

**ЦЕНТРАЛИЗОВАННАЯ Автоматика
предотвращения нарушения
устойчивости (АПНУ)**

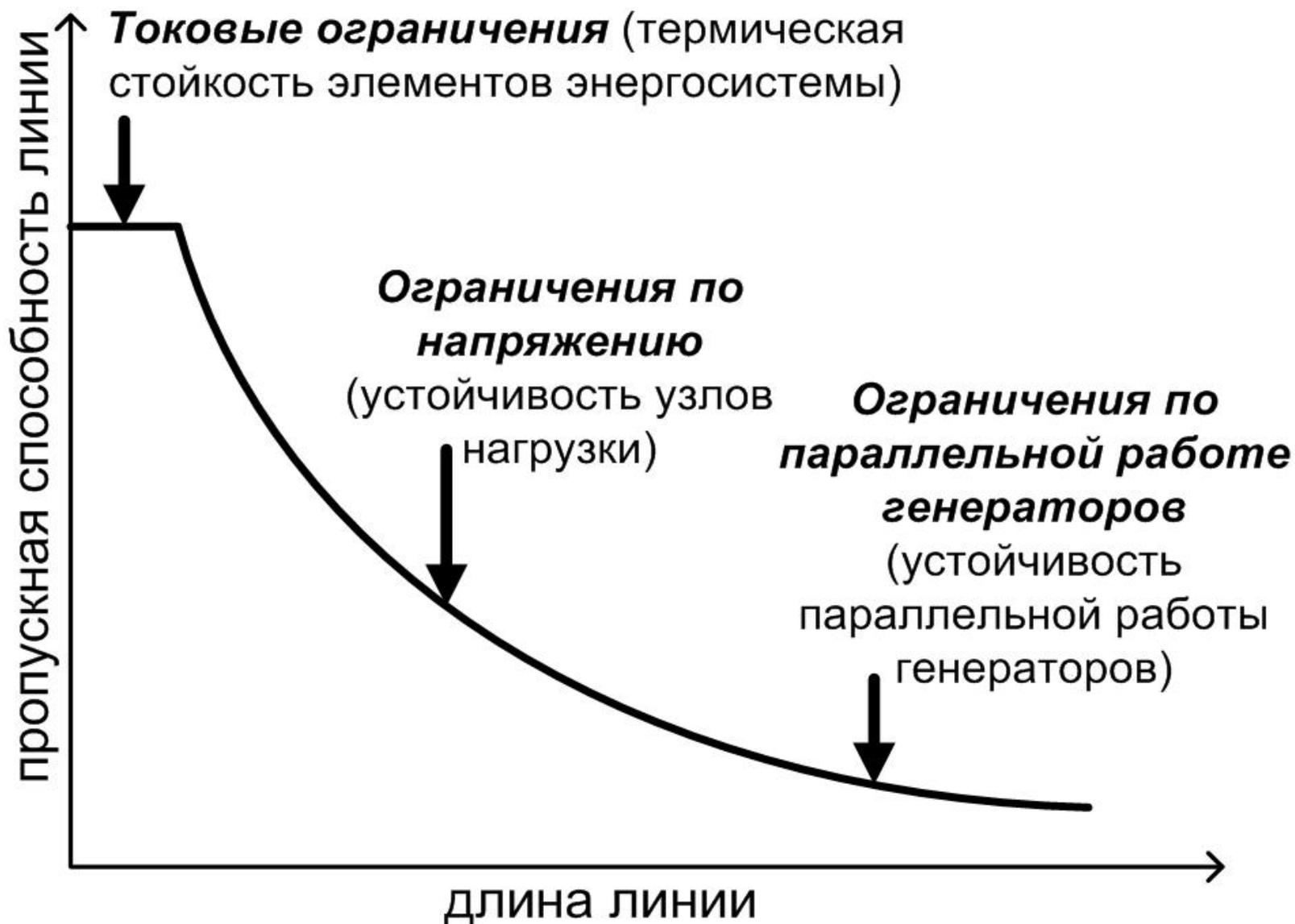
**Расчеты статической и динамической
устойчивости для настройки автоматики
АПНУ**

Виды устойчивости

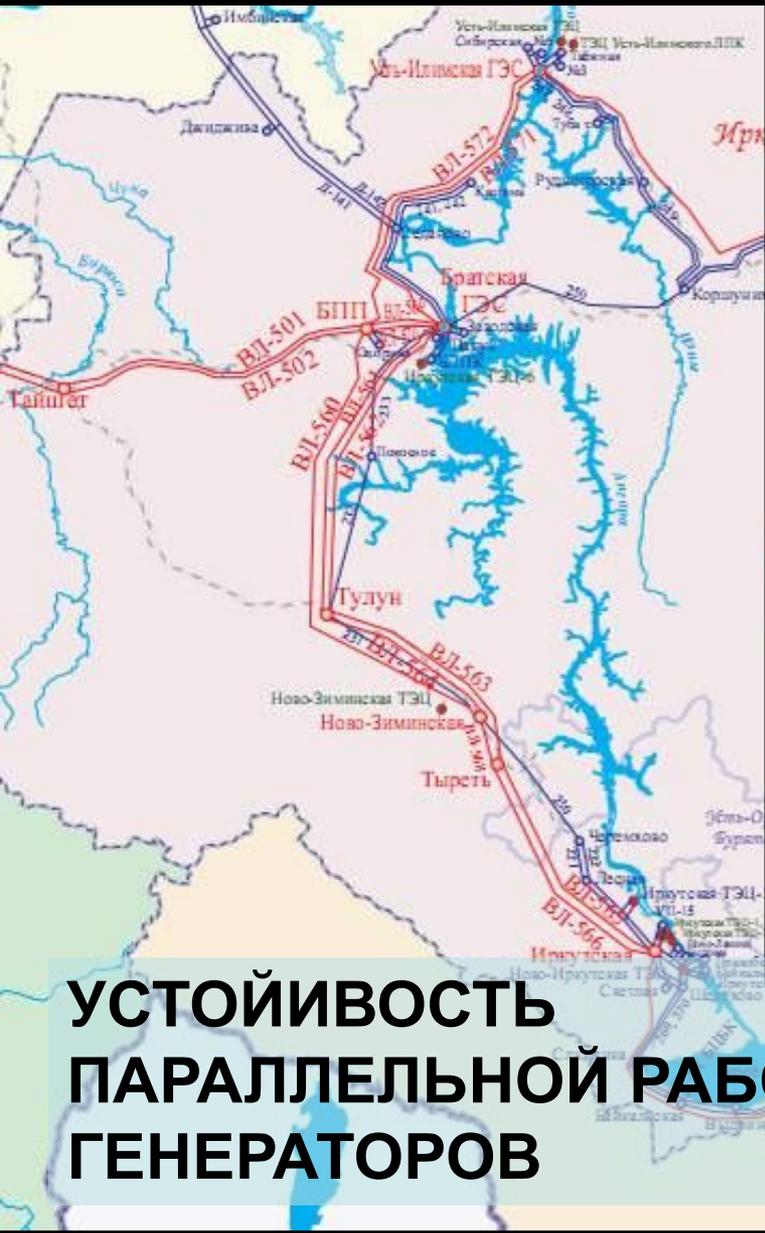
Устойчивость параллельной работы генераторов:

- Статическая периодическая (колебательная) устойчивость
- Динамическая устойчивость при больших возмущениях
- Устойчивость узлов нагрузки (устойчивость по напряжению)
 - Статическая аperiodическая устойчивость (сползание напряжения).
 - Динамическая устойчивость узла нагрузки при больших возмущениях.
- И т.д. ...

Структурные особенности ЭЭС. Преобладание различных видов устойчивости.



Структурные особенности ЭЭС. Преобладание различных видов устойчивости.



**УСТОЙИВОСТЬ
УЗЛОВ НАГРУЗКИ И
ТОКОВАЯ ПЕРЕГРУЗКА
ЭЛЕМЕНТОВ СЕТИ**



**УСТОЙИВОСТЬ
ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ
ГЕНЕРАТОРОВ**

Общая характеристика принципов построения ПАУ ЕЭС России

- Системы противоаварийного управления (ПАУ) призваны не допускать нарушения устойчивости.
- Противоаварийное управление в ЕЭС России строится по принципу эшелонированной системы, на каждом рубеже которой используются определенные средства управления для прекращения или ослабления неблагоприятного развития аварийного процесса и обеспечения перехода к новому установившемуся режиму.

Общая характеристика принципов построения ПАУ ЕЭС России

1. Быстродействующие средства
РЗ, АРВ, ФВ, ИРТ и т.д.

2. Сохранение устойчивости
АПНУ(КСПА, ЦСПА, ЛАПНУ)

3. Предотвращение АХ и
ресинхронизация(АЛАР)

4. Предотвращение лавины
частоты (АЧР)

5. ЧДА для сохранения в работе
хотя бы отдельных районов

РУБЕЖИ СИСТЕМЫ ПАУ ЕЭС РОССИИ

3-4 Устройства ПА
предотвращения недопустимых
для оборудования режимов
работы (АОПО, АОПЧ, АОСЧ,
АОПН, АОСН, и т.д.)

Общая структура устройств ПА

- В общем случае логику работы устройства ПА можно описать с помощью следующей схемы



- Практически для всех локальных устройств автоматики отсутствует контроль предшествующего режима (КПР). Они выдают управляющие только по наличию пусковых факторов (пусковых органов) (достижение параметром энергосистемы (напряжения, тока, частоты) заданной уставки).
- КПР характерен для автоматик, защищающих устойчивость энергосистемы т.к. объем управляющих воздействий для обеспечения устойчивости после срабатывания пускового фактора зависит от нормального режима, существовавшего ДО возмущения.

Локальная автоматика. ПО(ПФ), КПР и УВ

○ АОСН:

- Пусковые факторы: Напряжение сети
- КПР: -
- УВ: Изменение состояния средств компенсации и источников реактивной мощности (для $U \geq 330$ кВ) + ОН (для $U \leq 220$ кВ)

○ АЧВР:

- Пусковые факторы: Частота сети
- КПР: -
- УВ: АЗГ

○ АЧР:

- Пусковые факторы: Частота сети
- КПР: -
- УВ: ОН

○ ЧДА:

- Пусковые факторы: Частота сети
- КПР: -
- УВ: Выделение электростанции на собственные нужды или сбалансированный район

○ АОПН:

- Пусковые факторы: Напряжение сети
- КПР: -
- УВ: Ступень 1 - Изменение состояния средств компенсации и источников реактивной мощности;
Ступень 2 – Отключение ВЛ

○ ДАР:

- Пусковые факторы: Отключение генератора или связи с ЕЭС
- КПР: -
- УВ: ОН

○ ЧАПВ:

- Пусковые факторы: Частота сети
- КПР: -
- УВ: Включение отключенной нагрузки

○ АОПЧ:

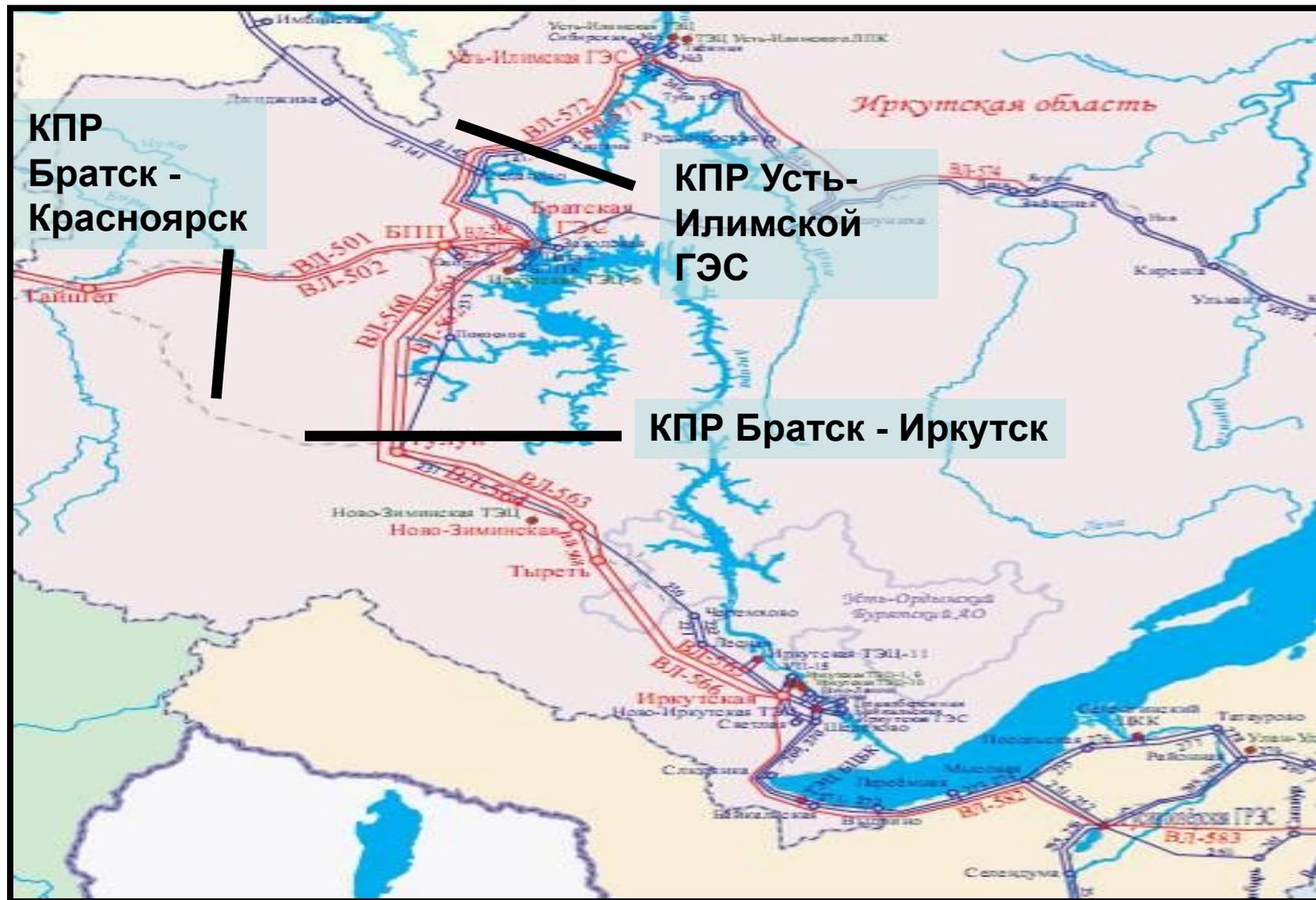
- Пусковые факторы: Частота сети
- КПР: -
- УВ: ОГ

Централизованная автоматика. ПО, КПР и УВ

- ПО – отключение одной, двух, трех ЛЭП; отключение СШ; отключение блока; превышение перетока; близкое КЗ и т.д.
- КПР – в основном **контроль доаварийного перетока активной мощности в контролируемых сечениях***.
- УВ:
 - **для обеспечения статической устойчивости:** балансирующие воздействия на ОГ и ОН;
 - **для обеспечения динамической устойчивости:** воздействия на ОГ и ОН; ФВ; ИРТ; электрическое торможение (ЭТ) и т.д.

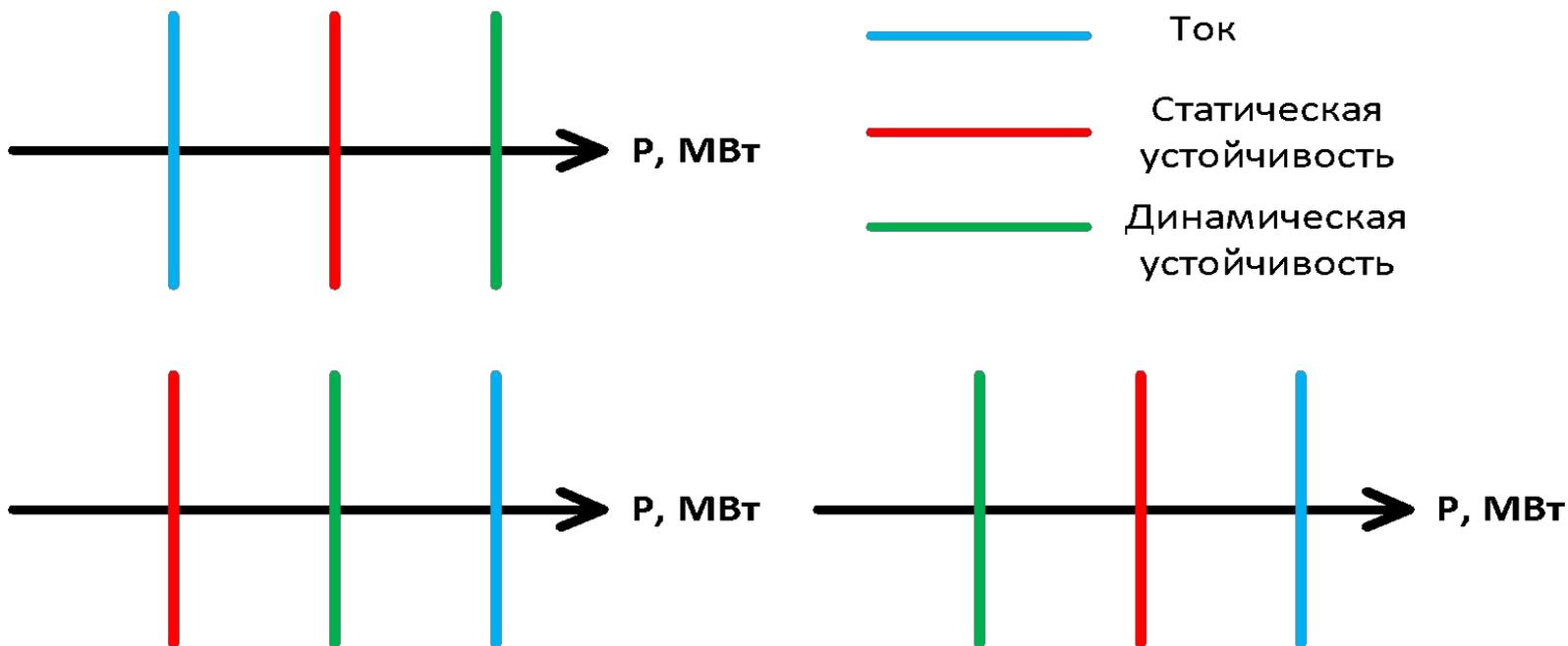
* **Контролируемое сечение:** сечение или частичное сечение, перетоки мощности в котором регулируются или контролируются ОАО «СО ЕЭС».

Централизованная автоматика. Контроль предшествующего режима.



Расчеты устойчивости для настройки АПНУ. С чего начать?

- Сначала необходимо определиться с тем, **какой вид ограничений** (токовые ограничения, статическая или динамическая устойчивость) **является определяющим для защищаемой схемы**. То есть, определиться с тем, что в конечном счете будет ограничивать переток активной мощности в том или ином сечении.



Расчеты устойчивости для настройки АПНУ

- **Токовые ограничения** - ограничения по длительно допустимому току элементов сети. Не только линии, часто переток оказывается ограничен по условию токовой перегрузки ТТ.
- **Под статической устойчивостью** понимают существование установившегося режима работы ЭЭС. Предполагается, что во всем диапазоне изменения схемно-режимных условий обеспечивается статическая периодическая устойчивость, т.е. отсутствует самораскачивание. С некоторой долей условности можно сказать, что в данном случае статическая устойчивость – это апериодическая устойчивость узлов нагрузки. При этом предел по передаче может быть увеличен за счет установки ИРМ.
- **Под динамической устойчивостью** понимают устойчивость параллельной работы генераторов при различных **нормативных** возмущениях.

Расчеты статической устойчивости. Коэффициенты запаса.

- Нормируют коэффициенты запаса устойчивости по активной мощности **K_p** в различных сечениях, а также коэффициент запаса по напряжению **K_u** в узлах **нагрузки** ЭЭС.
- **Коэффициент запаса по активной мощности K_p** вычисляется по формуле: $K_p = (P_{пр} - (P + dP_{нк})) / P_{пр}$, где $P_{пр}$ – предельный по статической апериодической устойчивости переток в рассматриваемом сечении; P – переток в сечении в рассматриваемом режиме; $dP_{нк}$ – амплитуда нерегулярных колебаний в сечении. $P_{нк} = K * \sqrt{P_{н1} * P_{н2} / (P_{н1} + P_{н2})}$, где $P_{н1}$ и $P_{н2}$ – суммарные мощности нагрузки в каждой из сторон сечения, K – коэффициент, равный 1.5 при ручном и 0.75 при автоматическом регулировании (ограничении) перетока мощности в сечении.
- **Коэффициент запаса по напряжению K_u** определяется по формуле: $K_u = (U - U_{кр}) / U$, где U – напряжение в рассматриваемом узле; $U_{кр}$ – критическое напряжение в том же узле, соответствующее границе статической устойчивости электродвигателей.

Расчеты динамической устойчивости. Нормативные возмущения.

- Для динамической устойчивости всегда нормируются возмущения, при которых она должна обеспечиваться.
- **Нормативные возмущения** - наиболее тяжелые возмущения, которые учитываются в требованиях к устойчивости ЭЭС. Данные возмущения делятся на три группы (I – III). I группа – наиболее легкие, III группа – наиболее тяжелые. Разделяют возмущения I – III групп для случая КЗ с отключением элемента (ов) сети и возмущения I – III групп для случая скачкообразного аварийного небаланса мощности.

Расчеты динамической устойчивости. Нормативные возмущения для КЗ с отключением.

Возмущения	Группы нормативных возмущений в сетях с ном. напряжением, кВ:			
	110–220	330–500	750	1150
<i>КЗ на сетевом элементе, кроме системы (секции) шин:</i>				
Отключение сетевого элемента основными ¹ защитами при однофазном КЗ с успешным АПВ (для сетей 330 кВ и выше – ОАПВ, 110–220 кВ – ТАПВ)	I	I	I	I
То же, но с неуспешным АПВ ²	I	I	I ³ , II	II
Отключение сетевого элемента основными защитами при трехфазном КЗ с успешным и неуспешным АПВ ²	II	–	–	–
Отключение сетевого элемента резервными защитами при однофазном КЗ с успешным и неуспешным АПВ ²	II	-	-	-
Отключение сетевого элемента основными защитами при двухфазном КЗ на землю с неуспешным АПВ ²	–	II	III	III
Отключение сетевого элемента действием УРОВ при однофазном КЗ с отказом одного выключателя ⁴	II	III	III	III
То же, но при двухфазном КЗ на землю	–	III	III	–
То же, но при трехфазном КЗ	III	–	–	–
<i>КЗ на системе (секции) шин:</i>				
Отключение СШ с однофазным КЗ, не связанное с разрывом связей между узлами сети	I	I	II	II
То же, но с разрывом связей	III	III	–	–

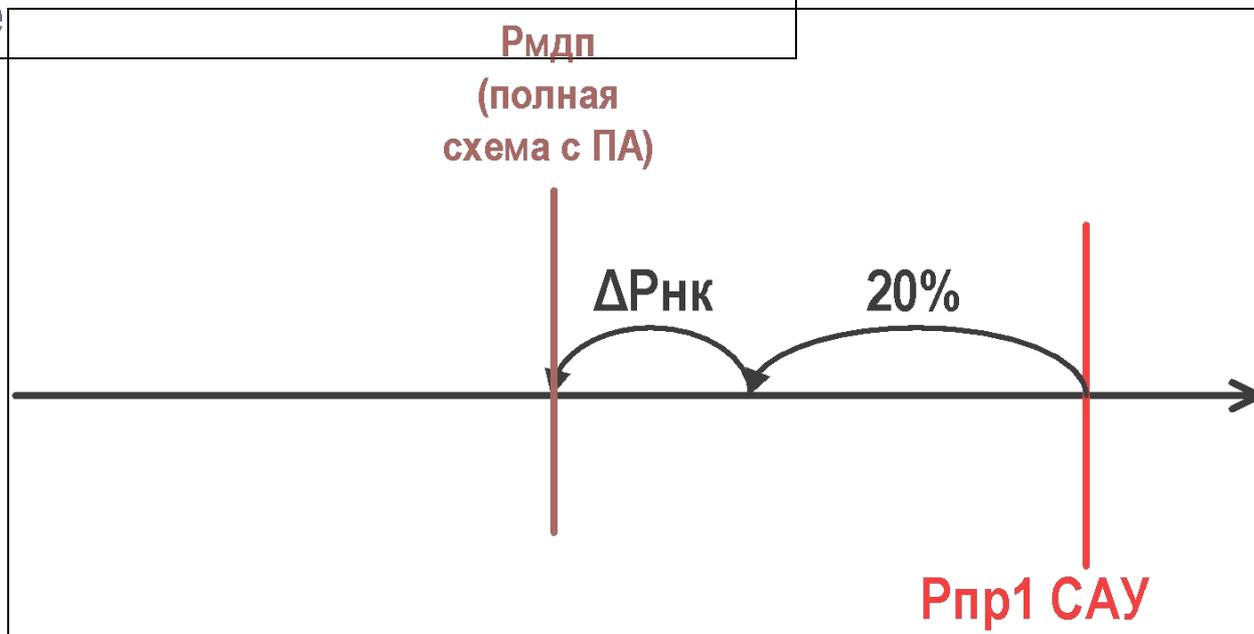
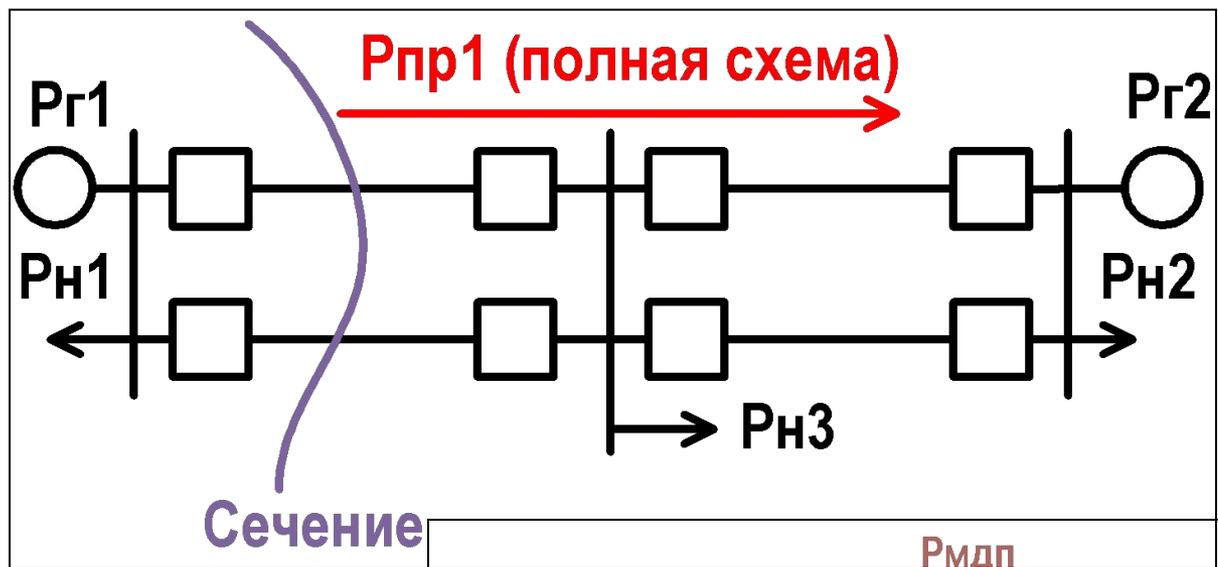
Требования к устойчивости ЭЭС.

- Показатели устойчивости должны быть не ниже указанных в таблице

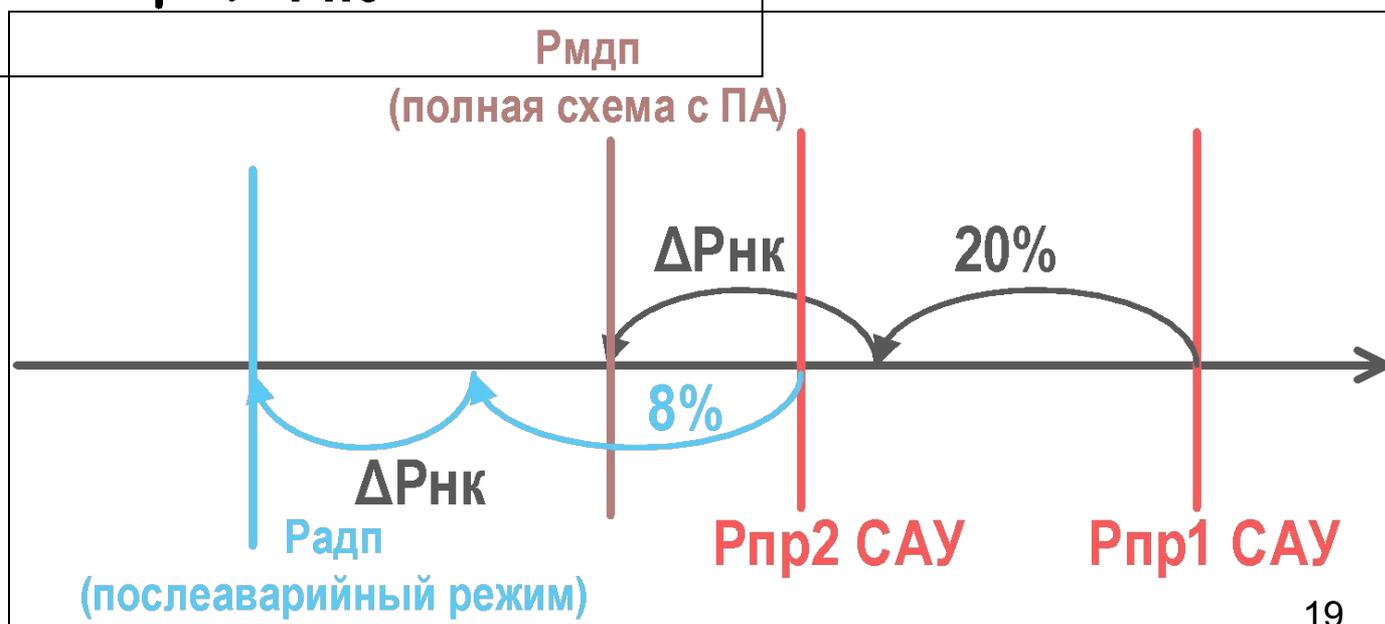
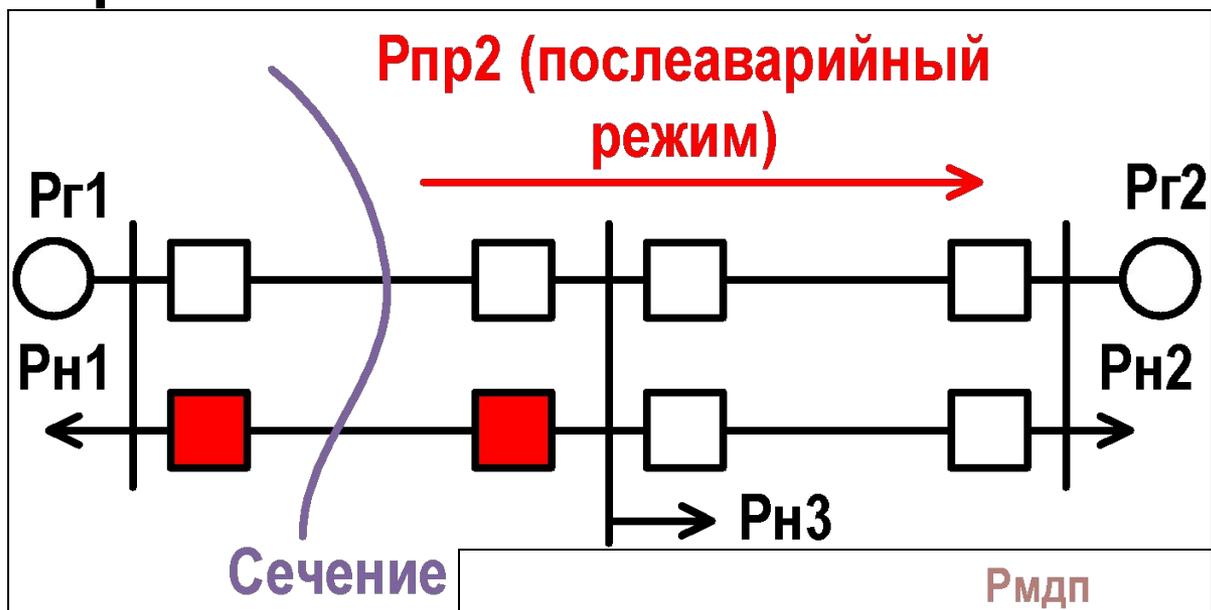
Режим, переток в сечении	Минимальные коэффициенты запаса по активной мощности	Минимальные коэффициенты запаса по напряжению	Группы возмущений, при которых должна обеспечиваться устойчивость энергосистемы:	
			в нормальной схеме	в ремонтной схеме
Нормальный	0,20	0,15	I, II, III	I, II
Утяжеленный	0,20	0,15	I, II	I
Вынужденный	0,08	0,10	-	-

- Рмдп – максимально допустимый переток в утяжеленном режиме.**
Радп – аварийно допустимый переток в вынужденном (послеаварийном режиме).
- Динамическая устойчивость должна быть обеспечена для МДП, увеличенных на $dP_{нк}$. В течение времени существования послеаварийного режима возможность возникновения возмущения не учитывается. Токовые загрузки элементов не превышают значений, допустимых в течение послеаварийного режима.

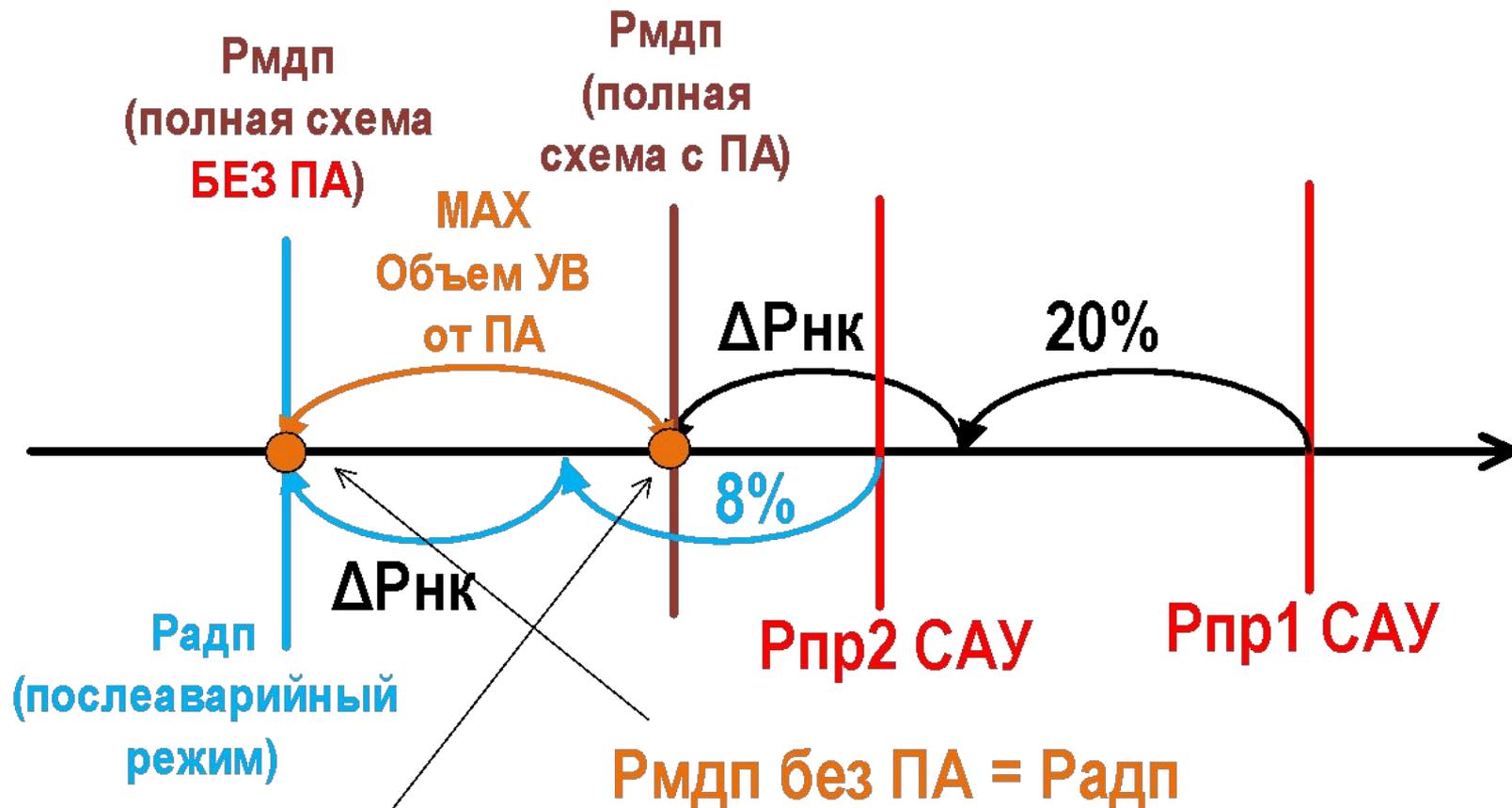
Определение МДП по условию обеспечения статической апериодической устойчивости (САУ) в полной схеме с учетом ПА



Определение АДП по условию обеспечения статической аperiodической устойчивости (САУ) в ремонтной схеме

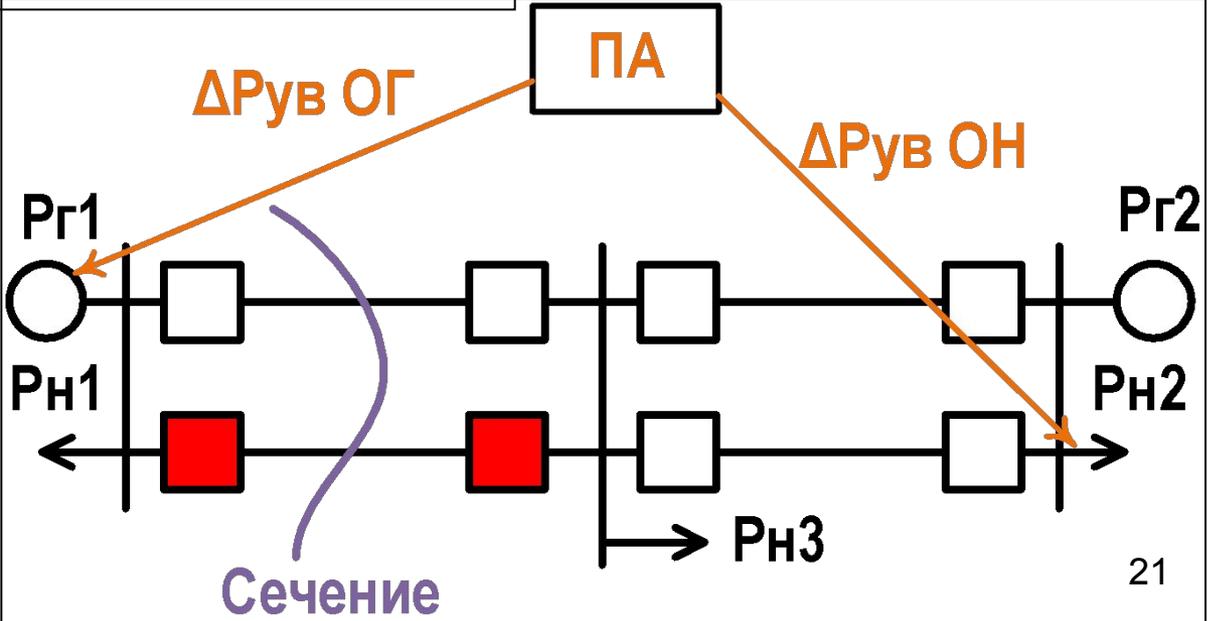
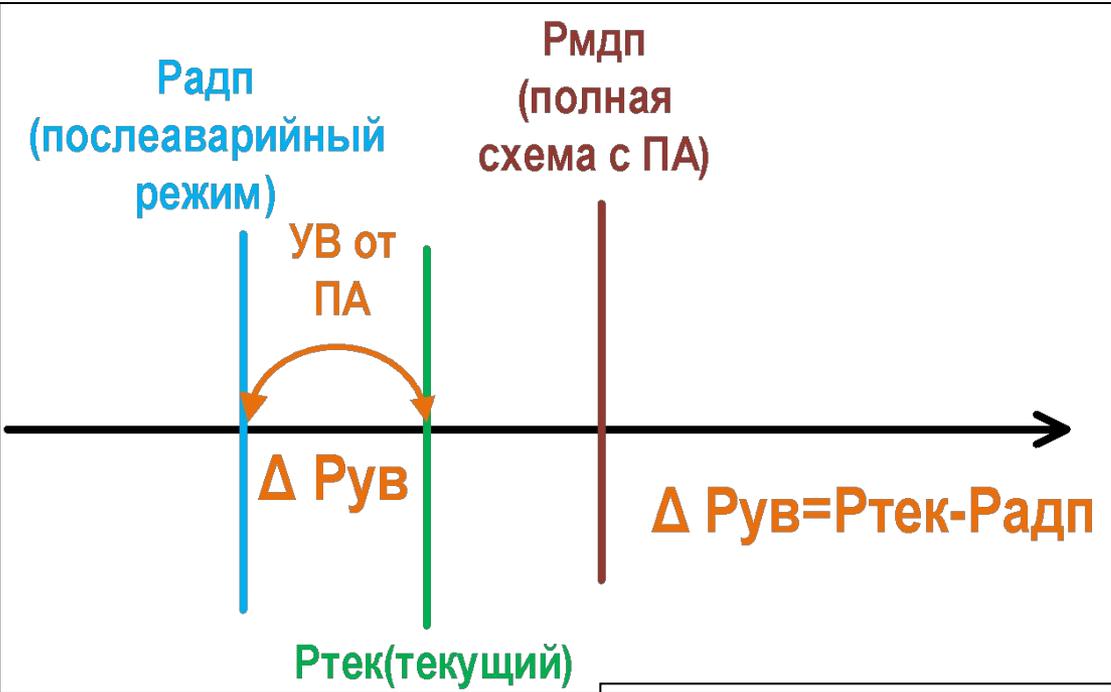


Определение МДП по условию обеспечения статической аperiodической устойчивости (САУ) в полной схеме с учетом и без учета ПА

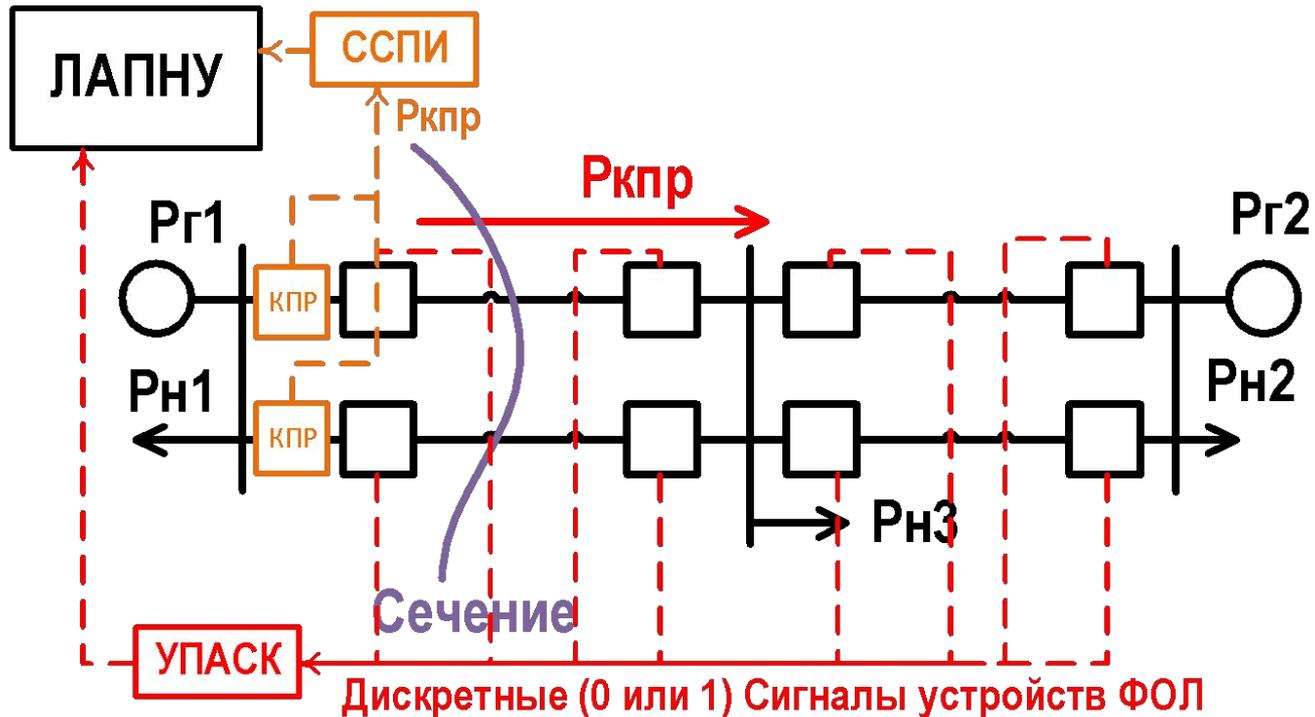


**Рмдп с ПА = Рмдп в
полной схеме**

Расчет воздействий ПА при возникновении возмущения



Общая структура комплекса ПАУ (ЛАПНУ), обеспечивающего САУ

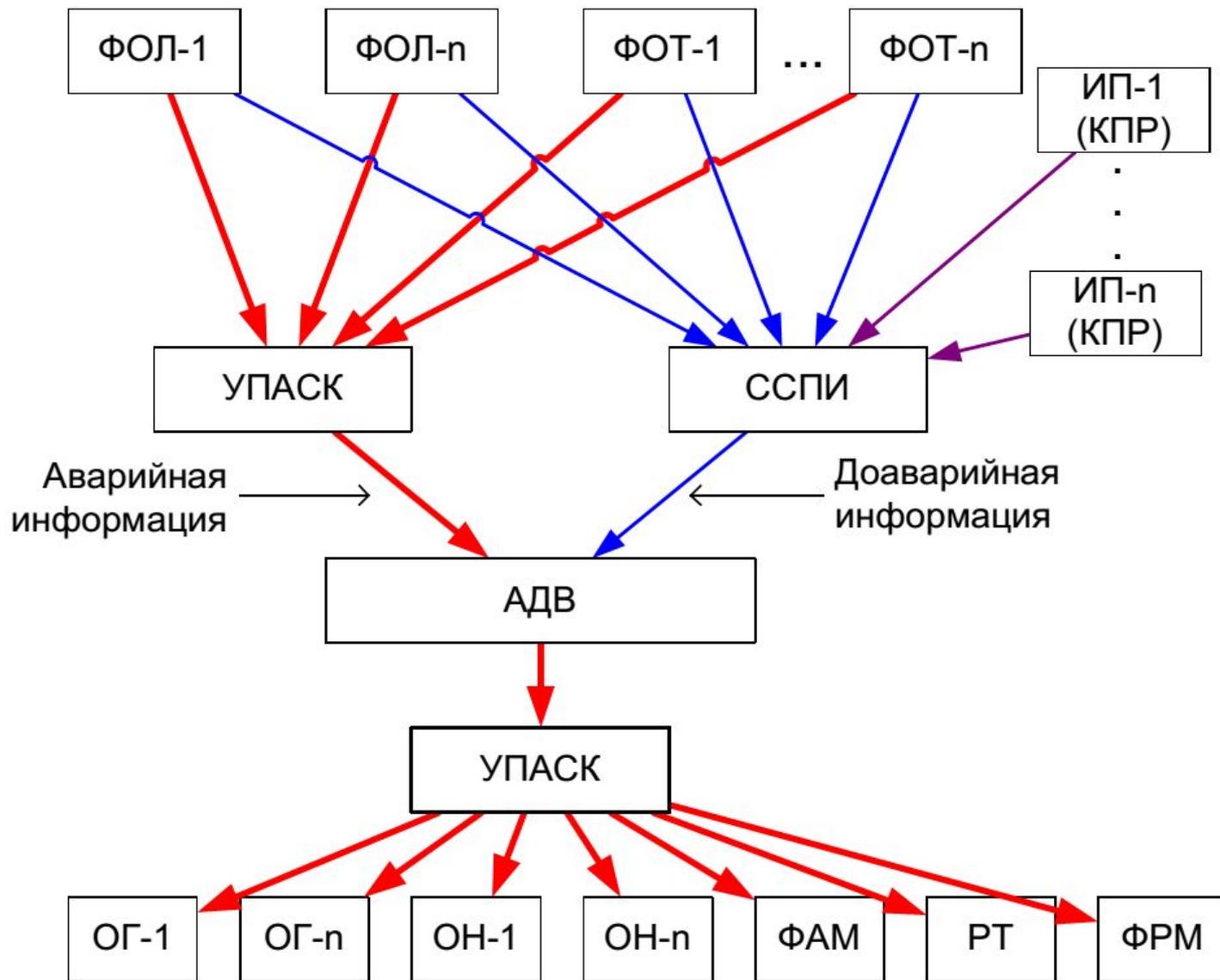


ЛАПНУ – Локальная АПНУ («Локальная» - это не совсем удачное название, т.к. ЛАПНУ – это часть централизованной системы АПНУ)

ССПИ – Система сбора и передачи информации. МЕЛЕННО!!!
ИЗМЕРЕНИЯ!!! В некотором роде, аналог системы SCADA.

УПАСК – устройства передачи аварийных сигналов и команд.
БЫСТРО!!! ВСЕГДА ДИСКРЕТНЫЕ СИГНАЛЫ (0 или 1)!!!

Схема аппаратной реализации АПНУ



Внутренняя логика комплекса ПАУ (ЛАПНУ), обеспечивающего САУ. Таблица АДВ

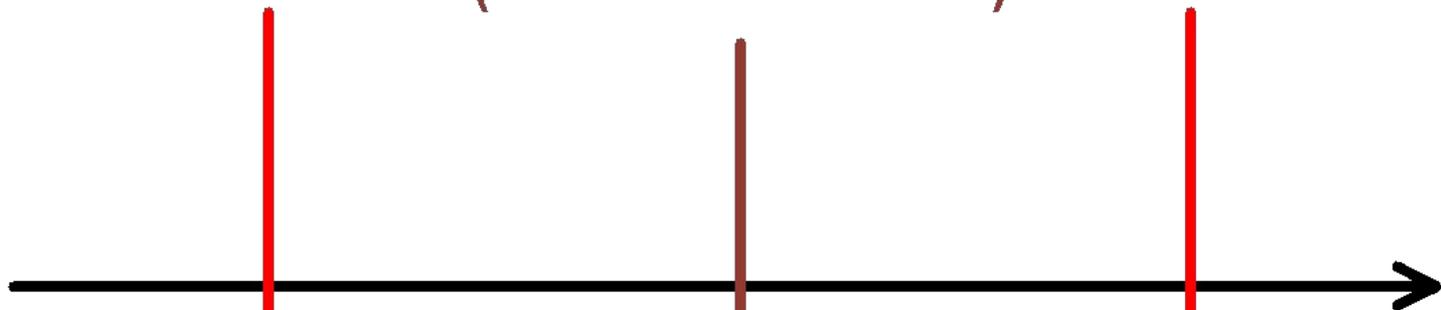
ПО (Пусковой орган)	УВ (Управляющее воздействие)
Полная схема сети	
ФОЛ ВЛ1 и Ркпр > Ради при отключении ВЛ1	$\Delta P_{ог} > (R_{кпр} - \text{Ради при отключении ВЛ1})$ и $\Delta P_{он} > (R_{кпр} - \text{Ради при отключении ВЛ1})$
ФОЛ ВЛ2 и Ркпр > Ради при отключении ВЛ2	$\Delta P_{ог} > (R_{кпр} - \text{Ради при отключении ВЛ2})$ и $\Delta P_{он} > (R_{кпр} - \text{Ради при отключении ВЛ2})$
ФОЛ ВЛ3 и Ркпр > Ради при отключении ВЛ3	$\Delta P_{ог} > (R_{кпр} - \text{Ради при отключении ВЛ3})$ и $\Delta P_{он} > (R_{кпр} - \text{Ради при отключении ВЛ3})$
и т.д. Перебираем все значимые одинарные отключения в полной схеме и заносим их в таблицу.	
Ремонтная схема сети. Ремонт ВЛ1 (когда отключение становится ремонтом????)	
ФОЛ ВЛ2 и Ркпр > Ради при ремонте ВЛ1 и отключении ВЛ2	$\Delta P_{ог} > (R_{кпр} - \text{Ради при ремонте ВЛ1 и отключении ВЛ2})$ и $\Delta P_{он} > (R_{кпр} - \text{Ради при ремонте ВЛ1 и отключении ВЛ2})$
ФОЛ ВЛ2 и Ркпр > Ради при ремонте ВЛ1 и отключении ВЛ3	$\Delta P_{ог} > (R_{кпр} - \text{Ради при ремонте ВЛ1 и отключении ВЛ3})$ и $\Delta P_{он} > (R_{кпр} - \text{Ради при ремонте ВЛ1 и отключении ВЛ3})$
и т.д. Перебираем все значимые одинарные отключения в ремонтной схеме и заносим их в таблицу.	
Ремонтная схема сети. Ремонт ВЛ2	
И т.д.	

Обеспечение динамической устойчивости

- Динамическая устойчивость нормируется (группы возмущений I II и III, нормируемые «Методическими указаниями по устойчивости ЭЭС»). С этой точки зрения всегда интересен предельный переток при самом тяжелом нормативном возмущении (III группа возмущений).
- Возможны две ситуации:
 - Предельный по условию обеспечения динамической устойчивости (ДУ) переток **БОЛЬШЕ** МДП по условию обеспечения САУ. В этом случае говорят, что **устойчивость ЭЭС определяется только статической апериодической устойчивостью.**
 - Предельный по условию обеспечения динамической устойчивости (ДУ) переток **МЕНЬШЕ** МДП по условию обеспечения САУ. В этом случае говорят, что **устойчивость ЭЭС определяется как статической апериодической, так и динамической устойчивостью.**

Обеспечение динамической устойчивости

САУ Рмдп
(полная схема с ПА)



Рпр ДУ (III группа)

Рпр ДУ (III группа)

устойчивость ЭЭС
определяется как
САУ, так и ДУ

устойчивость ЭЭС
определяется
только САУ

Обеспечение динамической устойчивости

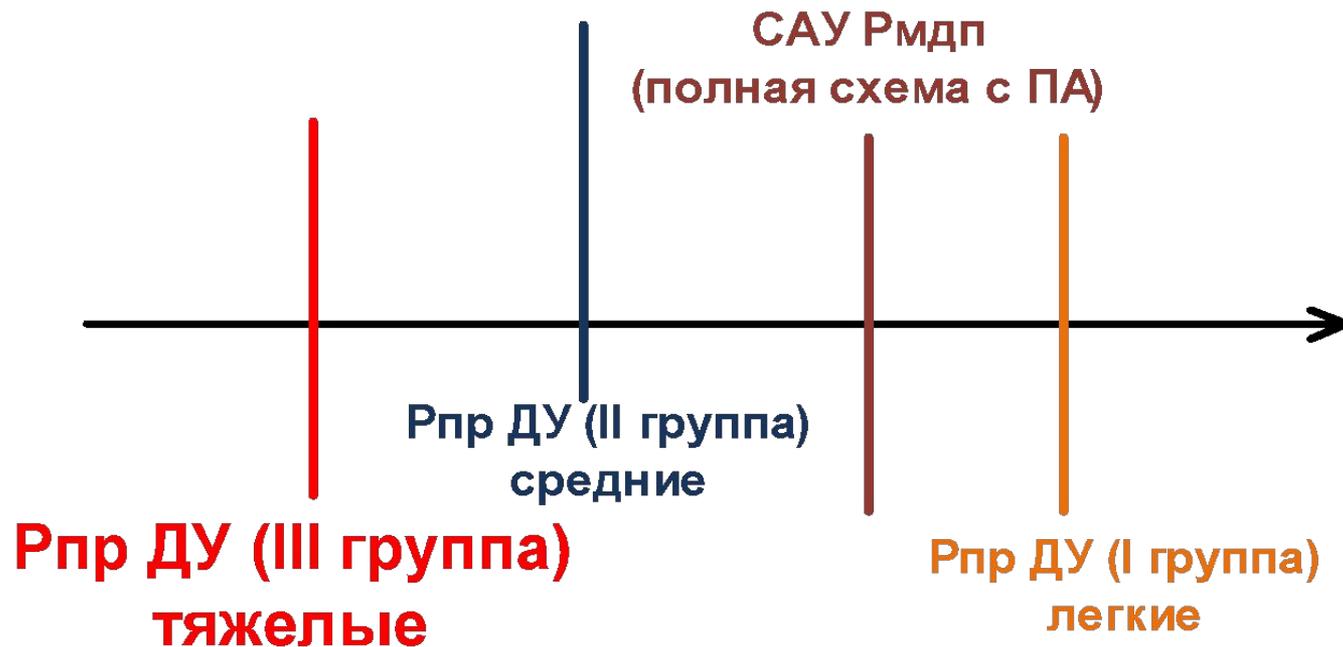
- Что делать, если устойчивость ЭЭС определяется как САУ, так и ДУ???
- **В этом случае**, как правило (не всегда, но как правило) **разделяют задачи обеспечения САУ и ДУ**. В чем смысл данного разделения?
- Предполагают, что ДУ будет нарушена быстрее САУ, поэтому необходимо сначала обеспечить ДУ, а уже потом САУ:
 - Сразу после возмущения необходимо обеспечить устойчивость динамического перехода (т.е. ДУ). **При этом счет идет на миллисекунды**. УВ должны быть быстрыми, простыми, эффективными и должны реализовываться локально, так как **нет времени на передачу сигнала на большие расстояния**.
 - САУ должна быть обеспечена после обеспечения ДУ. **В этом случае счет идет уже на секунды**. **Есть время на передачу сигналов на дальние относительно большие расстояния с целью обеспечения балансирующих воздействий**.

Что подразумевается под «локальным характером» реализации УВ для обеспечения ДУ

- Как правило, обеспечение ДУ заключается в обеспечении устойчивости параллельной работы конкретной станции, имеющей слабые межсистемные связи с центрами потребления, в которые передается ее мощность.
- Под локальным характером реализации УВ подразумевается то обстоятельство, что реализация УВ для обеспечения ДУ станции должна выполняться комплексом ПА, расположенным на станции, а не в отдалении.
- Нельзя обеспечивать ДУ проблемной станции комплексом, расположенным в отдалении (например, в центре потребления мощности), так как на это просто нет времени (нет времени на обмен сигналами и командами между станцией и удаленным комплексом ПАУ).

Общие принципы построения комплекса ПАУ (ЛАПНУ), обеспечивающего САУ и ДУ

- Для динамической устойчивости важно не только «что отключилось» (сигналы **ФОЛ**, **ФОГ**, **ФОТ**) и «при каких доаварийных перетоках» (**Ркпр**), но и «насколько тяжелым было возмущение, которое привело к отключению» (однофазное, двухфазное, трехфазное **КЗ**, с успешным или неуспешным **АПВ**, с **УРОВ** или без и т.д.).



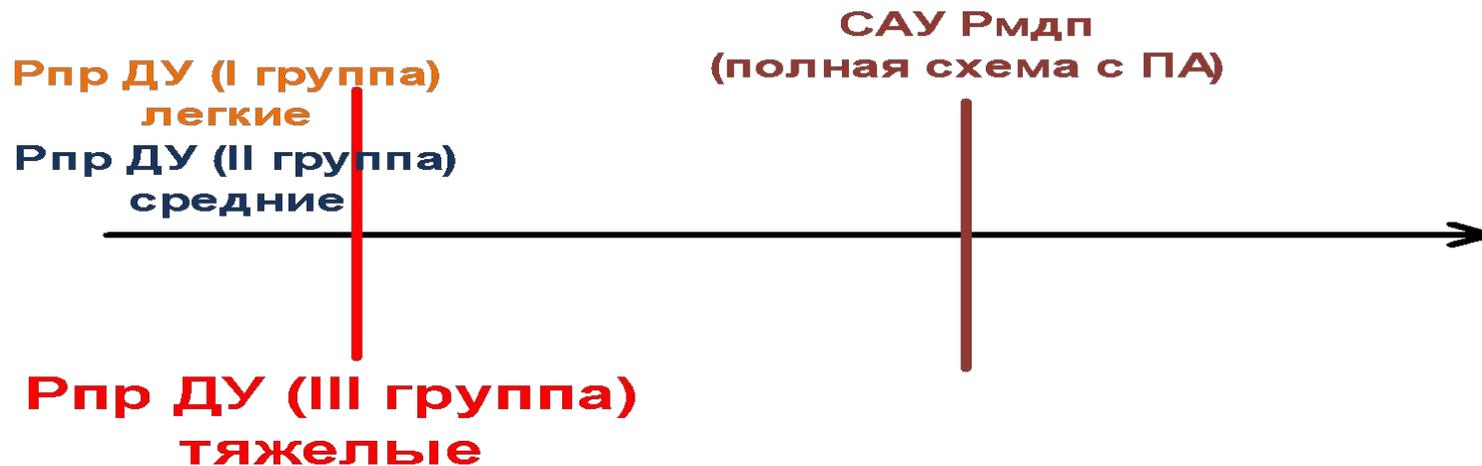
устойчивость ЭЭС определяется как САУ, так и ДУ

Общие принципы построения комплекса ПАУ (ЛАПНУ), обеспечивающего САУ и ДУ

- Какие сигналы помогут определить насколько тяжелым было возмущение?
- Сигналы ФОАПВ и ФТАПВ (фиксация ОАПВ (1 КЗ) и ТАПВ (3, 2 или 1,1 КЗ)).
- Сигналы устройства ФТКЗ (фиксация тяжести КЗ) – сигналы по каналам УПАСК, т.е. также дискретные сигналы, выдаваемые ступенями, которые указывают на тяжесть КЗ. ФТКЗ, как правило, работает по сбросу мощности и напряжения или мощности и напряжения.
- УВ для обеспечения ДУ:
 - Отключение генерации (ОГ). Балансировка по ОН, как правило, осуществляется уже при обеспечении САУ.
 - Инъекция дополнительного объема реактивной мощности за счет форсировки возбуждения (ФВ) АРВ, ИРМ или включения / отключения ИРМ (реакторов, БСК).
 - Импульсная (ИРТ) и/или длительная (ДРТ) разгрузка турбин, электрическое торможение (ЭТ)
 - и т.д. (накопители энергии, устройства FACTS, различные стабилизаторы...)

Общие принципы построения комплекса ПАУ (ЛАПНУ), обеспечивающего САУ и ДУ

- Что делать, если нет вообще никаких устройств, сигналы от которых позволили бы определить тяжесть КЗ (на линиях нет ОАПВ, на станции не установлено устройство ФТКЗ)?
- Необходимо воспользоваться сигналами устройств ФОЛ, которые есть всегда. При этом необходимо считать, что любое отключение линии – это наиболее тяжелое возмущение III группы (3 КЗ с УРОВ). Такое предположение приведет к существенно избыточным УВ, однако позволит включить станцию в работу.
- Данное техническое решение было реализовано, например, на Усть-Илимской ГЭС (У-ИГЭС). Любое однофазное КЗ вблизи У-ИГЭС приводит к отключению 7-8 гидроагрегатов, так как предполагается, что возникает (1,1) КЗ с УРОВ (III группа для сети 500кВ)



устойчивость ЭЭС определяется как САУ, так и ДУ. Сигналы о тяжести возмущения отсутствуют

Алгоритмы 2-ДО, 1-ДО, 1-ПОСЛЕ

- **АДВ алгоритм 2-ДО** - расчет уставок АДВ заранее, обычно 2 раза в год, для летних и зимних режимов.
- **АДВ алгоритм 1-ДО** - значения уставок вычисляются с определенной цикличностью (как правило, раз в 30 секунд) в центральном комплексе ЦСПА (который обычно располагается на базе ОДУ) и передаются в комплексы ЛАПНУ на объекты.
- **АДВ алгоритм 1-ПОСЛЕ** – значения уставок вычисляются ПОСЛЕ возмущения. В настоящее время расчет по алгоритму 1-ПОСЛЕ выполняется только лишь локальными устройствами.

Зачем нужен алгоритм 1-ДО?

- Усложнение структуры сети приводит к возрастанию взаимного влияния перетоков мощности.
- Для минимизации объемов ОН и ОГ необходимо вычислять уставки для комплексов ЛАПНУ применительно к текущей схемно-режимной ситуации (1-ДО), а не 1-3 раза в год (2-ДО).

Задачи, выполняемые в ЦСПА

- Сбор параметров доаварийного режима (P, Q, U) из ССПИ.
- Достоверизация параметров режима (в случае значительных небалансов происходит переход на алгоритм «2-ДО»).
- Формирование текущей расчетной модели (упрощенной) методом оценивания состояния.
- Автоматический расчет АДП для каждого учитываемого режима (ремонт+отключения) методом утяжеления.
- Передача новых уставок (таблица значений АДП) в комплексы ЛАПНУ на объектах.
- **Дополнительно:** сигнализация работоспособности, в том числе выдача предупреждений о недостоверности сигналов. При необходимости диспетчер ОДУ, РДУ, либо оперативно-диспетчерский персонал объекта, где установлен комплекс, могут внести корректировки или перевести АПНУ на алгоритм «2-ДО».

Обеспечение динамической устойчивости в ЦСПА

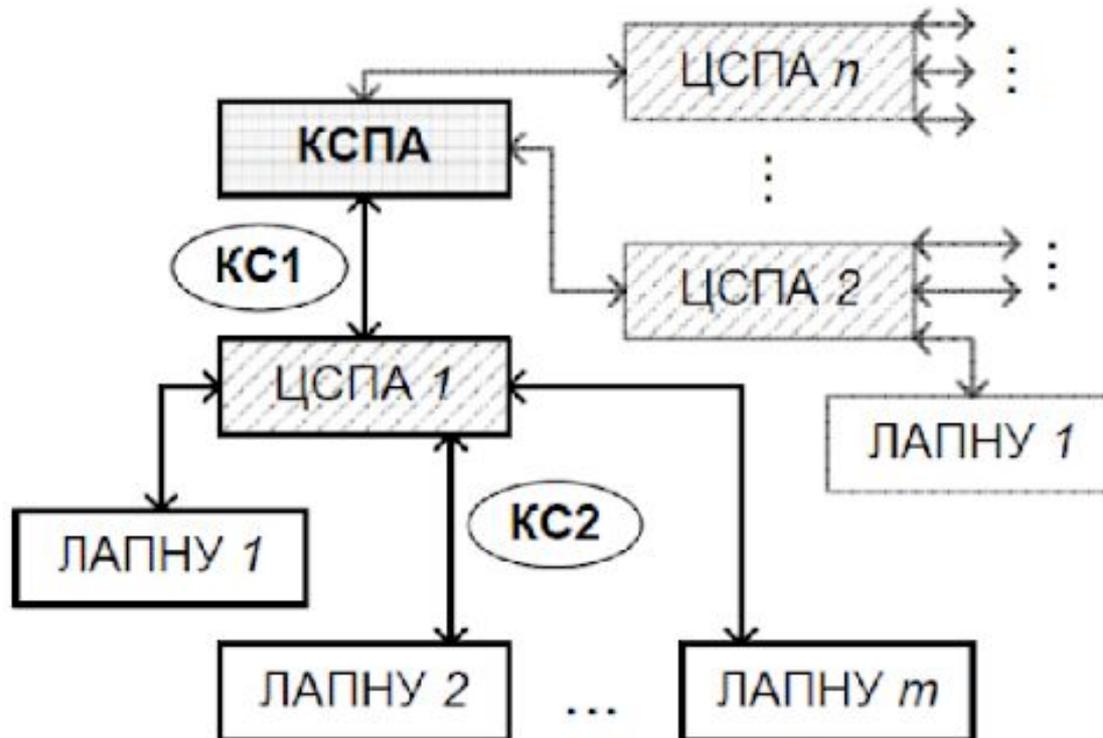
- Существенные сложности реализации задач анализа динамической устойчивости в цикле работы ЦСПА, привели к тому, что до недавнего времени перевод на алгоритм «1-ДО» выполнялся **лишь для задачи анализа статической устойчивости**. Динамическая устойчивость решалась на объекте в комплексе ЛАПНУ, где происходило разделение задач САУ и ДУ (об этом было сказано выше)
- В настоящее время в рамках создания системы ЦСПА 3 поколения **в ОЭС Востока внедрен алгоритм «1-ДО» и для динамической устойчивости**.

Координирующая система АПНУ (КСПА)

- При реализации управляющих воздействий ЦСПА в различных регионах при их несогласованной работе между энергосистемами может возникать недопустимый небаланс. Одной из основных функций КСПА является ограничение этого небаланса путем задания максимального объема управляющих воздействий для каждой ЦСПА.
- КСПА предназначена для координации действия ЦСПА энергосистем с целью оптимизации параметров настройки ЦСПА и минимизации управляющих воздействий.
- КСПА должна осуществлять координацию ЦСПА путем задания ЦСПА следующих параметров:
 - внешних эквивалентов для расчетных моделей ЦСПА;
 - максимально допустимых небалансов мощности при реализации управляющих воздействий ЦСПА.

Структура автоматики АПНУ.

- К системам и подсистемам АПНУ (ЛАПНУ, ЦСПА, КСПА) предъявляются структурные требования, а также требования по быстродействию.
- **КОНКРЕТНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ АЛГОРИТМОВ АПНУ НЕ НОРМИРУЕТСЯ!!!**



Краткосрочные перспективы развития АПНУ

- *Роль локальных устройств АПНУ (ЛАПНУ) сведется к использованию их в качестве пусковых органов, устройств АЗД и выдачи команд на реализацию управляющих воздействий и, в некоторых случаях, в качестве резервных устройств ЦСПА.*
- *Существенно возрастет роль ЦСПА как «советчика» диспетчера, позволяющего в реальном времени оценить допустимость режима без использования АПНУ в случае возникновения аварийной ситуации. В качестве средства ПА ЦСПА будет, в основном, использоваться для предотвращения нарушения устойчивости при возникновении второго или последующих аварийных возмущений, то есть как мероприятие по предотвращению развития аварии и потери живучести энергосистемы.*
- *Должна быть разработана специальная система ПА для мегаполисов, сочетающаяся с централизованной системой автоматического управления напряжением.*
- *Возрастет необходимый объем, и повысятся требования к качеству режимной информации, используемой ПА, расширится номенклатура управляющих воздействий ПА, в том числе воздействий импульсного типа через устройства FACTS и ППТ.*

Типовой сценарий развития аварии

