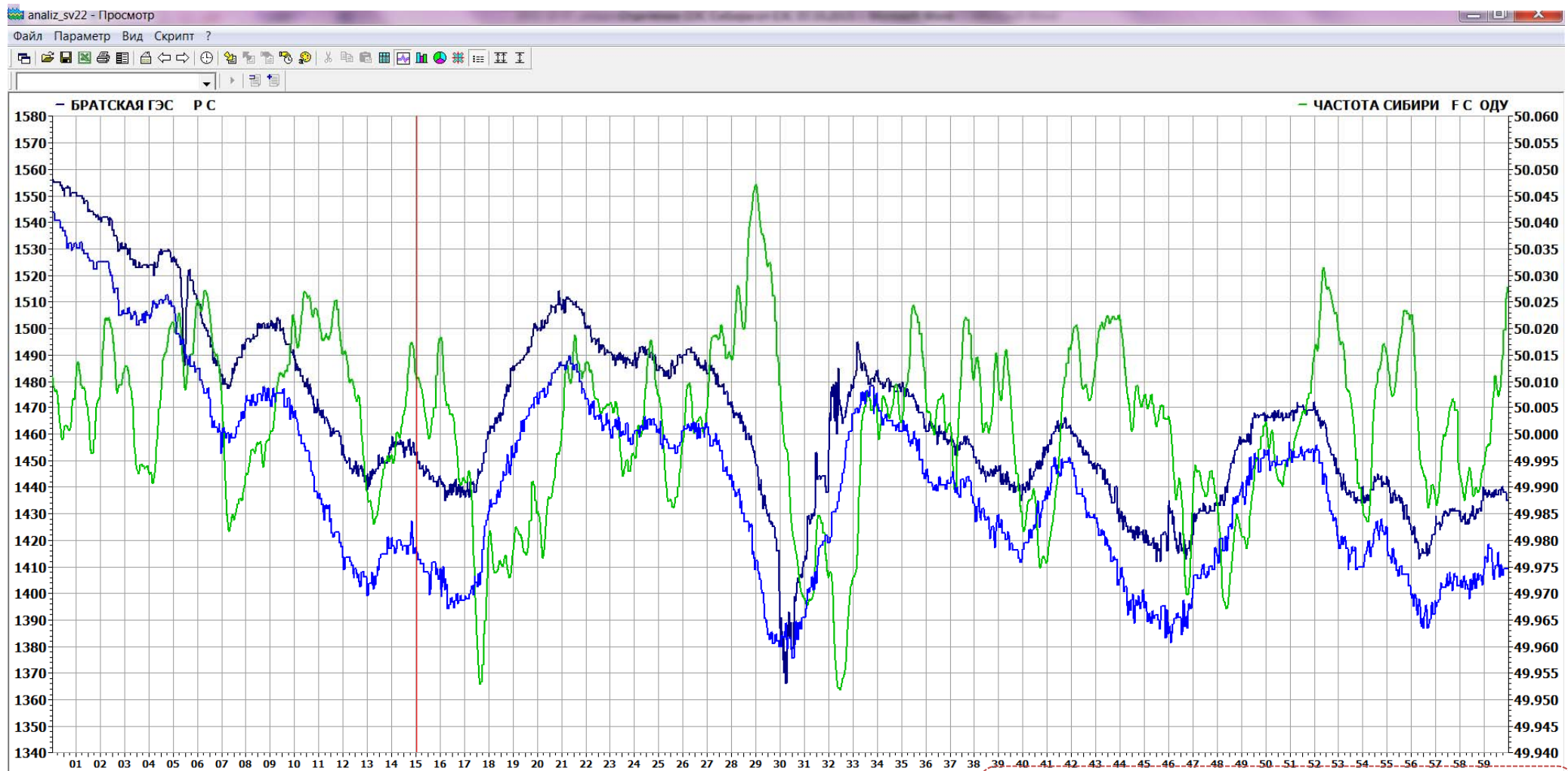
Под управлением ЦКС АРЧМ ЕЭС Жигулевская и
Волжская ГЭС

Средняя за час частота **49,992 Гц**
(отклонение 0,008 Гц)



Управление ГЭС от ЦС АРЧМ ОЭС Сибири

Вторичное регулирование при изолированной работе ОЭС Сибири



Удержание частоты в пределах $50,00 \pm 0,05$ Гц за счет изменения мощности Братской ГЭС и Усть-Илимской ГЭС суммарно на ± 200 МВт

Средняя за час частота **50,002 Гц**
(отклонение 0,002 Гц)



Взаимодействие ГРАМ ГЭС с ЦС (ЦКС) АРЧМ

