

***ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОПЕРАТИВНО-
ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ***

**Управление нормальными режимами
энергосистем и электрических сетей**

Общие положения

Нормальный режим работы энергосистемы - режим, при котором обеспечивается электроснабжение всех потребителей и качество электрической энергии (качество частоты и напряжения в установленных пределах). К основным параметрам нормального режима относятся:

- частота переменного тока в системе;
- напряжения, токи, величины активной и реактивной мощности в узлах энергосистемы;
- токи, перетоки активной и реактивной мощности в ветвях схемы сети (в линиях и трансформаторах);
- активная и реактивная мощность электростанций;
- реактивная мощность компенсирующих устройств.

Общие положения

Управление *напряжением и реактивной мощностью*:

- поддержание напряжения у электроприемников в соответствии с нормами качества электроэнергии;
- обеспечение экономичности режима электрической сети с учетом технических ограничений по ее элементам;

Управление *частотой и активной мощностью*:

- регулирование частоты с целью поддержания номинальной частоты;
- обеспечение экономичности режима за счет оптимального распределения активной мощности между электростанциями системы и между агрегатами внутри электростанций;
- обеспечение надежности путем ограничения перетоков мощности;

Общие положения

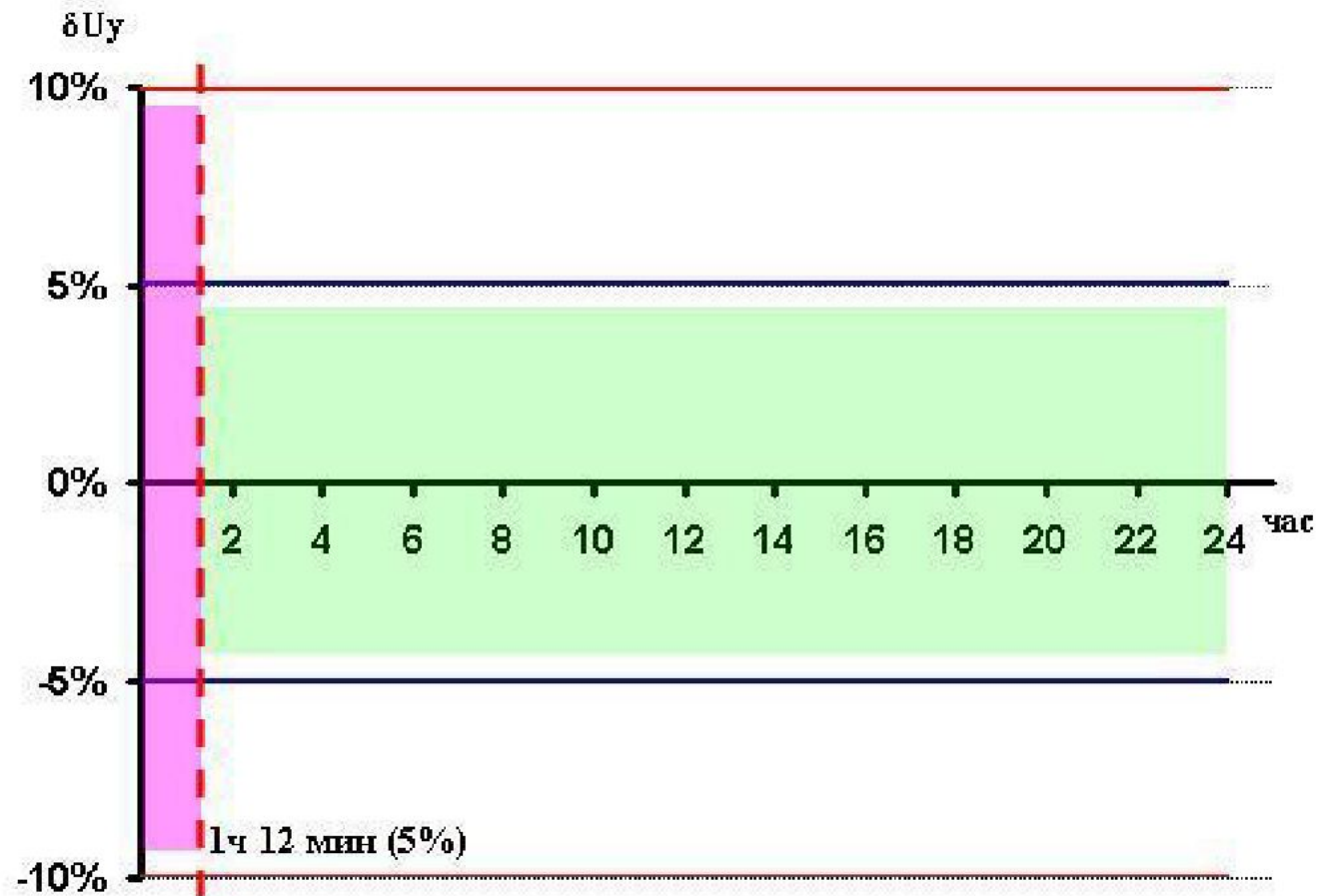
Управление режимами для обеспечения **системной надежности**:

- оперативный контроль параметров режима (перетоков активной мощности, напряжений в основных узлах системы) и принятие мер в случае выхода их за пределы, допустимые по условию надежности;
- оценка ожидаемых ремонтных и возможных аварийных режимов, принятие мер по корректировке режима, изменению схемы сети, состава включенного оборудования для предотвращения возможных недопустимых послеаварийных режимов;
- обеспечение оперативного резерва мощности;
- автоматическое ограничение перетоков мощности по транзитным и межсистемным линиям электропередачи.



РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Требования к качеству напряжения



Примечание: 1 ч 12 мин (5%) - интегральная продолжительность по времени в сутках, когда отклонение напряжения превышает допустимое ($\pm 5\%$), но не превышает предельно допустимое ($\pm 10\%$).

Баланс реактивной мощности в энергосистеме

$$Q_{Г} + Q_{зар} + Q_{СК} + Q_{БСК} + Q_{пер}^{+} = Q_{Н} + Q_{ШР} + \Delta Q + Q_{пер}^{-} .$$

➤ Составляющие левой части уравнения баланса (генерация):

$Q_{Г}$ - реактивная мощность генераторов электрических станций;

$Q_{зар} = b_{с} \cdot U^2$ - зарядная мощность линий электропередачи;

$Q_{СК}$ - реактивная мощность синхронных компенсаторов или генераторов работающих в режиме СК;

$Q_{БСК} = b_{БСК} \cdot U^2$ - реактивная мощность батарей статических конденсаторов;

$Q_{пер}^{+}$ - перетоки реактивных мощностей из смежных энергосистем;

➤ Составляющие правой части уравнения баланса (нагрузка):

$Q_{Н}$ - реактивная мощность потребителей, в том числе и собственные нужды электрических станций и подстанций;

$Q_{ШР} = b_{ШР} \cdot U^2$ - реактивная мощность, потребляемая шунтирующими реакторами;

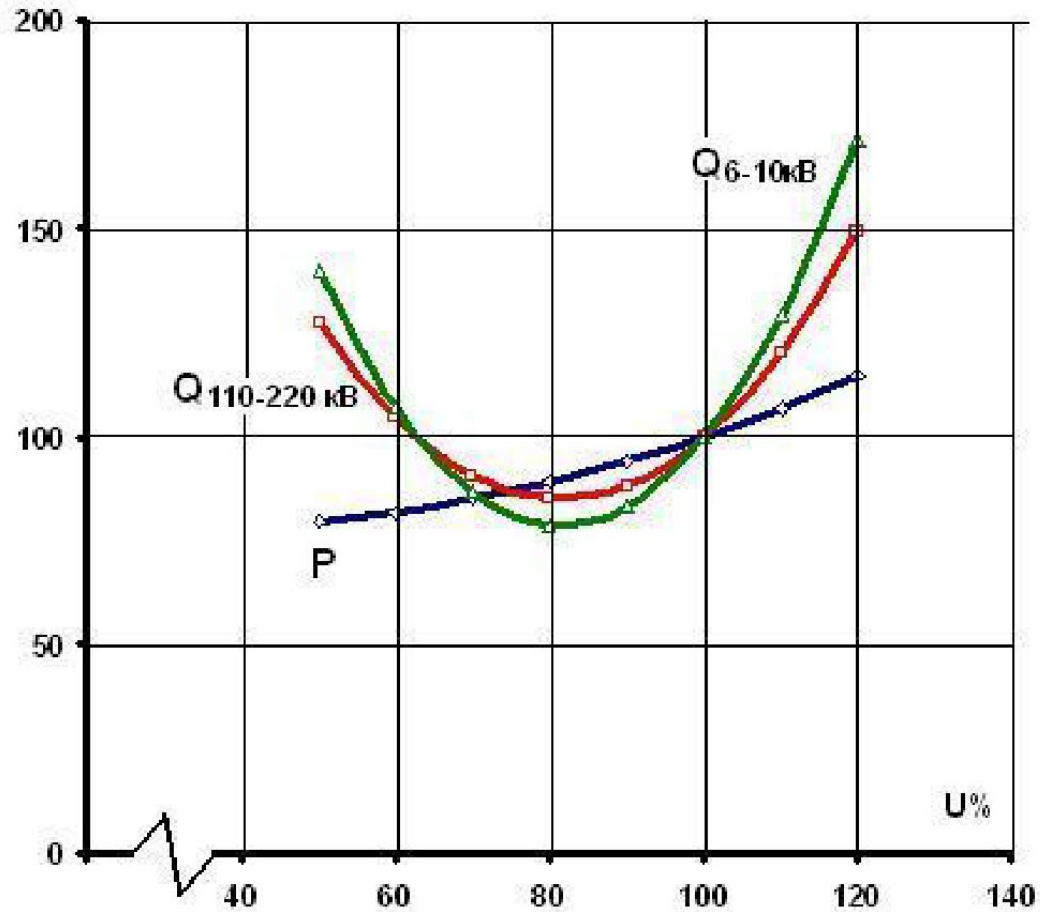
потери реактивной мощности в элементах электрической сети –

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U^2}$$

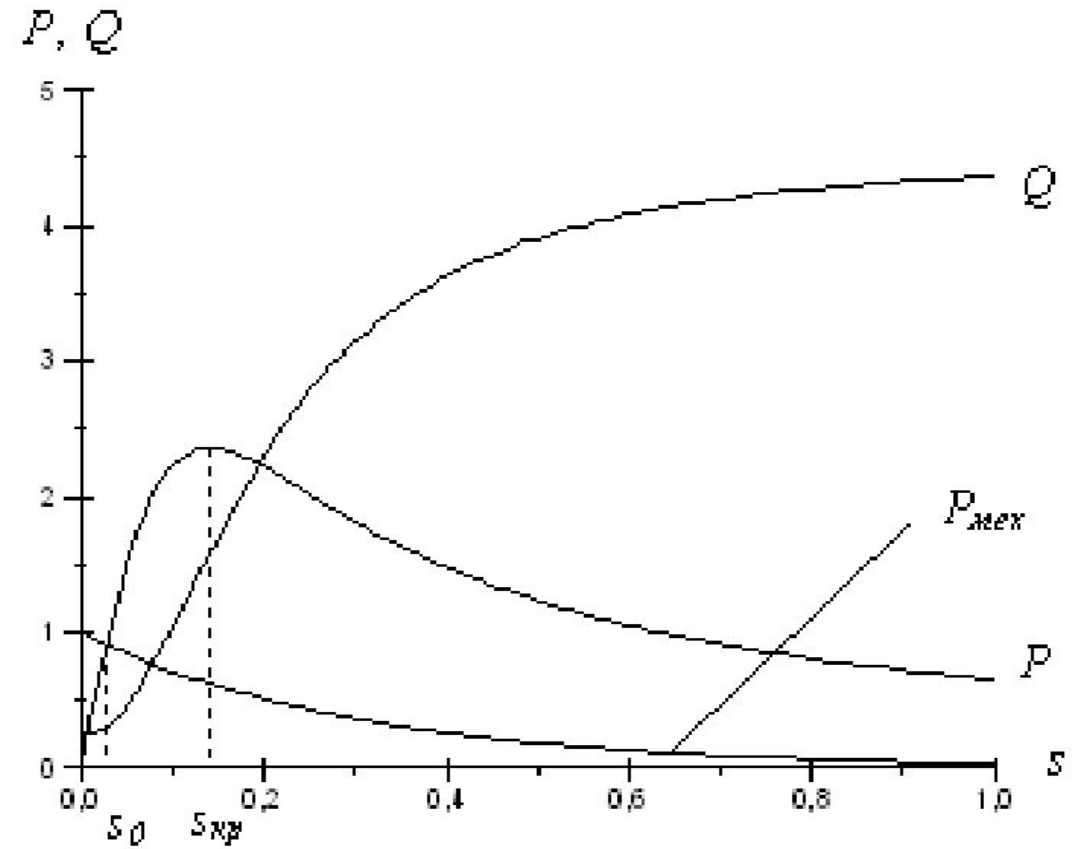
$Q_{пер}^{-}$ – перетоки реактивных мощностей в смежные энергосистемы.

Статические характеристики нагрузки

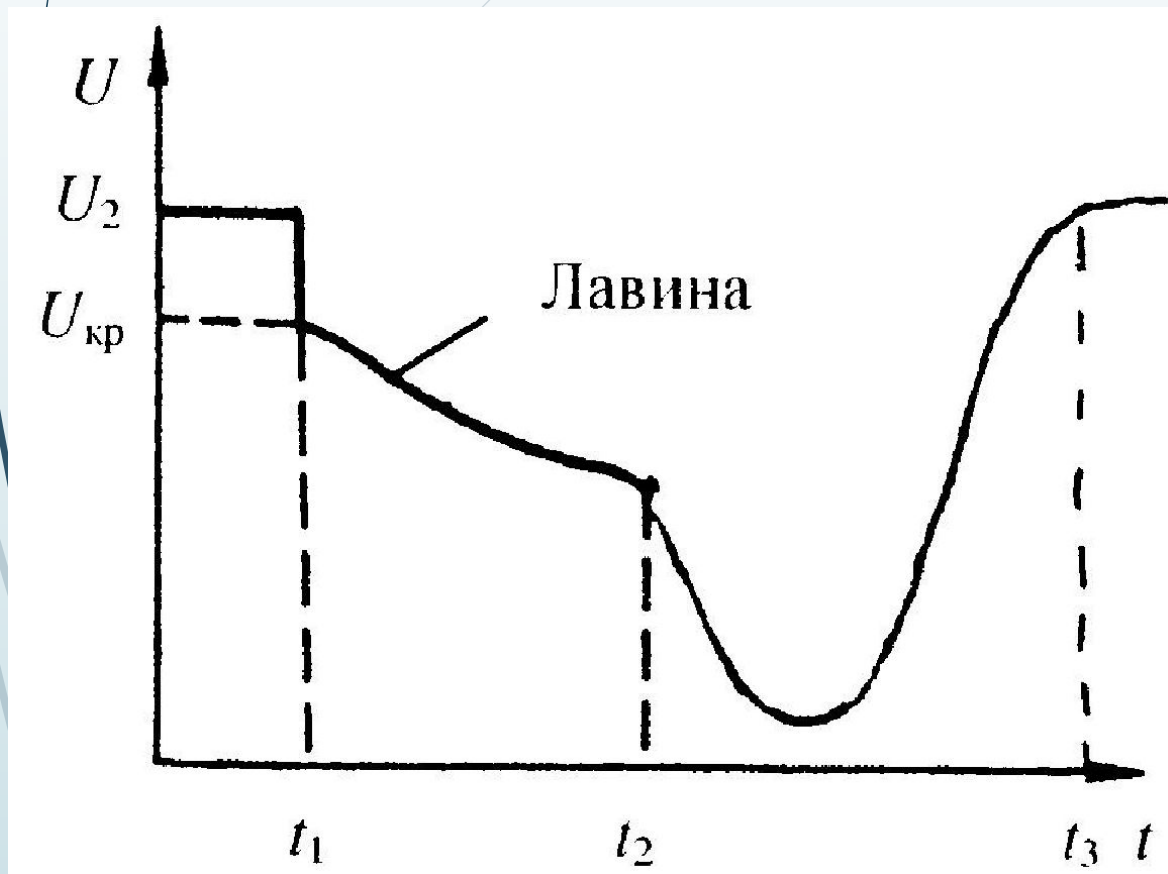
Статические характеристики смешанной нагрузки крупного узла энергосистемы $P, Q\%$



Характеристики мощности АД



«Лавина напряжения»



Динамика развития «лавина» напряжения




Мониторинг уровней напряжения

Соединение Экспорт Помощь										
С		По		Отчет по:		Класс напряжения		Показать		
10.07.2009		14.07.2009		часам						
Класс	Энергообъект	ТИ	Наименование ТИ	Час	ВПП	ВАП	Umax, кВ	НПП	НАП	Umin, кВ
Нарушения за период 10.07.2009 - 14.07.2009 по классам напряжения 110 кВ, 150 кВ, 220 кВ, 330 кВ, 400 кВ, 500 кВ, 750 кВ, 800 кВ, 1150										
РУ -110- ГЭС-2 ОРУ-110										
110 кВ	СШ -I ГЭС-2 110 кВ				00:29:00	00:14:00	114	00:00:00	00:00:00	109
		ТИ52	ГЭС-2 U110 I сш (52) U	10.7.2009 14:00 - 14:59	00:06:00	00:03:00	114	00:00:00	00:00:00	112
				11.7.2009 16:00 - 16:59	00:08:00	00:08:00	112	00:00:00	00:00:00	109
				12.7.2009 19:00 - 19:59	00:12:00	00:02:00	114	00:00:00	00:00:00	112
				13.7.2009 19:00 - 19:59	00:03:00	00:01:00	113	00:00:00	00:00:00	110
РУ -110- НГРЭС ЗРУ-110										
110 кВ	СШ -I НГРЭС 110 кВ				00:24:00	00:18:00	120	00:00:00	00:00:00	113
		ТИ158	НГРЭС U110 I сш (158) U	10.7.2009 14:00 - 14:59	00:05:00	00:05:00	117	00:00:00	00:00:00	115
				10.7.2009 16:00 - 16:59	00:08:00	00:07:00	114	00:00:00	00:00:00	113
				10.7.2009 19:00 - 19:59	00:06:00	00:02:00	115	00:00:00	00:00:00	113
				10.7.2009 21:00 - 21:59	00:02:00	00:01:00	117	00:00:00	00:00:00	116
				11.7.2009 01:00 - 01:59	00:03:00	00:03:00	120	00:00:00	00:00:00	118
РУ -330- Машук ОРУ-330										
330 кВ	СШ -II Машук				00:05:00	00:02:00	335	00:00:00	00:00:00	328
		ТИ84	Машук-330 U330 Л-330-04 Uаб	14.7.2009 16:00 - 16:59	00:05:00	00:02:00	335	00:00:00	00:00:00	328

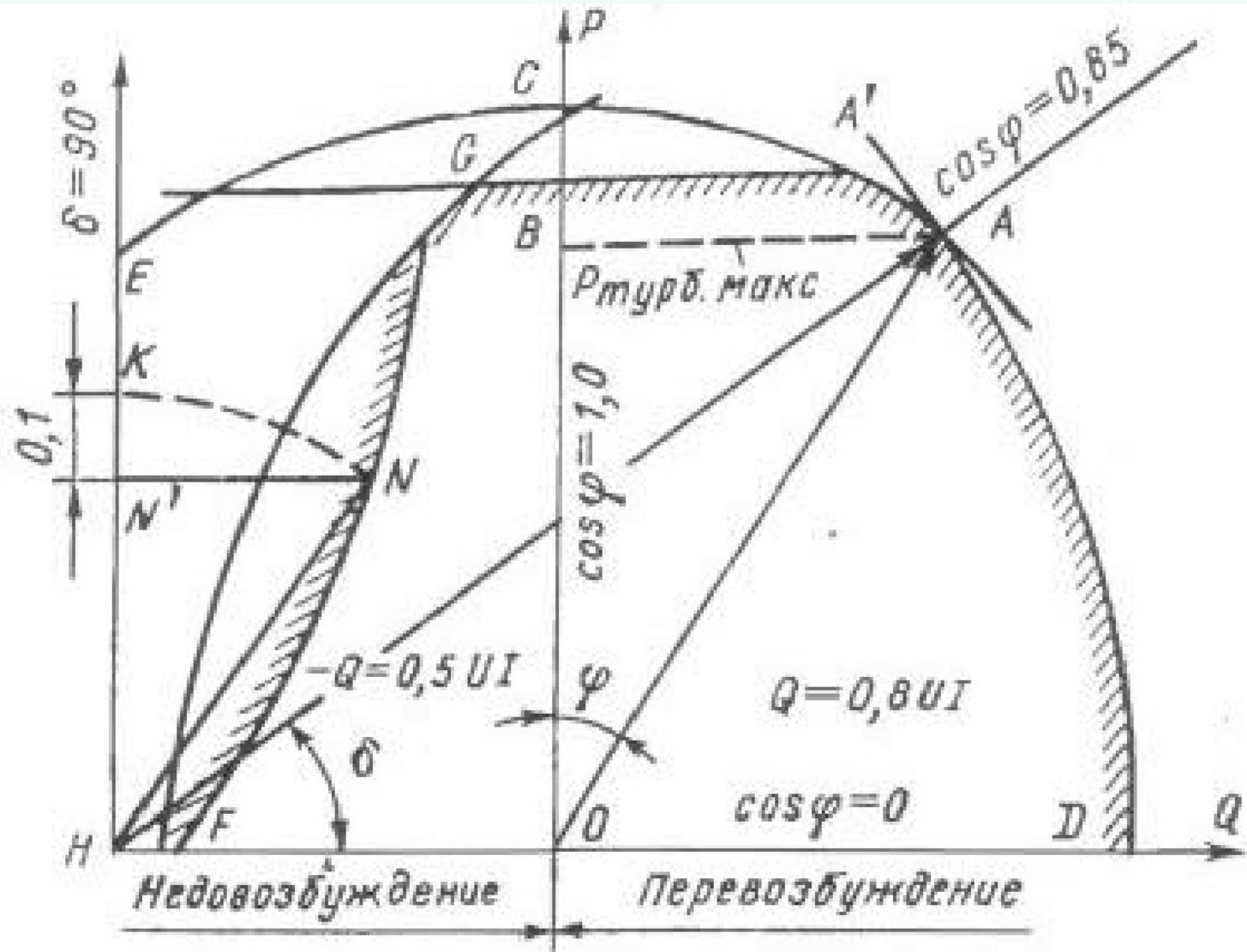
Мониторинг уровней напряжения

Фильтр по классу напряжения: Все <input type="button" value="v"/> кВ		Фильтр по статусу: Показывать все <input type="button" value="v"/>		<input type="checkbox"/> Время с датой	
Контрольная точка	Класс	Утек	Отдых изоляции	Нарушения	
+ ТЭС Тестовая-2 500кВ(I2118)	500	600	00:00:00 / 00:00:10	↑!5 (600-627) Авария	00:39:21 с 14.05.2010 10:40
+ ТЭС Тестовая-4 110кВ(I2114)	110	146	00:00:00 / 00:00:00	↑!7 (145) Авария	00:39:41 с 14.05.2010 10:40
+ ТЭС Тестовая-2 500кВ(I2119)	500	626	00:00:12 / 00:00:20	↑!4 (586-600) Превышение	00:25:39 / 00:00:30 с 14.05.2010 10:40
+ ГЭС Тестовая-1 330кВ(I2117)	330	380	00:00:02 / 00:00:10	↑!6 (414-432) Превышение	00:00:09 / 00:00:10 с 14.05.2010 11:20
+ ТЭЦ Тестовая-3 750кВ(I2120)	750	750	00:00:00 / 00:00:30	↑!2 (830-850) Превышение	00:00:38 / 00:00:50 с 14.05.2010 11:19
- ТЭС Тестовая-4 110кВ(I2115)	110	135	00:00:00 / 00:00:00	↑ 7 (145) ОК	00:00:00 / 00:00:00
			00:00:00 / 00:00:10	↑ 6 (139-145) ОК	00:00:00 / 00:00:10
			00:00:00 / 00:00:10	↑ 5 (133-139) ОК	00:00:00 / 00:00:20
			00:00:00 / 00:00:20	↑ 4 (130-133) ОК	00:00:00 / 00:00:30
			00:00:03 / 00:00:30	↑!3 (127-130) Превышение	00:00:10 / 00:00:40 с 14.05.2010 11:19
			00:00:03 / 00:00:30	↑ 2 (124-127) Превышение	00:00:15 / 00:00:50 с 14.05.2010 11:19
			00:00:03 / 00:00:30	↑ 1 (121-124) Превышение	00:00:15 / 00:01:00 с 14.05.2010 11:19
- ГЭС Тестовая-1 330кВ(I2116)	330	330	00:00:00 / 00:00:00	↑ 7 (432) ОК	00:00:00 / 00:00:00
			00:00:00 / 00:00:10	↑ 6 (414-432) ОК	00:00:00 / 00:00:10
			00:00:00 / 00:00:10	↑ 5 (396-414) ОК	00:00:00 / 00:00:20
			00:00:00 / 00:00:20	↑ 4 (387-396) ОК	00:00:00 / 00:00:30
			00:00:00 / 00:00:30	↑!3 (378-387) Превышение	00:00:15 / 00:00:40 с 14.05.2010 11:20
			00:00:00 / 00:00:30	↑ 2 (369-378) Превышение	00:00:15 / 00:00:50 с 14.05.2010 11:20
			00:00:00 / 00:00:30	↑ 1 (360-369) Превышение	00:00:15 / 00:01:00 с 14.05.2010 11:20
+ ТЭЦ Тестовая-3 750кВ(I2121)	750	750	00:00:00 / 00:00:30	↑ 1 (810-830) ОК	00:00:00 / 00:01:00

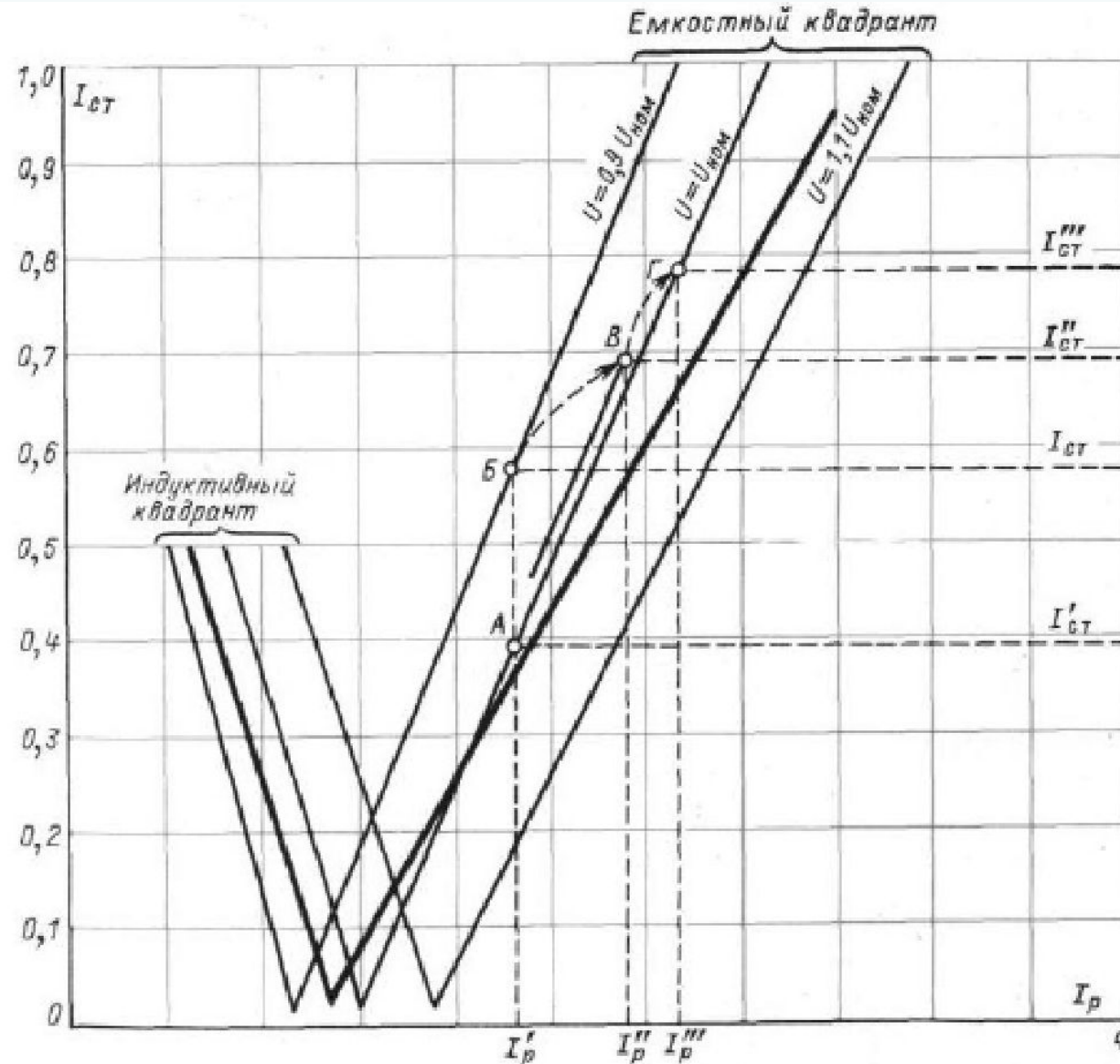


Средства регулирования напряжения в энергосистеме

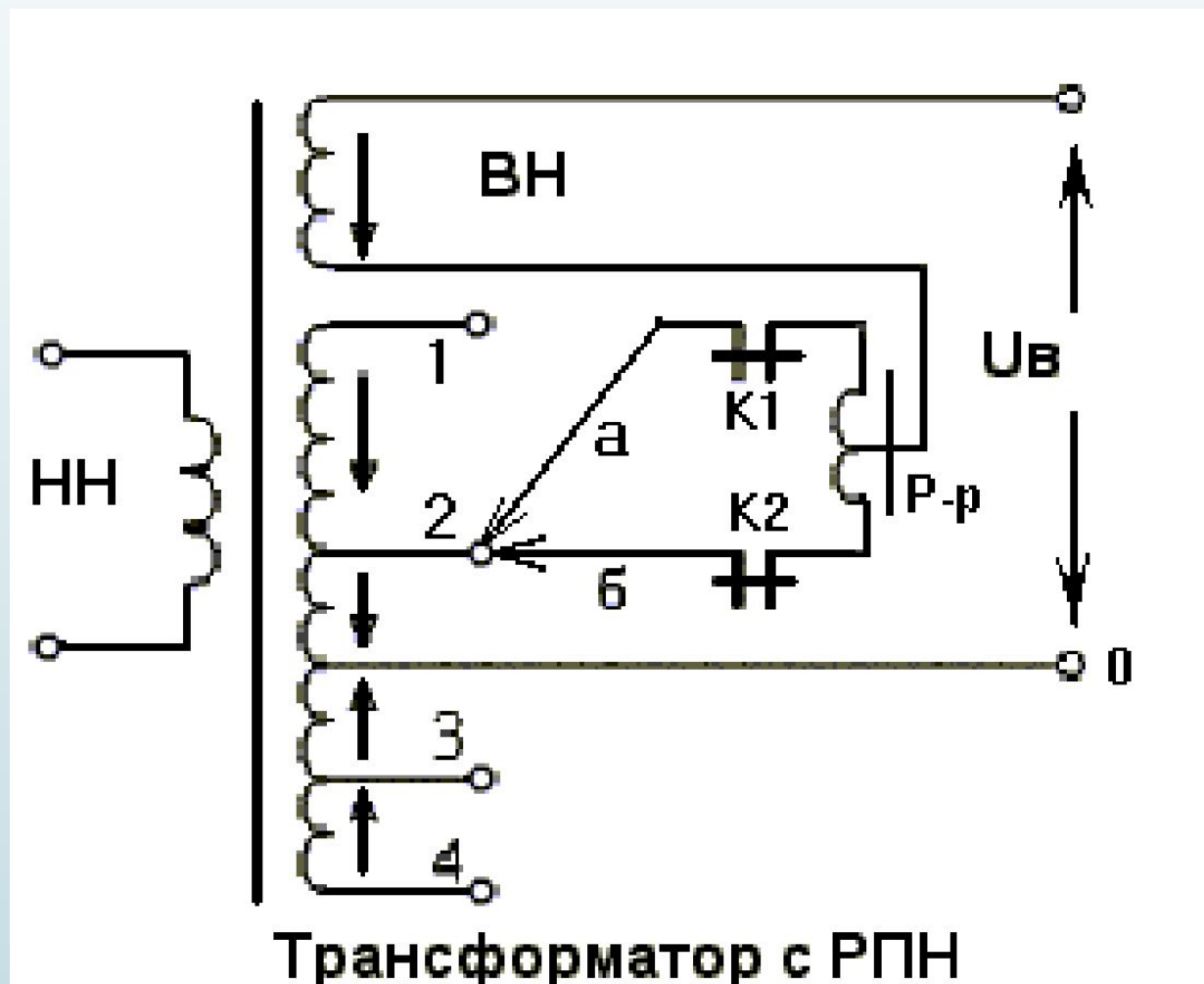
Традиционные средства регулирования напряжения. Регулирование возбуждения генераторов



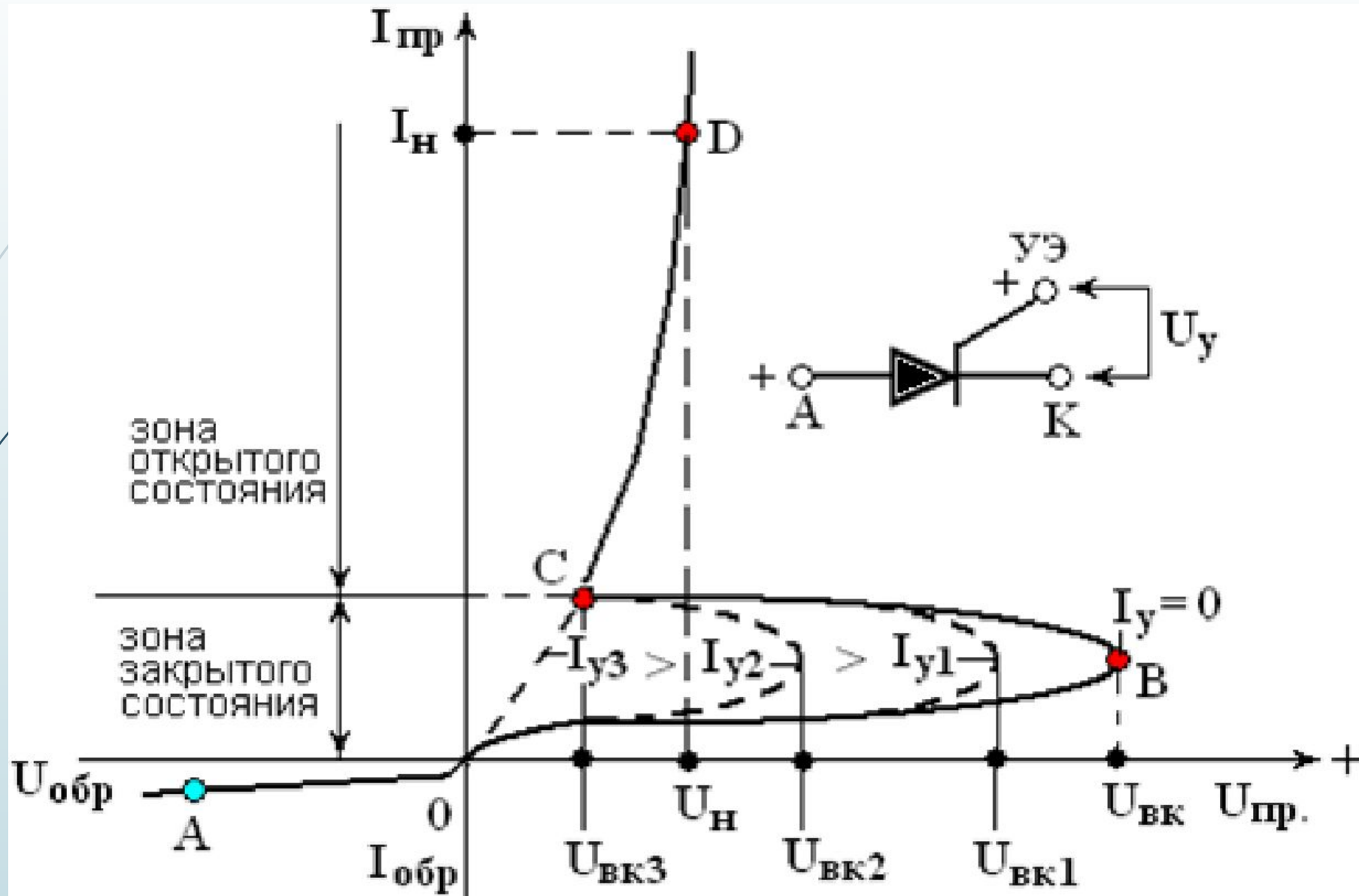
Традиционные средства регулирования напряжения. Регулирование возбуждения синхронных компенсаторов



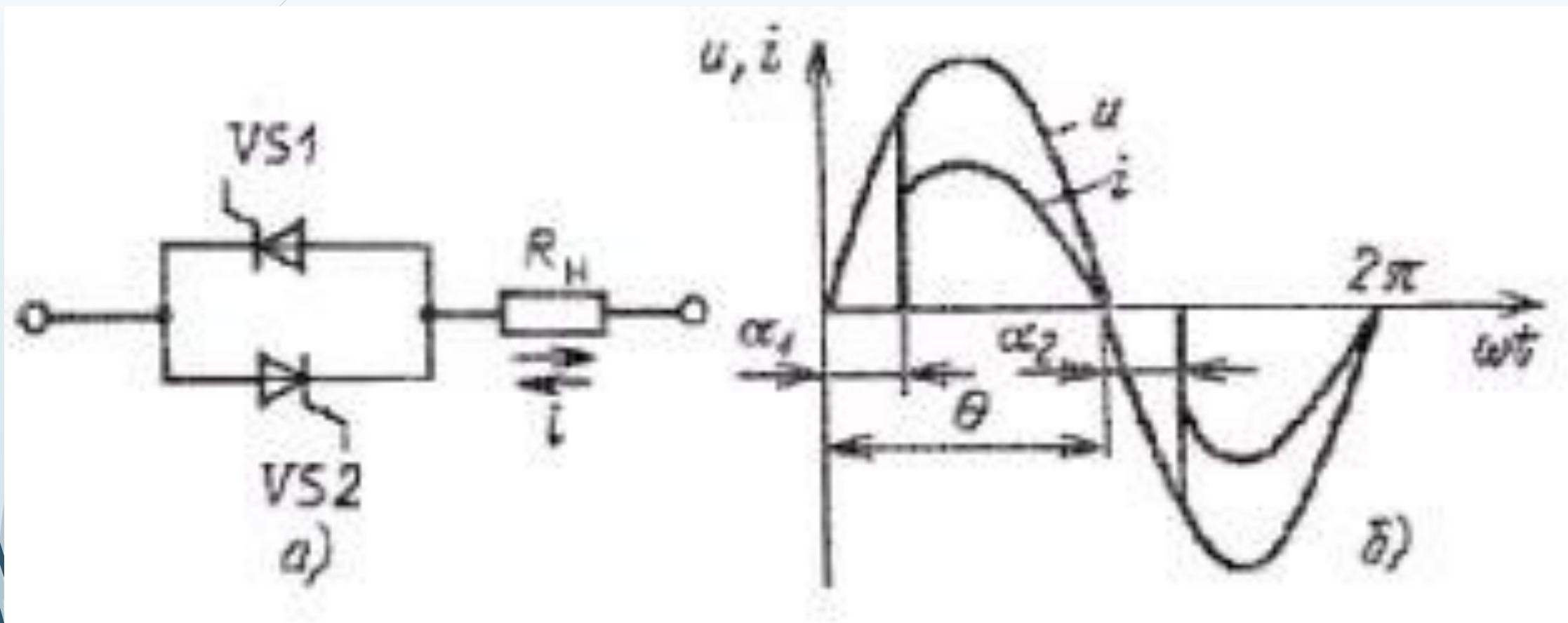
Традиционные средства регулирования напряжения. Переключение отпаяк трансформаторов и автотрансформаторов



Принцип действия тиристора



Тиристор в цепи переменного тока



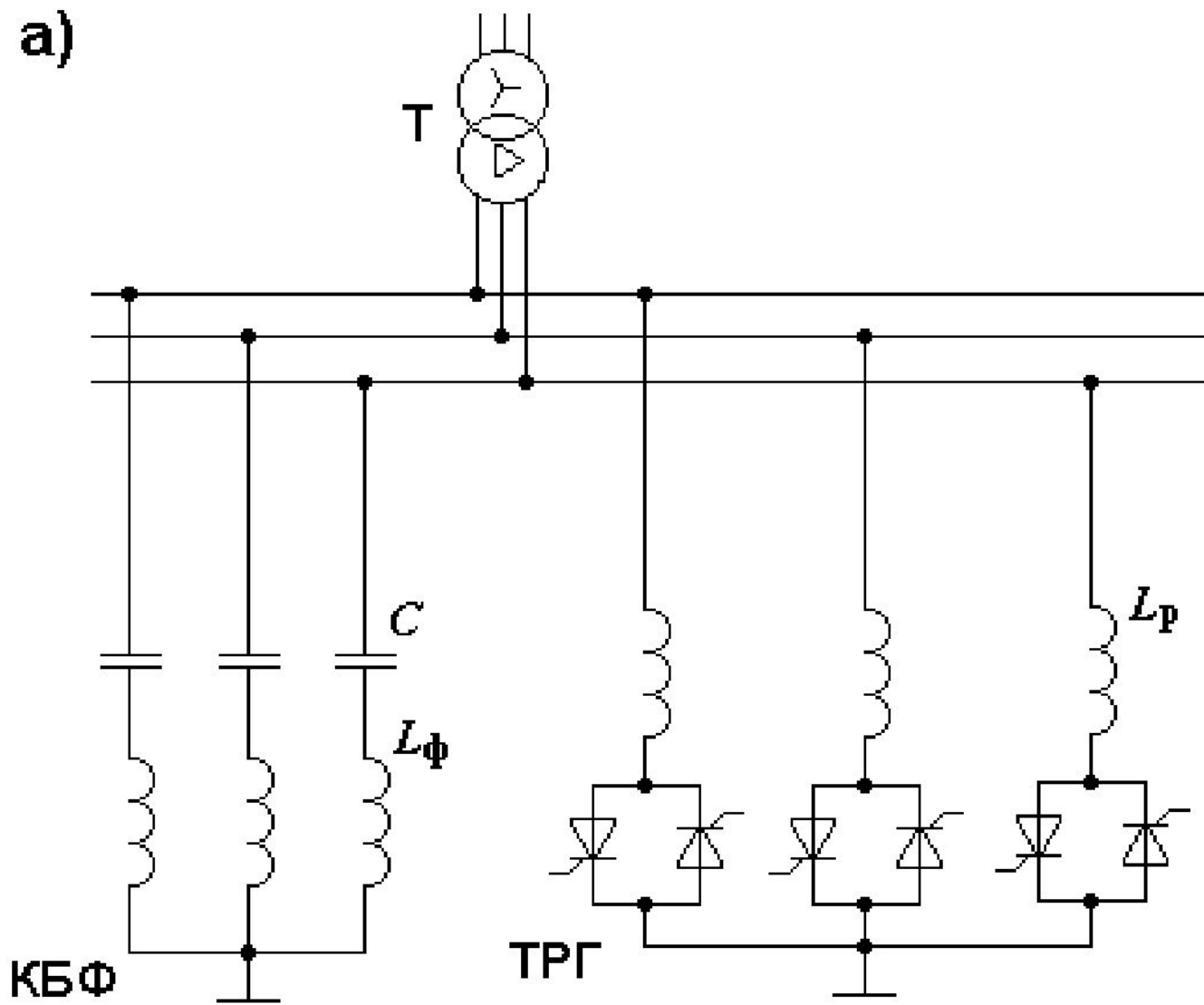
Flexible Alternate Current Transmission System (FACTS). ***Гибкие системы электропередачи переменного тока***

Термин и понятие *FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System* – гибкие управляемые системы электропередачи переменного тока) введены в обращение Институтом электроэнергетики *EPRI* (США).

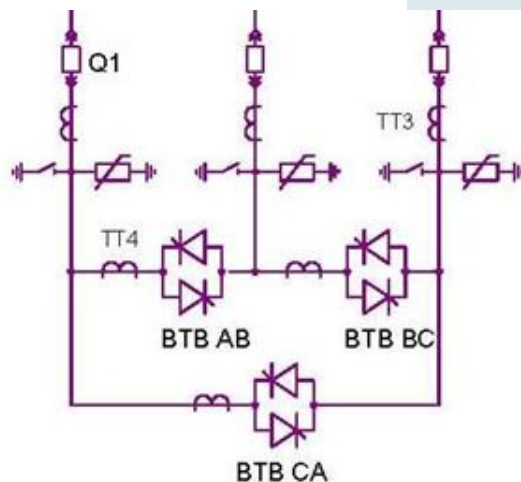
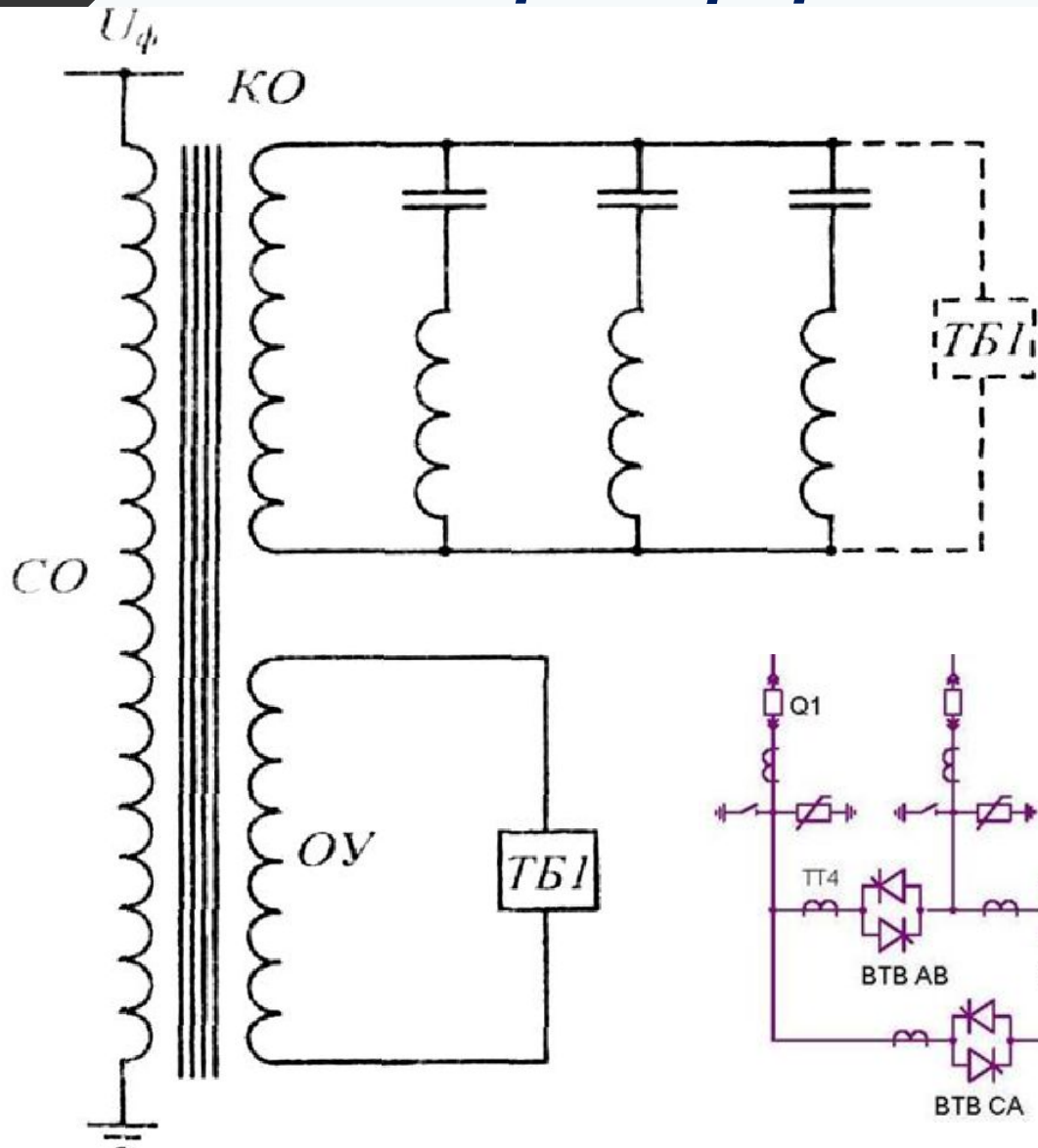
FACTS является одной из наиболее перспективных электросетевых технологий, которая позволяет электрическую сеть из пассивного устройства транспорта электроэнергии превратить в устройство, активно участвующее в управлении режимами работы электрических сетей.

- устройства поперечного включения (СТК, СТАТКОМ, УШР);
- устройства продольного включения (ФПУ, ПСТАТКОМ);
- передачи и вставки постоянного тока (ВПТ, ППТ);
- объединенный регулятор перетока мощности (ОРПМ)..

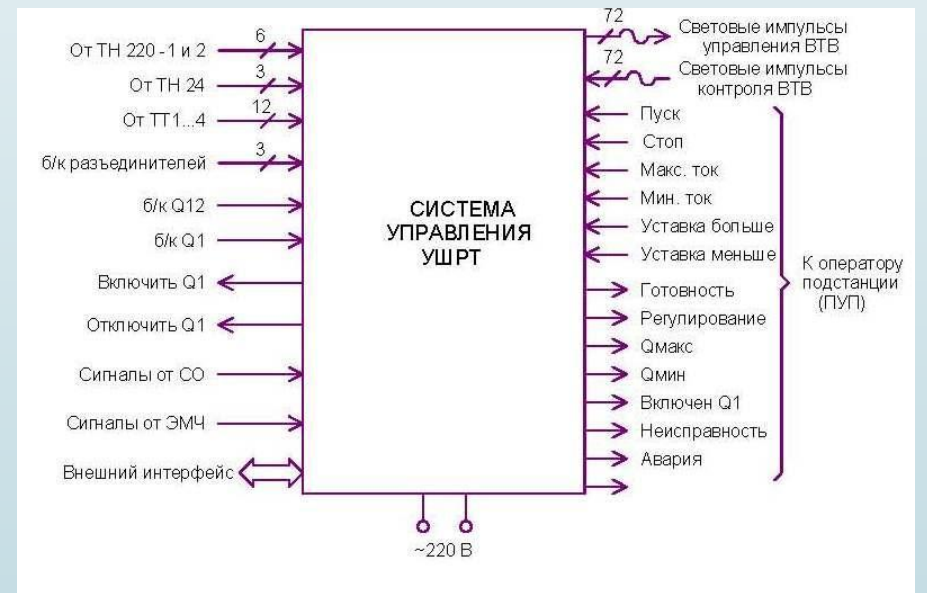
FACTS. Статический тиристорный компенсатор (СТК)



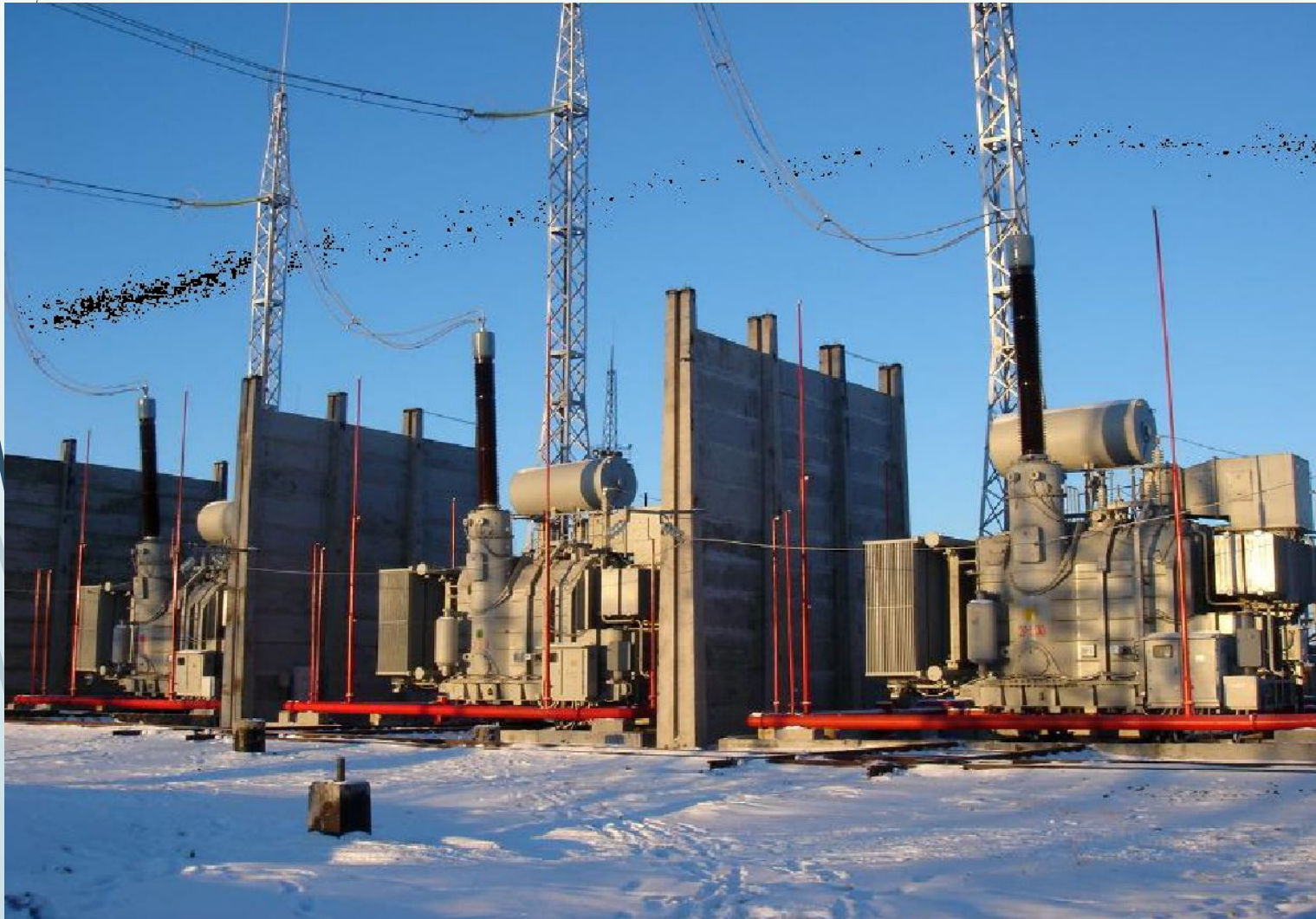
FACTS. Управляемый шунтирующий реактор трансформаторного типа (УШРТ)



- 1 - электромагнитная часть (фаза)
- CO – сетевая обмотка;
- KO – компенсационная обмотка;
- OU – обмотка управления;
- 2 – тиристорный блок ТБ1 с системой управления СУРЗА;
- 3 – фильтры гармоник и корректор формы тока (без обозначений).



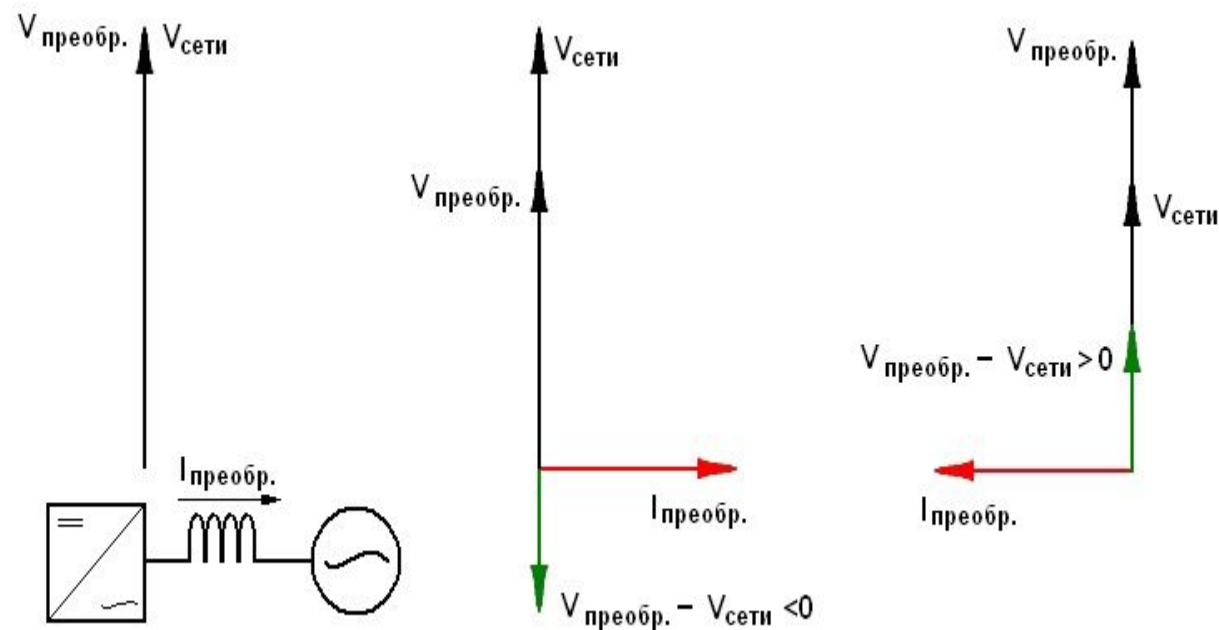
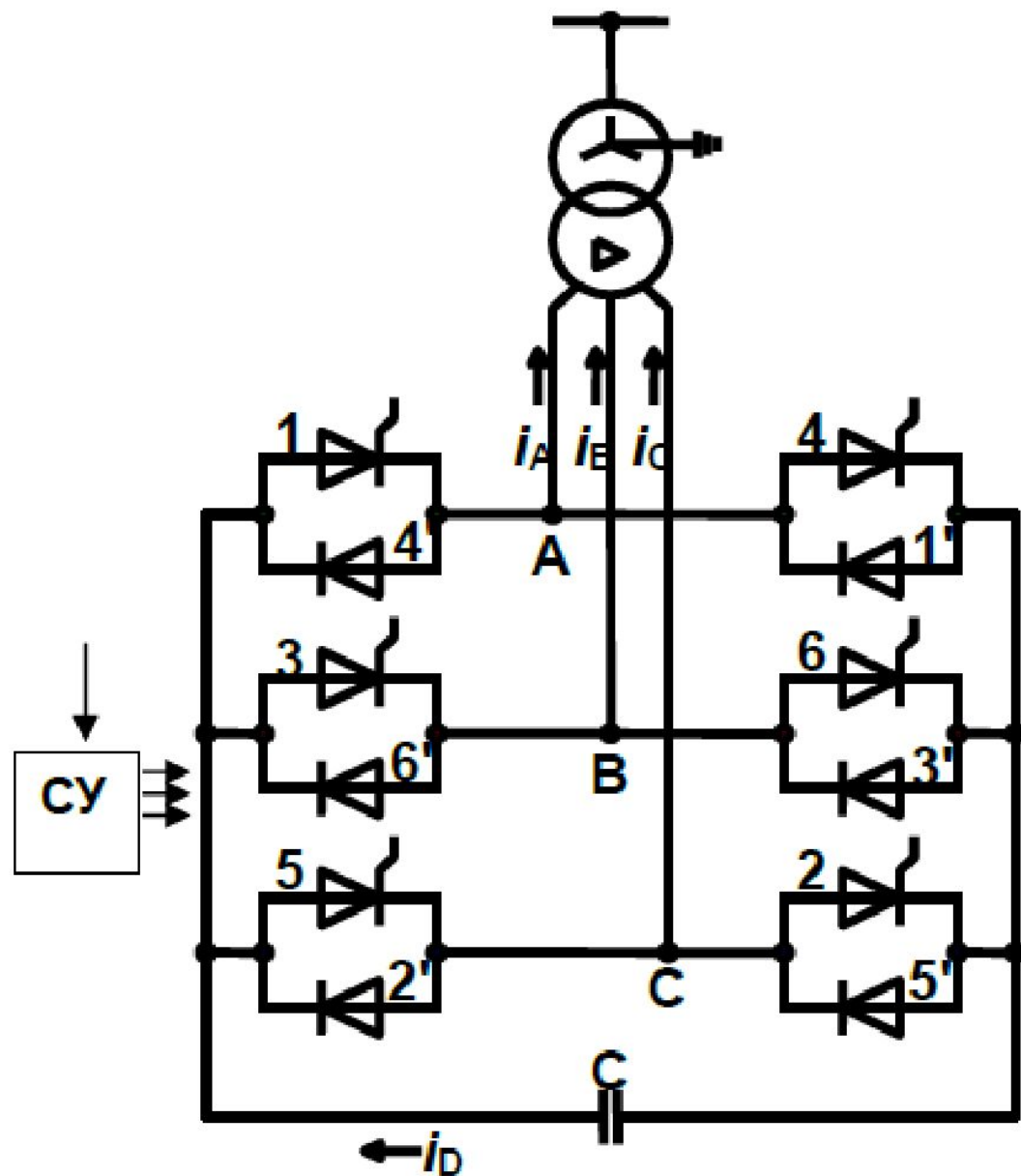
FACTS. Управляемый шунтирующий реактор трансформаторного типа (УШРТ)



Управляемый шунтирующий реактор 180 МВАр, 500 кВ на п/ст «Таврическая», Россия 2005 год. Основные технические характеристики:

- Номинальное напряжение 525 кВ;
- Номинальная мощность 180 Мвар;
- Диапазон изменения мощности 1...240 Мвар;
- Время изменения мощности 0,3 с;
- Потери:
 - холостого хода 200 кВт
 - номинальные 900 кВт
- Мощность управления 5,4 МВА
- Высшие гармоники в токе $\leq 3\%$

FACTS. Статический синхронный компенсатор (СТАТКОМ)



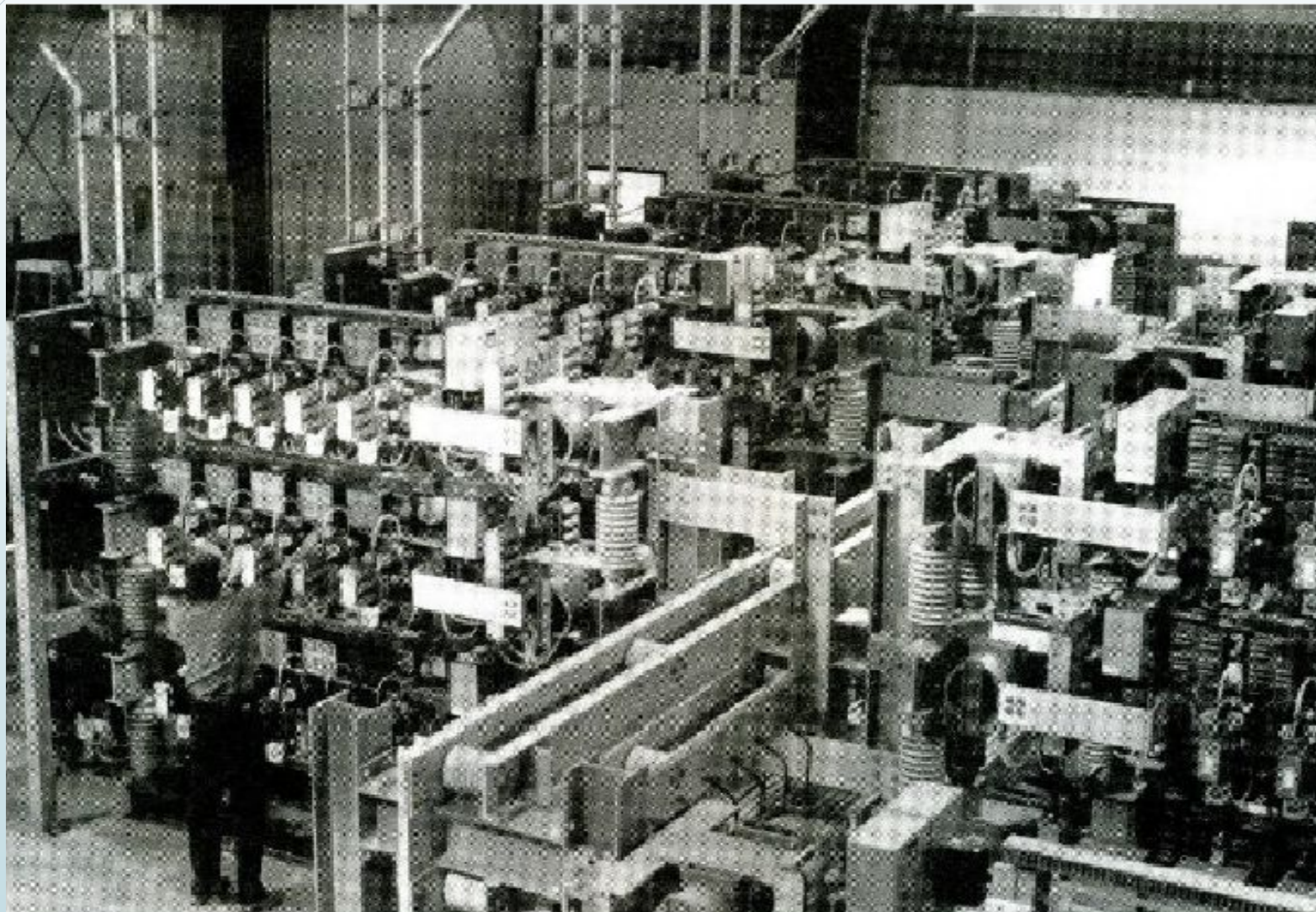
FACTS. Статический синхронный компенсатор (СТАТКОМ)

Внешний вид СТАТКОМ

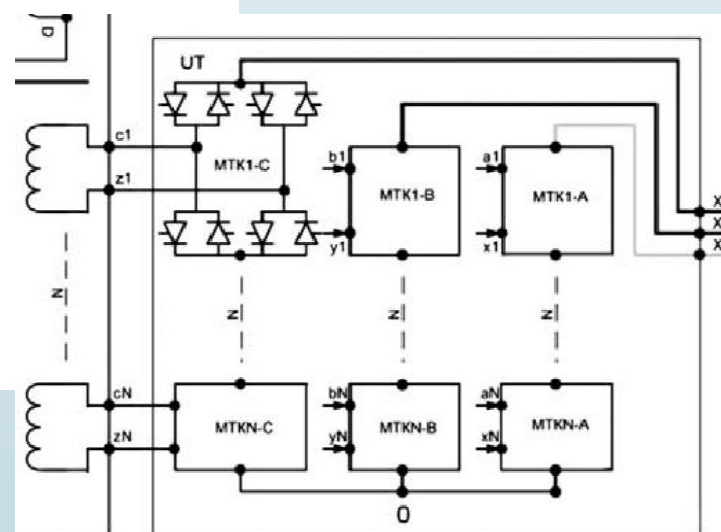
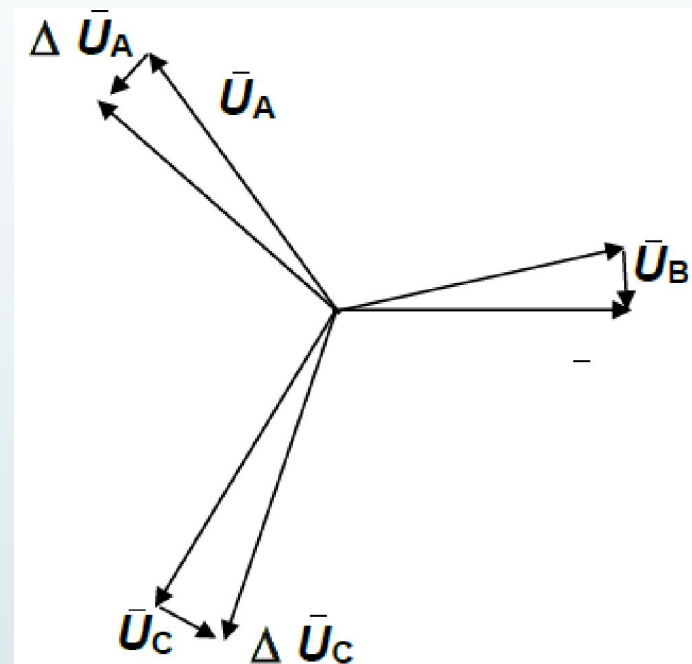
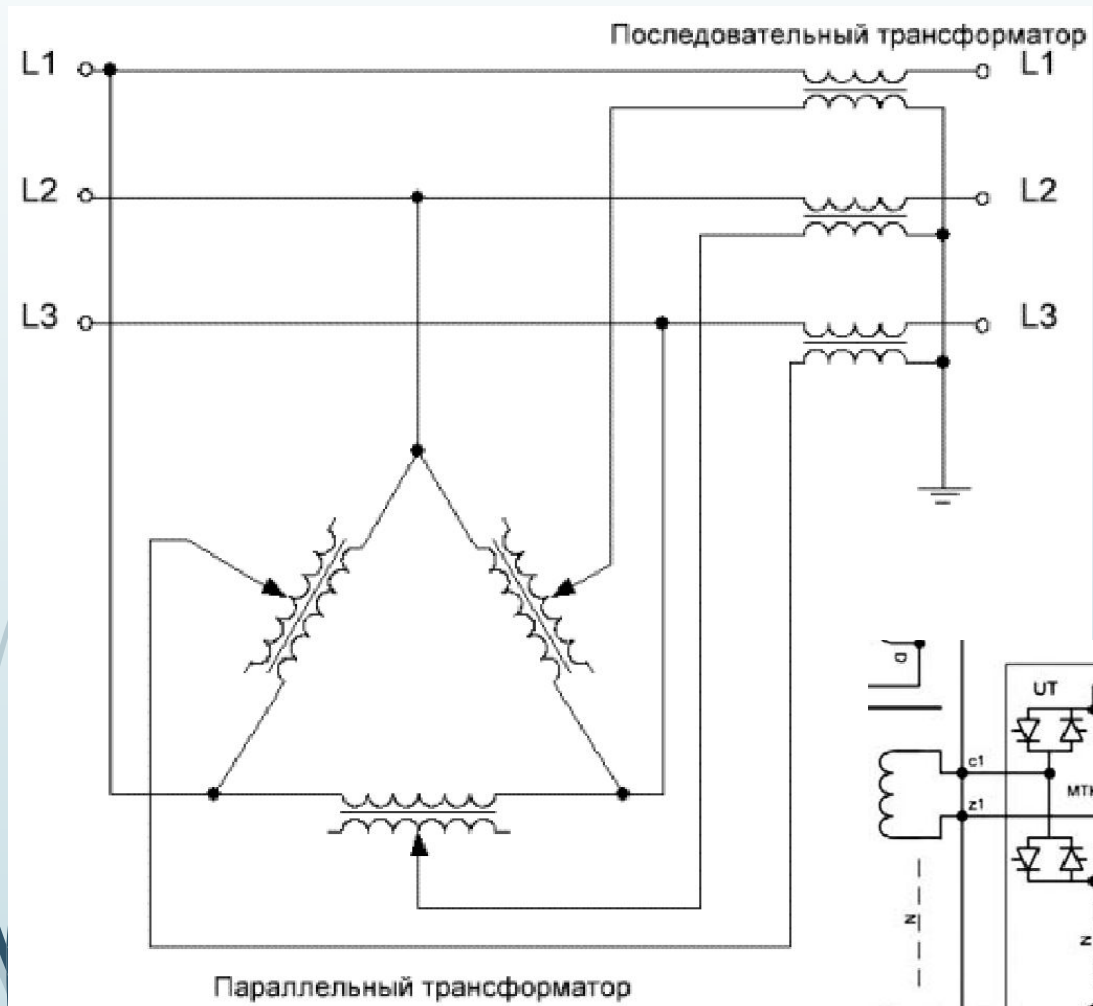


FACTS. Статический синхронный компенсатор (СТАТКОМ)

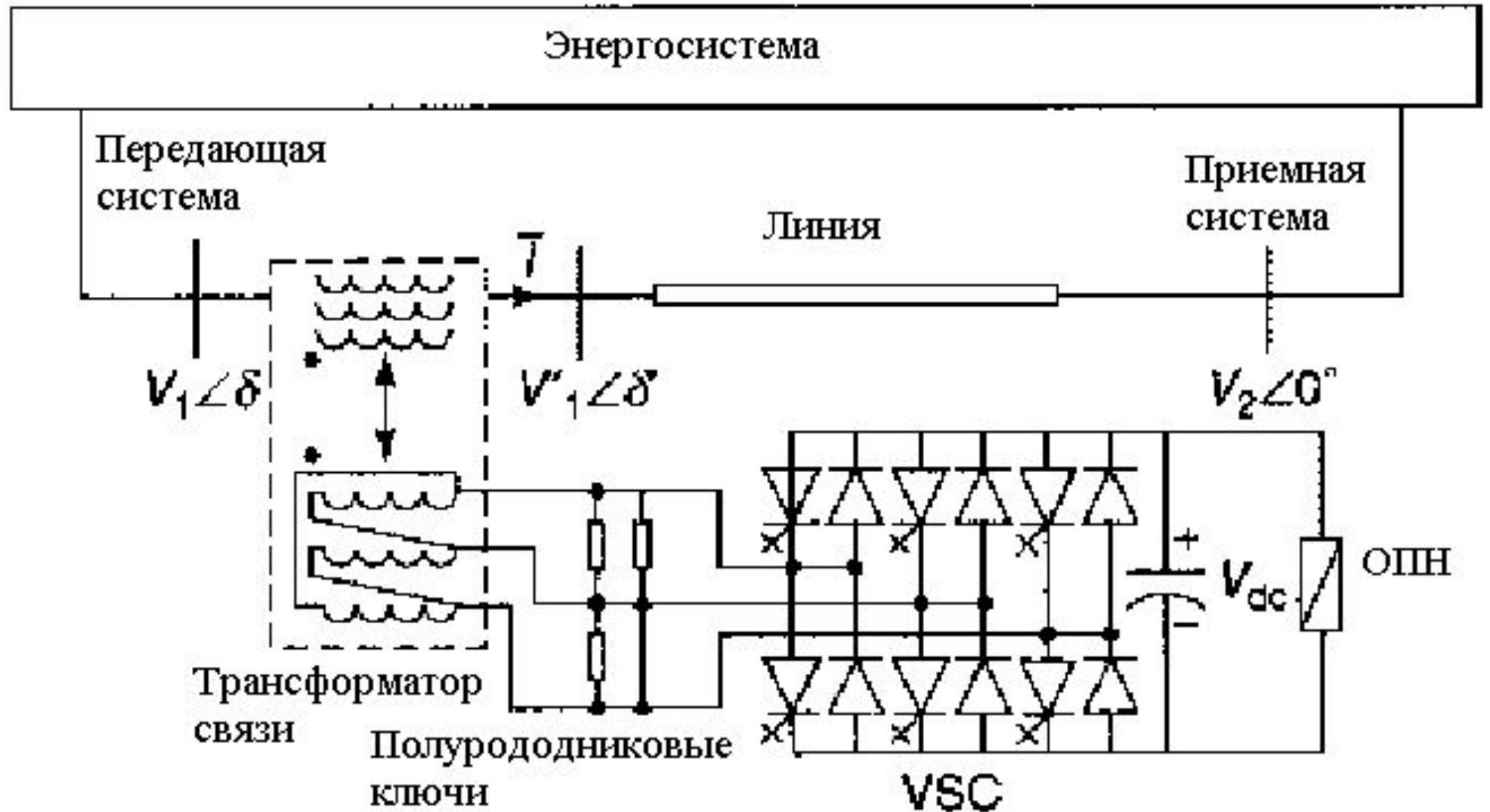
Вентильный зал СТАТКОМ



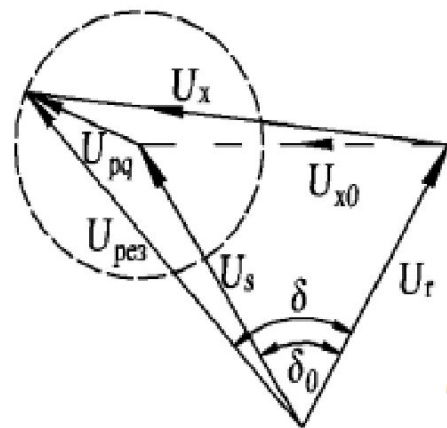
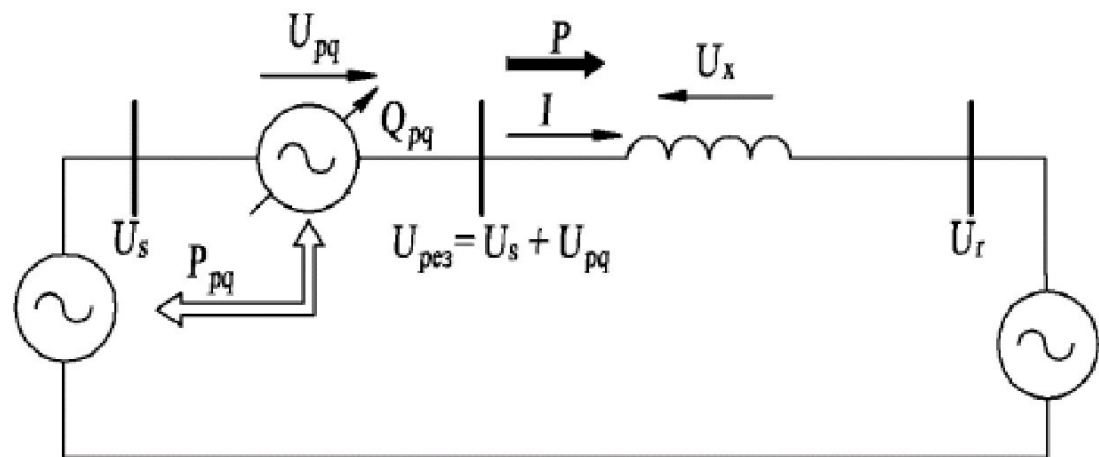
FACTS. Фазоворотные устройства (ФПУ).



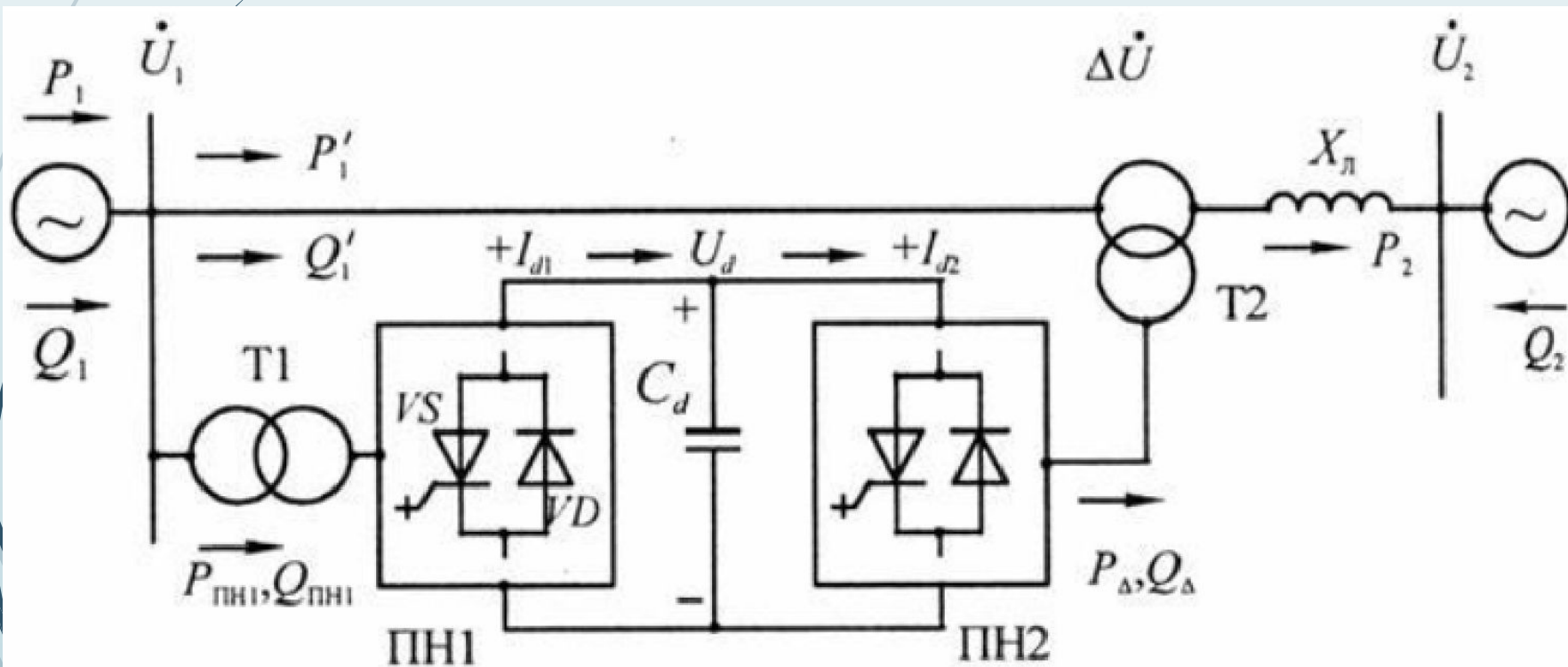
FACTS. Последовательный СТАТКОМ (ПСТАТКОМ)




FACTS. Объединенный регулятор перетока мощности (ОРПМ)



$$S = \frac{U_1 U_2}{X_L} \sin \delta + j \frac{U_1 (U_1 - U_2 \cos \delta)}{X_L}$$





РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Нормативно-технические документы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (АРЧМ) в энергосистемах РФ

В ЕЭС России регулирование частоты и активной мощности регламентируется следующими нормативно-техническими документами:

- национальный стандарт ГОСТ Р 55890-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности». Стандарт содержит требования к управляющим вычислительным комплексам централизованных систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России, си-стемам группового регулирования активной мощности гидравлических электростанций;
- стандарт Системного оператора «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования», 2012;
- межгосударственный стандарт ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», в котором перечислены показатели качества электрической энергии и допустимые пределы их отклонения;
- «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утв. Минэнерго РФ, 2003.

АРЧМ. Работа нерегулируемого генератора на выделенный район нагрузки

Оперативный баланс активных мощностей: $P_{\text{ген}} = P_{\text{потр}} + \Delta P_{\text{пот}}$,

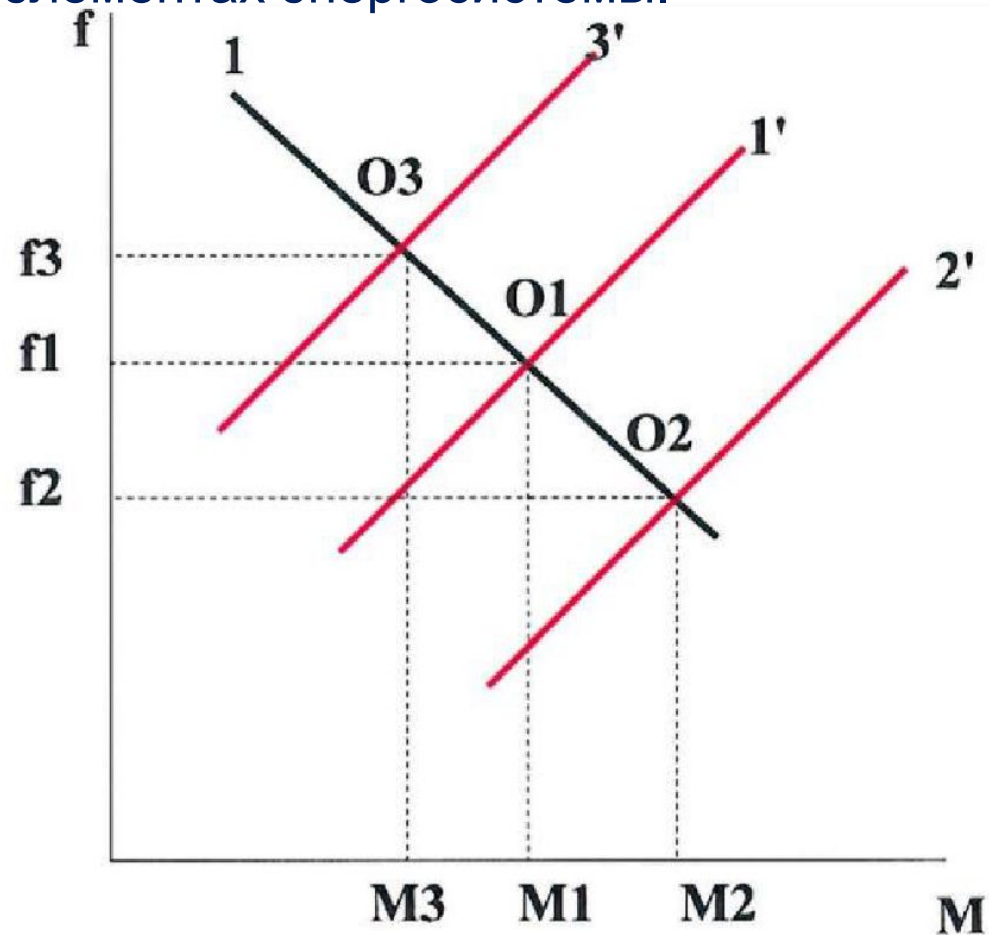
$P_{\text{ген}}$ – мощность генерирующих источников;

$P_{\text{потр}}$ – мощность электроприемников (потребителей);

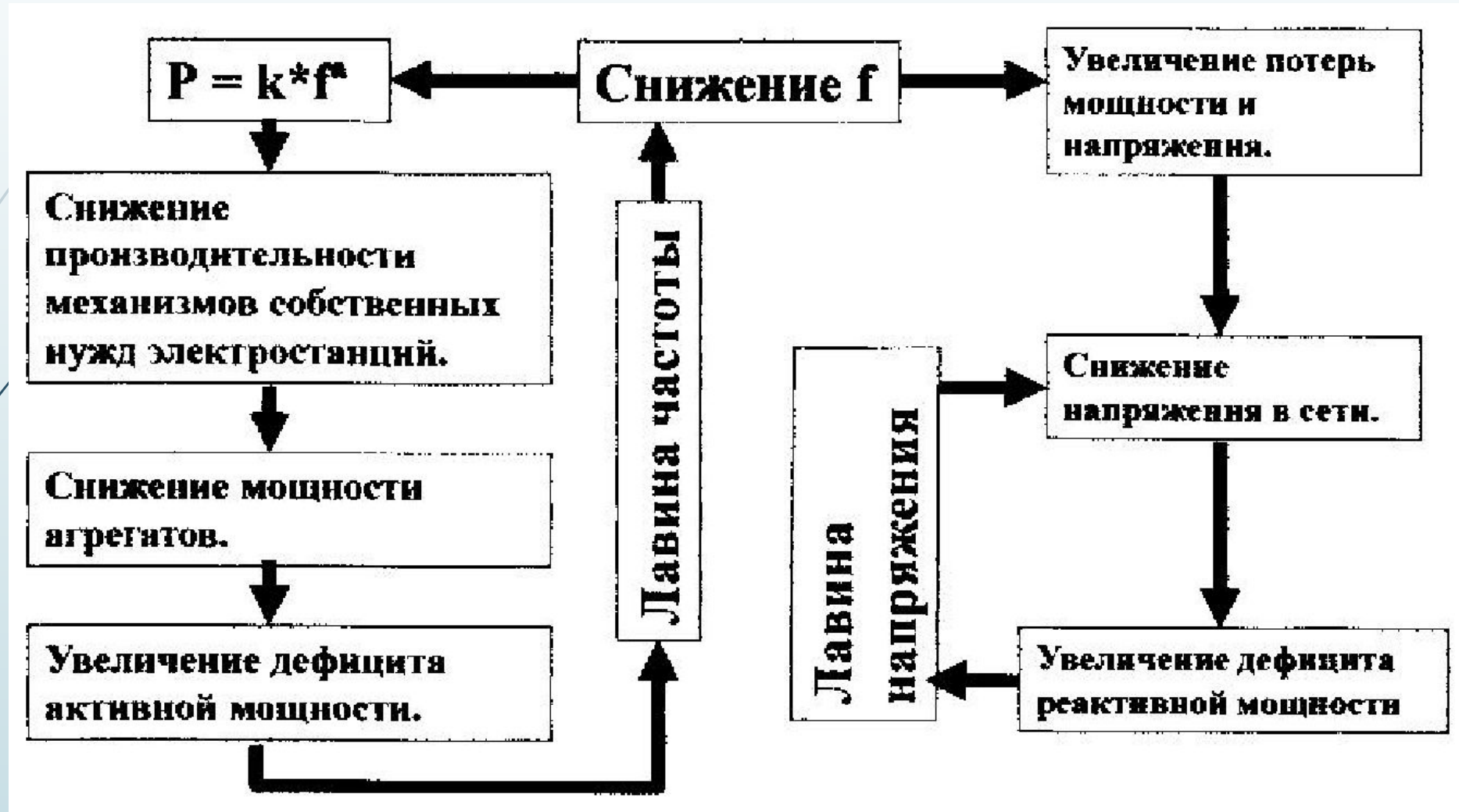
$\Delta P_{\text{пот}}$ – потери в элементах энергосистемы.

$$P_{\text{Г}} = P_{\text{потр.}}$$

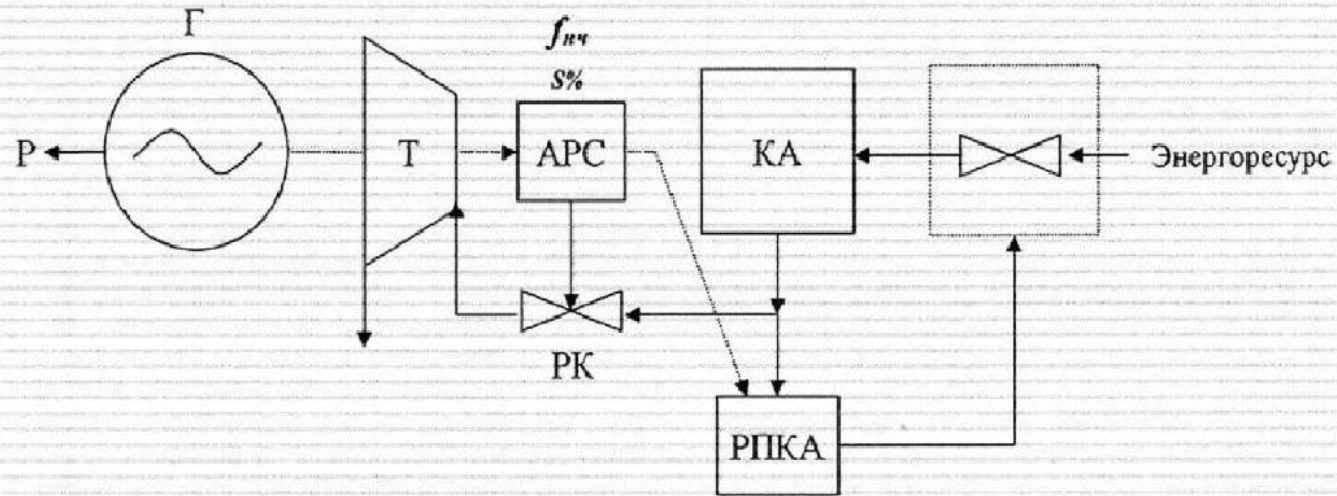
$$Kf = \Delta P / \Delta f$$



АРЧМ. «Лавина частоты»

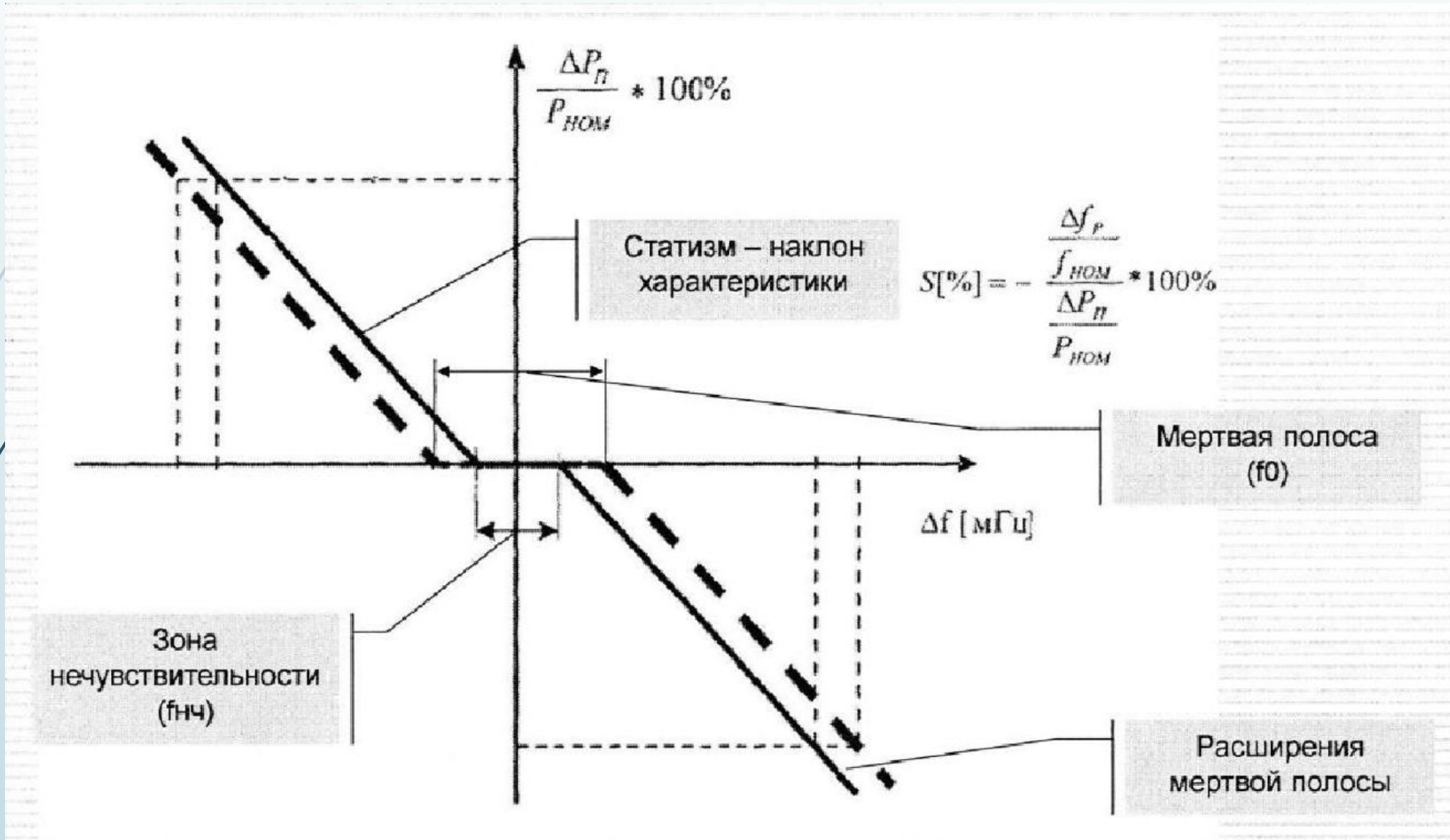


АРЧМ. Регулятор частоты вращения турбины

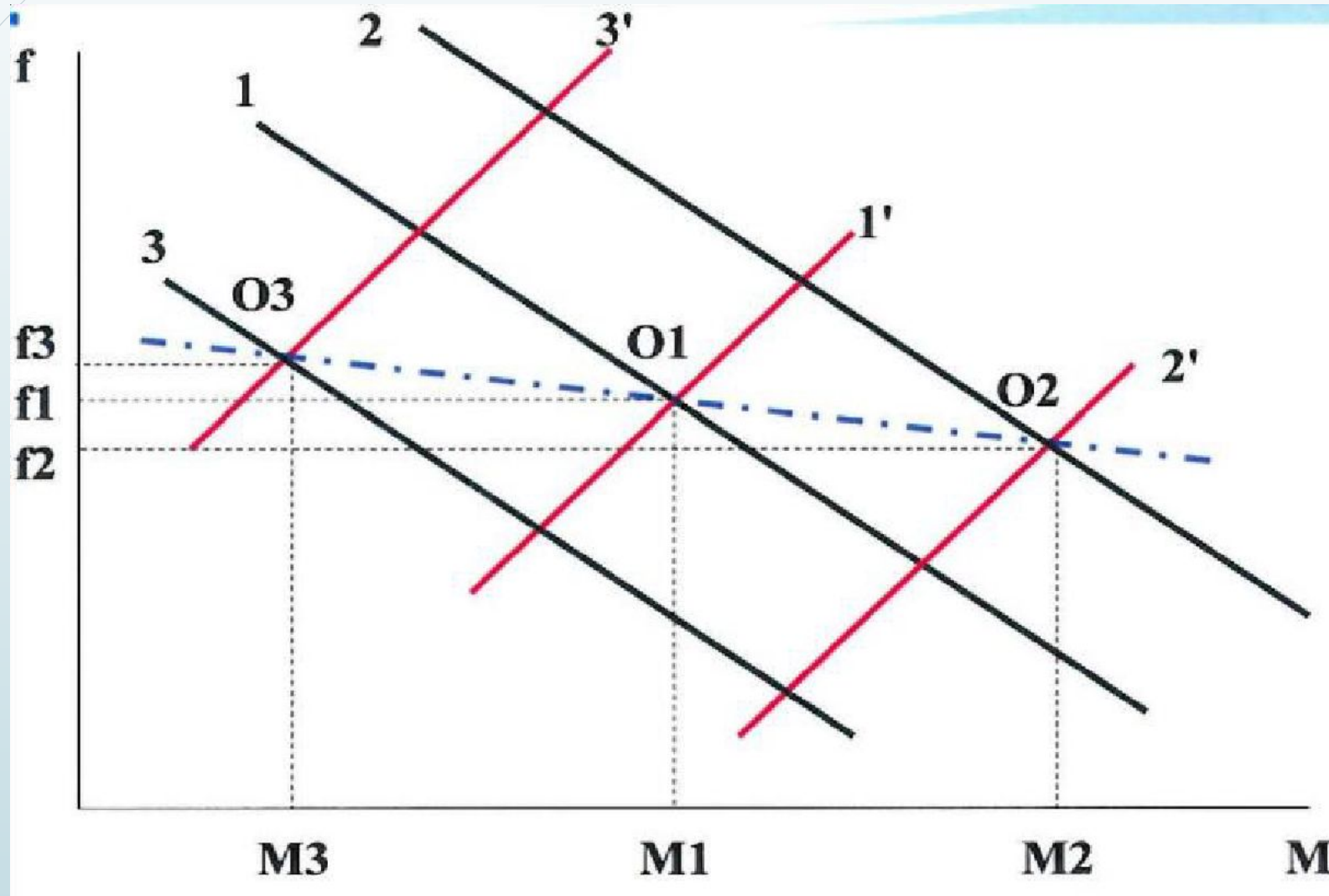


- **Г** - генератор; **Р** - отдаваемая им мощность;
- **Т** - турбина; **ПК** - регулирующие клапаны;
- **АРС** - автоматический регулятор скорости турбины;
- **КА** - котлоагрегат, реактор;
- **РПКА** - регулятор производительности котлоагрегата;
- **$f_{нч}$** ; **$S\%$** - зона нечувствительности по частоте и статизм **АРС** - параметры, определяющие меру участия в первичном регулировании.

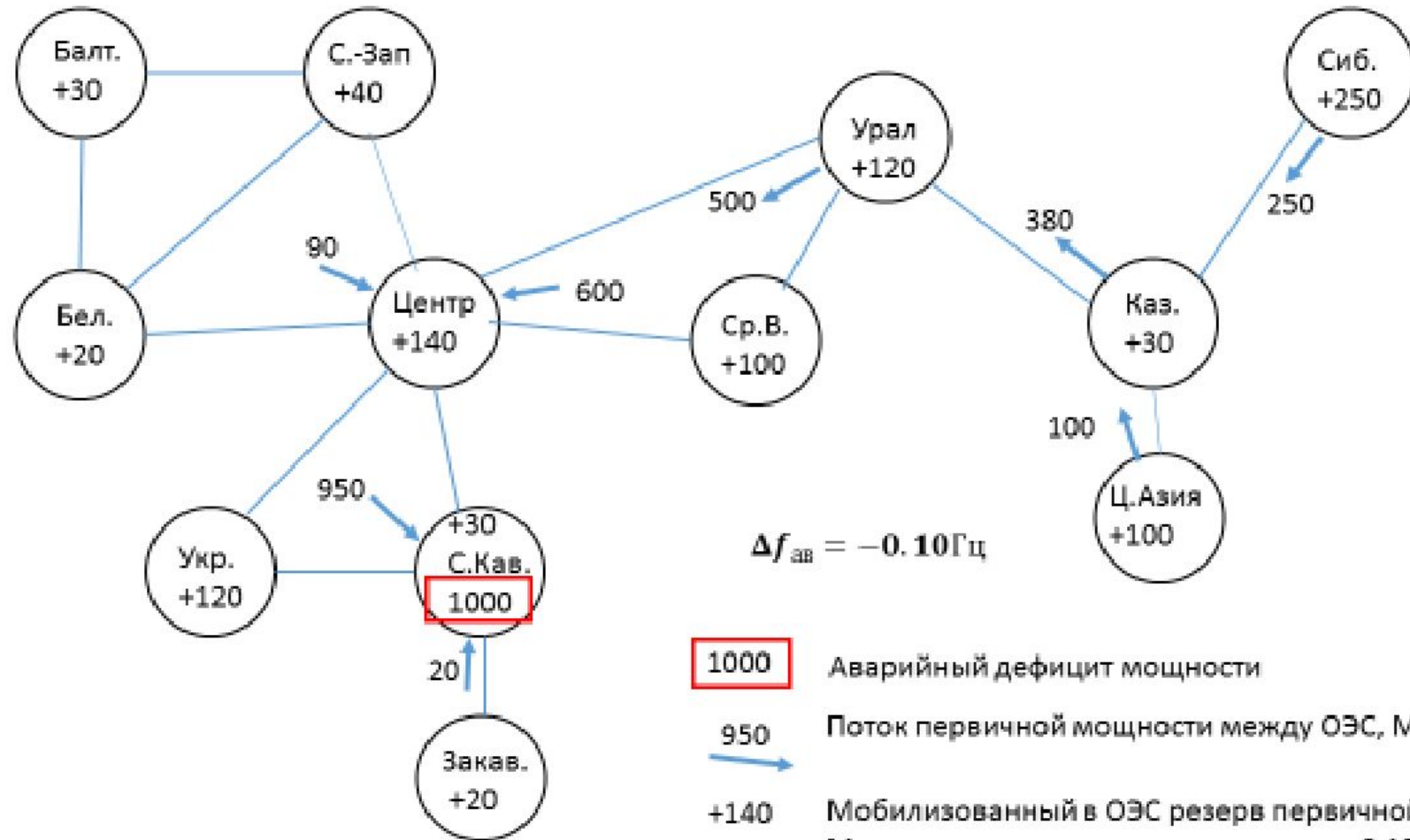
АРЧМ. Регулятор частоты вращения турбины



АРЧМ. Работа регулируемого генератора в энергосистеме



АРЧМ. Компенсация аварийного дефицита мощности в ЕЭС России.



- 1000** Аварийный дефицит мощности
- 950 Поток первичной мощности между ОЭС, МВт
- +140 Мобилизованный в ОЭС резерв первичной Мощности при понижении частоты на 0.10 Гц

АРЧМ. Первичное регулирование частоты

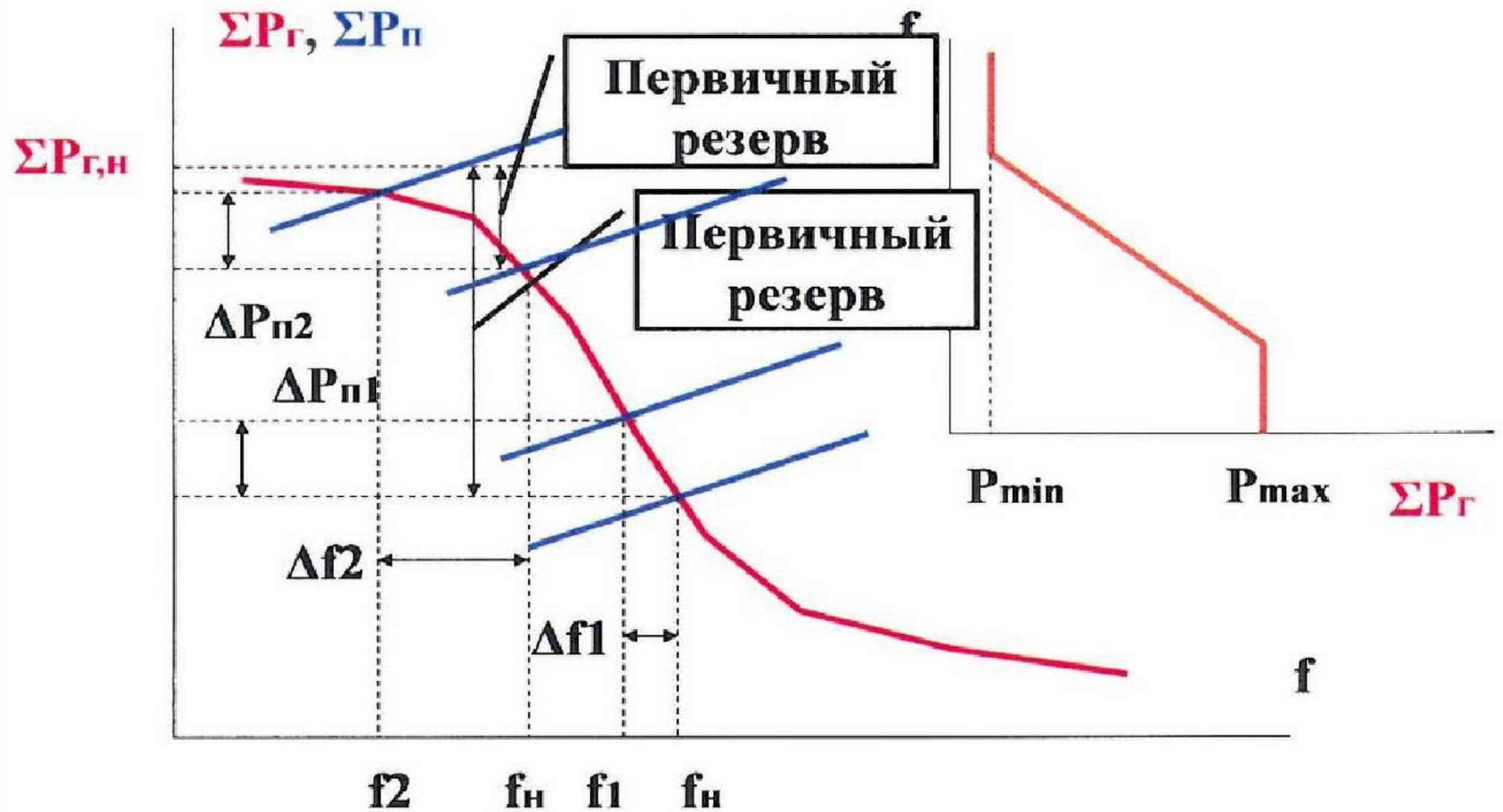
Первичное регулирование частоты (ПРЧ) — процесс автоматического изменения мощности генерирующего оборудования под действием только первичных регуляторов, вызванный изменением частоты и направленный на уменьшение этого изменения.

Резерв ПРЧ – максимальное значение первичной регулирующей мощности, которое может выдать турбоагрегат, электростанция, энергосистема при понижении (резерв на загрузку), либо повышении (резерв на разгрузку) частоты.

Общее первичное регулирование (ОПРЧ) - первичное регулирование, осуществляемое всеми электростанциями в пределах имеющихся в данный момент времени регулировочных возможностей систем первичного регулирования электростанций (энергоблоков) с характеристиками систем первичного регулирования, заданными действующими нормативами, и имеющее целью сохранение энергоснабжения потребителей и функционирования электростанций при значительных отклонениях частоты.

Нормированное первичное регулирование (НПРЧ) - первичное регулирование, осуществляемое в целях обеспечения гарантированного качества первичного регулирования и повышения надёжности энергообъединения выделенными электростанциями (энергоблоками) НПРЧ, на которых запланированы и постоянно поддерживаются резервы первичного регулирования, обеспечено их эффективное использование в соответствии с заданными для НПРЧ характеристиками (параметрами) первичного регулирования.

АРЧМ. Первичное регулирование частоты



АРЧМ. Вторичное регулирование частоты

Вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности начинается после действия первичного и предназначено для автоматического или оперативного восстановления заданного значения частоты или заданного значения внешнего перетока мощности.

Нижний уровень системы вторичного регулирования - электростанции, поддерживающие заданную диспетчерскими графиками мощность с коррекцией по частоте (для обеспечения участия в первичном регулировании частоты).

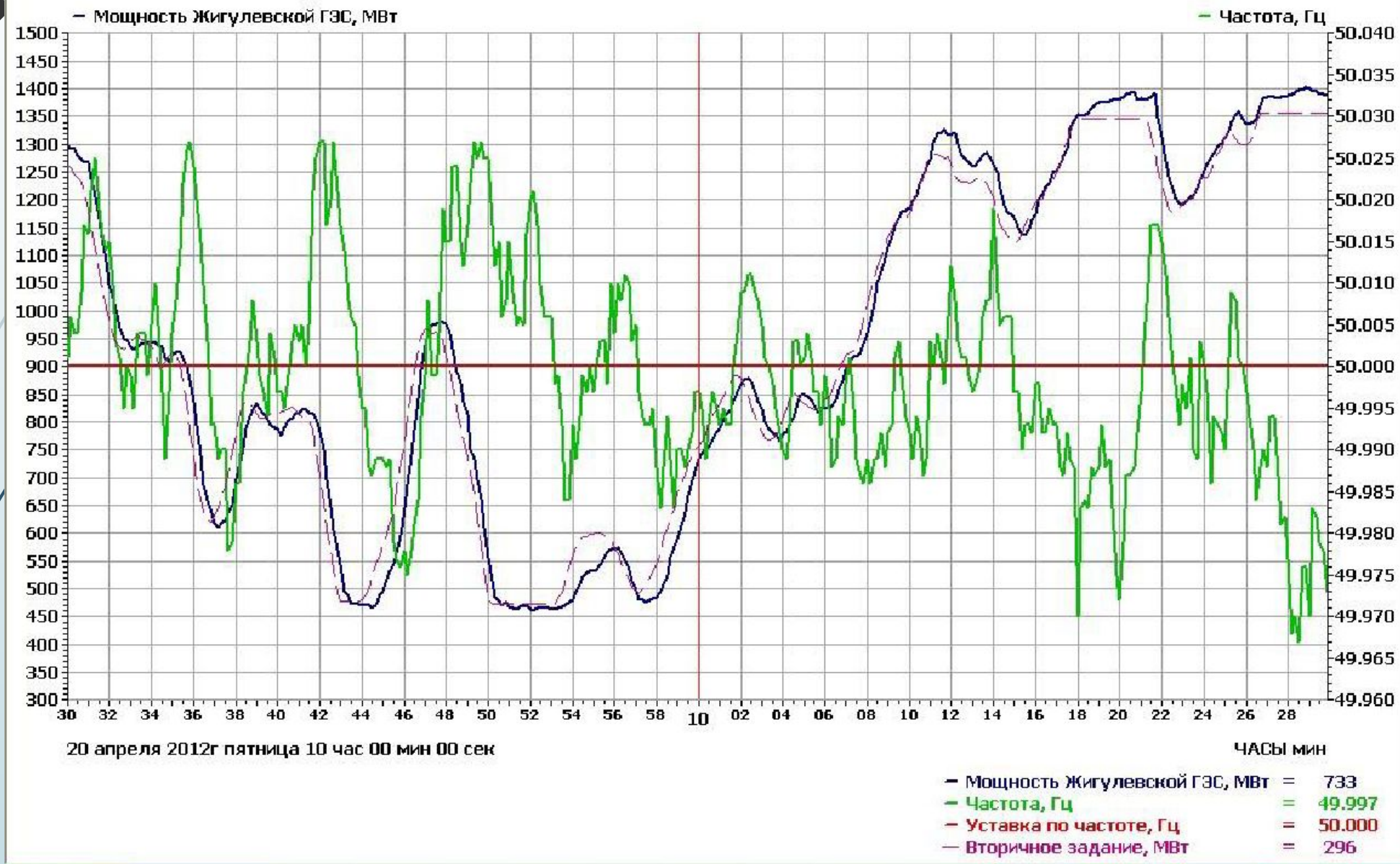
Средний уровень системы вторичного регулирования - объединённые энергосистемы (ОЭС):

- регулирующие свой плановый баланс – поддержание заданной диспетчерскими графиками обменной мощности со смежными энергосистемами с коррекцией по частоте (в тех же целях); или
- регулирующие частоту в своем регионе ведущей станцией со статизмом или блокировкой по обменной мощности.

Общее название системы автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков мощности - **АВРЧМ**.

Верхний уровень системы вторичного регулирования - Главный диспетчерский центр Системного оператора ЕЭС.

АРЧМ. Вторичное регулирование частоты



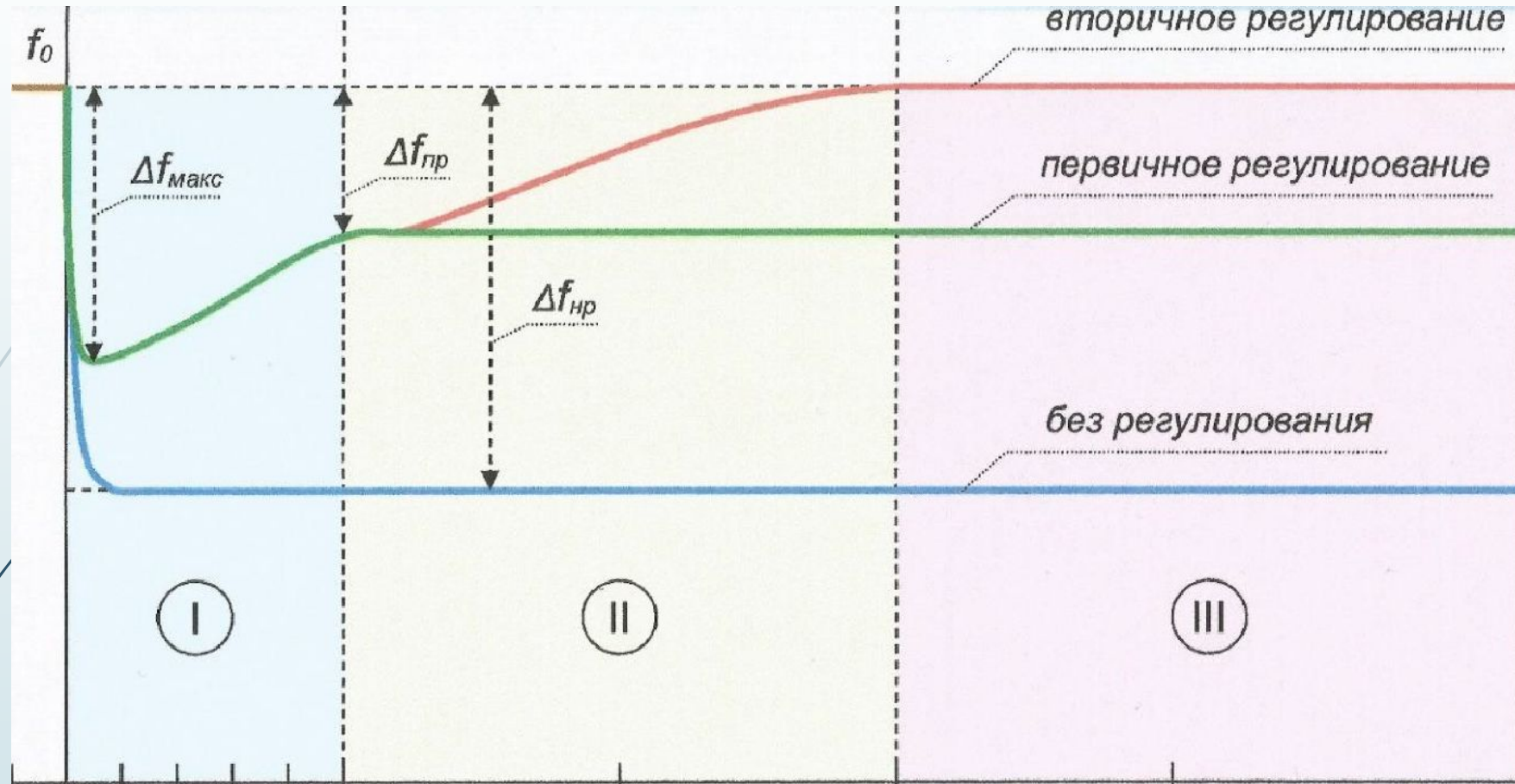
АРЧМ. Третичное регулирование частоты

Третичное регулирование — **оперативное** регулирование мощности специально выделенных электростанций третичного регулирования в целях восстановления вторичного резерва по мере его исчерпания, а также для осуществления оперативной коррекции режима в иных целях (например, для оптимизации распределения нагрузок между электростанциями при изменившейся нагрузке потребителей).

Резерв третичного регулирования - часть регулировочного диапазона генерирующего оборудования на загрузку или на разгрузку (соответственно резерв на загрузку и резерв на разгрузку), используемая для третичного регулирования.

К **«минутному резерву»** относится третичная регулирующая мощность, получаемая пуском/остановом гидроагрегатов (ГЭС, ГАЭС), переводом ГАЭС из генераторного в насосный режим и наоборот, загрузкой (разгрузкой) работающих газомазутных энергоблоков и энергоблоков АЭС в пределах регулировочного диапазона.

АРЧМ. Изменение частоты при ее регулировании



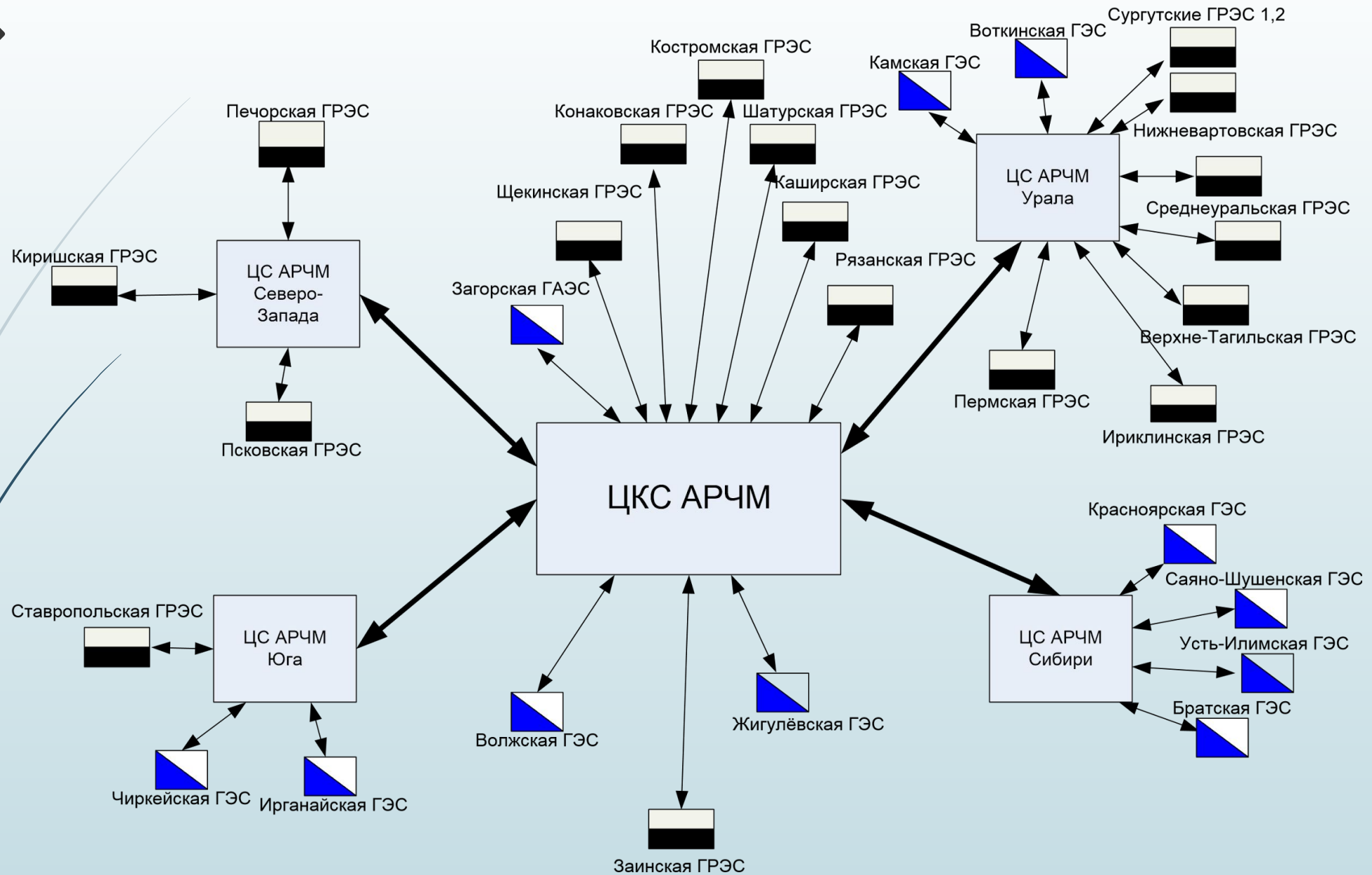
- I. Ограничение ($\Delta f_{\text{макс}}$) и снижение ($\Delta f_{\text{пр}}$) отклонения частоты до безопасной величины первичным регулированием
- II. Восстановление нормальной частоты вторичным регулированием и ослабление действия первичного регулирования
- III. Восстановление истраченного вторичного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

Состав и структура системы АВРЧМ ЕЭС

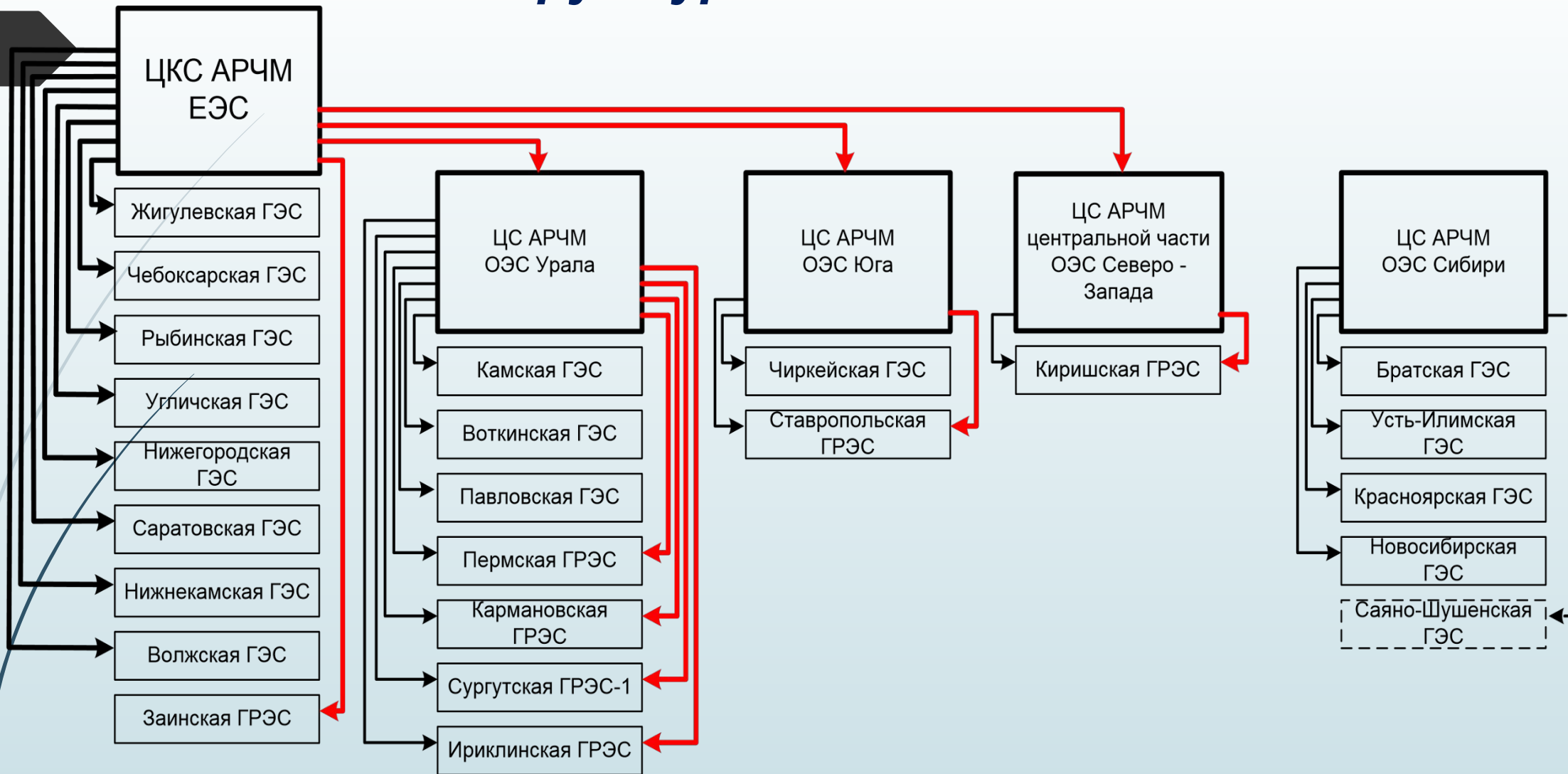
Система АВРЧМ является централизованной иерархически и территориально распределенной системой. Согласно требованиям Национального Стандарта, система АВРЧМ ЕЭС (ОЭС) состоит из следующих сегментов:

- программно-аппаратных управляющих комплексов (ПАК) центральной координирующей системы (ЦКС) АРЧМ с регуляторами, установленной в ГДЦ (ЦДУ), и центральными системами (ЦС) АРЧМ с регуляторами, установленными во всех ОДУ;
- общестанционных систем АРЧМ на подключенных к ЦКС или ЦС АРЧМ электростанциях автоматического вторичного регулирования;
- систем автоматического регулирования (САР) частоты и мощности на генерирующем оборудовании;
- системы сбора и передачи информации команд телерегулирования (ССПИ АРЧМ), обеспечивающей ПАК необходимой информацией о режимах работы ЕЭС (ОЭС) и электростанций АРЧМ и передачу команд телерегулирования от ПАК ЦКС (ЦС) АРЧМ до САР генерирующего оборудования.

Состав и структура системы АВРЧМ ЕЭС (на 2020 г.)



Состав и структура системы АВРЧМ ЕЭС



- Управление от ЦКС АРЧМ ЕЭС
- Управление энергоблоками ТЭС от ЦКС АРЧМ ЕЭС
- Управление от ЦС АРЧМ ОЭС
- - - - - Управление от ЦС АРЧМ ОЭС Сибири выведено до восстановления ГА

АВРЧМ. Программное обеспечение (ПО)

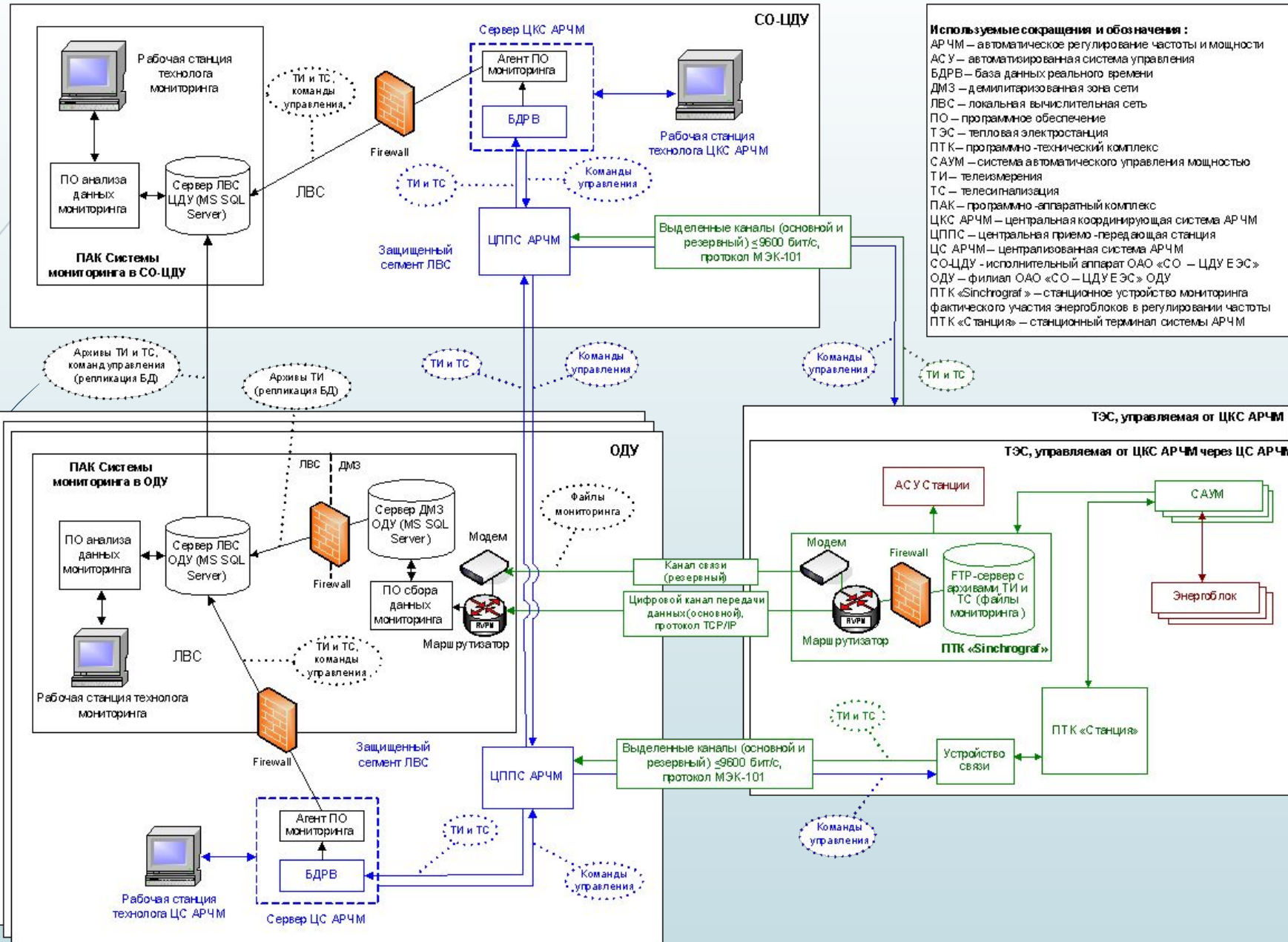
К программному обеспечению автоматического вторичного регулирования частоты и мощности предъявляются весьма высокие требования, потому что:

- величина отклонения частоты от номинальной является важнейшим показателем степени надежности ЕЭС,
- должна быть обеспечена многофункциональность ПАК АРЧМ.

В управляющих вычислительных комплексах ЦКС и ЦС АРЧМ предусматриваются:

- настройка регуляторов частоты и перетоков активной мощности для реализации требуемого качества и быстродействия АВРЧМ;
- задание в регуляторах частоты и перетоков активной мощности ограничений для каждой ГЭС по величине вторичного задания ГЭС и скорости его изменения, согласованных с допустимыми параметрами изменения мощности гидроагрегатов;
- задание коэффициентов долевого участия каждой ГЭС;
- блокировка централизованного управления для каждой электростанции при фиксации неисправностей с соответствующим пересчетом долей остальных электростанций, участвующих в АРЧМ.

Архитектура системы АВРЧМ в ЕЭС России



Интерфейс контроля перетока в опасных сечениях

06.1.18.01.2005 12:46:09) Контроль перетоков опасных сечений ОДУ Сер...

Сечение	Ток	Макс	Загр	Разгр	
Центр, Украина - С.К.	В Р →	797	1180	1804	1741
Украина - С.К.	Р →	487	1099	1741
С.К. - Р	Р →	177	1521	1573
Ю.Г.	О Р →	1454	2450	1521	1573
РЭ - КЭ	О Р →	456	1519	1573
КЭ - РЭ	Р ←	307	1519	1573
ЗАПАД	О Р ←	42	720	1521	1273
ВЛ-507, 502, 330-21	Р →	683	700	1519	1573
ВЛ-507, 01, 17	В Р →	1208	1400	1371	673
ВЛ-29 + 06/07	В Р →	492	500	970	345
ВЛ-330 Дербентская	↓	219	300		
ВЛ-29+06/07+Дербент	В Р →	273	700	970	345
Центр - СК 1	→	310	0		
Центр - СК 2	Р →	1302			
Генерация ВдАЭС	Р ←	1019	0		

Создание оборудования

Сечение: Все
 Тип оборудования: Все
 Состояние: Все

Тип	Название		
ЛЭП 500кВ	ВдАЭС-Южная	•	●
ЛЭП 500кВ	ВЛ-501 (СГРЭС-Центральная)	•	●
ЛЭП 500кВ	ВЛ-502 (СГРЭС-Тиморец)	•	●
ЛЭП 500кВ	ВЛ-505 (ВдАЭС-Тиморец)	•	●
ЛЭП 500кВ	ВЛ-507 (ВдАЭС-Буденновск)	•	●
ЛЭП 500кВ	ВЛ-509 (Шахты-ВдАЭС)	•	●
ЛЭП 500кВ	Волга-Южная	•	●
ЛЭП 500кВ	Победа-Донбасс	•	●
ЛЭП 500кВ	Шахты-Победа	•	●
ЛЭП 330кВ	«Дербентская» (Дербент-Ялма)	•	●
ЛЭП 330кВ	ВЛ-330-01 (Армавир-НГРЭС)	•	●
ЛЭП 330кВ	ВЛ-330-05 (Моздок-Прохладная)	•	●
ЛЭП 330кВ	ВЛ-330-06/07 (Владикавказ-2 - Черконт-330)	•	●
ЛЭП 330кВ	ВЛ-330-08 (Черконт-Махачкала)	•	●
ЛЭП 330кВ	ВЛ-330-09 (Дербент-Махачкала)	•	●
ЛЭП 330кВ	ВЛ-330-12 (ГЭС-4-Старополь-330)	•	●
ЛЭП 330кВ	ВЛ-330-14 (СГРЭС-Армавир)	•	●
ЛЭП 330кВ	ВЛ-330-15 (СГРЭС-Армавир)	•	●

Видеокарта: GeForce 4

Центр, Украина - С.К.

Тип	Название	Загр	Разгр
АЭС	Волгодонская	0	
ГРЭС	Новочерасская	345	5
ГРЭС	Старопольская	150	600
ГРЭС	330кВ Новонольсская	25	318

Программное обеспечение системы АВРЧМ (ПО)

