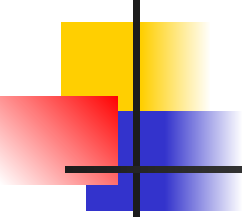


Лекция № 3

АСДУ



1921

Отправная точка в истории развития системы оперативно-диспетчерского управления в стране. В декабре Управлением объединенных государственных электростанций Московского района введено «Положение о мерах по координированию параллельной работы электрических станций» — документ, ставший основой для создания системы оперативно-диспетчерского управления как технологической структуры электроэнергетики.

Р. С. Ф. С. Р.
Главлентро В. С. Н. Х.
УПРАВЛЕНИЕ
ОБЪЕДИНЕННЫМИ ГОСУДАРСТ-
ВЕННЫМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ
СТАНЦИЯМИ
МОСКОВСКОГО РАЙОНА

Отдел

Чит. Фел

17. XII 1921
№ 8310

Москва, Раушская набережная, 8.
Тел. №№ 5-12-00 Коммунальн
и 2-31-49 Председател

Ст. "Диспетчеризации"
Исх. № 101
Павловской
Шатурской
Ореховской

Управление ОГЭС Московского Района препровождает при сем календарь распределения нагрузки на Декабрь месяц с.г. и положения о мерах координирования параллельных работ Эл. станций.

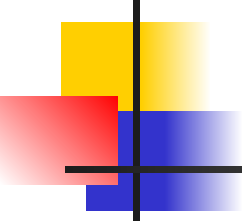
Станциям предлагается в точности придерживаться указанного календаря и руководствоваться инструкцией. Если почему либо станция заранее предвидит невозможность для себя исполнения программы, она должна тотчас же сообщать об этом Районному Правлению с доложением причин.

От всяких отклонений от заданий календаря во время текущей работы станция обязана немедленно извещать дежурного по Об"единению инженера, который ведет соответствующий журнал.

Каждая станция должна принимать все зависящие от нее меры к тому, что бы выполнить программу задания.

Председатель Управления ОГЭС
Моск. Района:

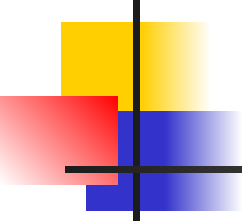
С.И.



1926



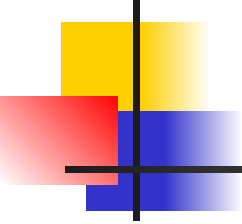
Организована первая в стране диспетчерская служба, осуществляющая управление режимами Московской энергосистемы из диспетчерского пункта, оборудованного диспетчерским щитом с мнемонической схемой энергосистемы и диспетчерской связью с энергообъектами. В том же году создана диспетчерская служба Ленинградской энергосистемы.



1930



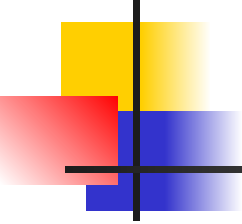
Начало создания региональных энергосистем. В 1935 году в стране функционировало 18 энергосистем, управление режимами которых осуществлялось из диспетчерских пунктов. Наиболее крупными из них были Московская, Ленинградская, Днепровская, Донецкая и Уральская энергосистемы.



1940



С сооружением первой межсистемной связи 220 кВ Днепр — Донбасс было сформировано Объединенное диспетчерское управление Южной энергосистемы (ОДУ Юга) с единой диспетчерской службой.

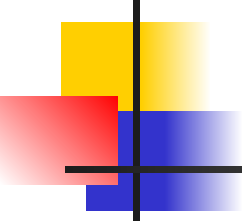


1942



Великая Отечественная война и эвакуация промышленных предприятий на восток ускорила развитие энергетики Урала, который стал основной энергетической базой страны.

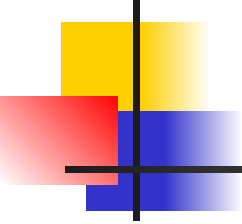
В 1942 году для оперативного управления Свердловской, Челябинской и Пермской энергосистемами было создано Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Урала (ОДУ Урала).



1946



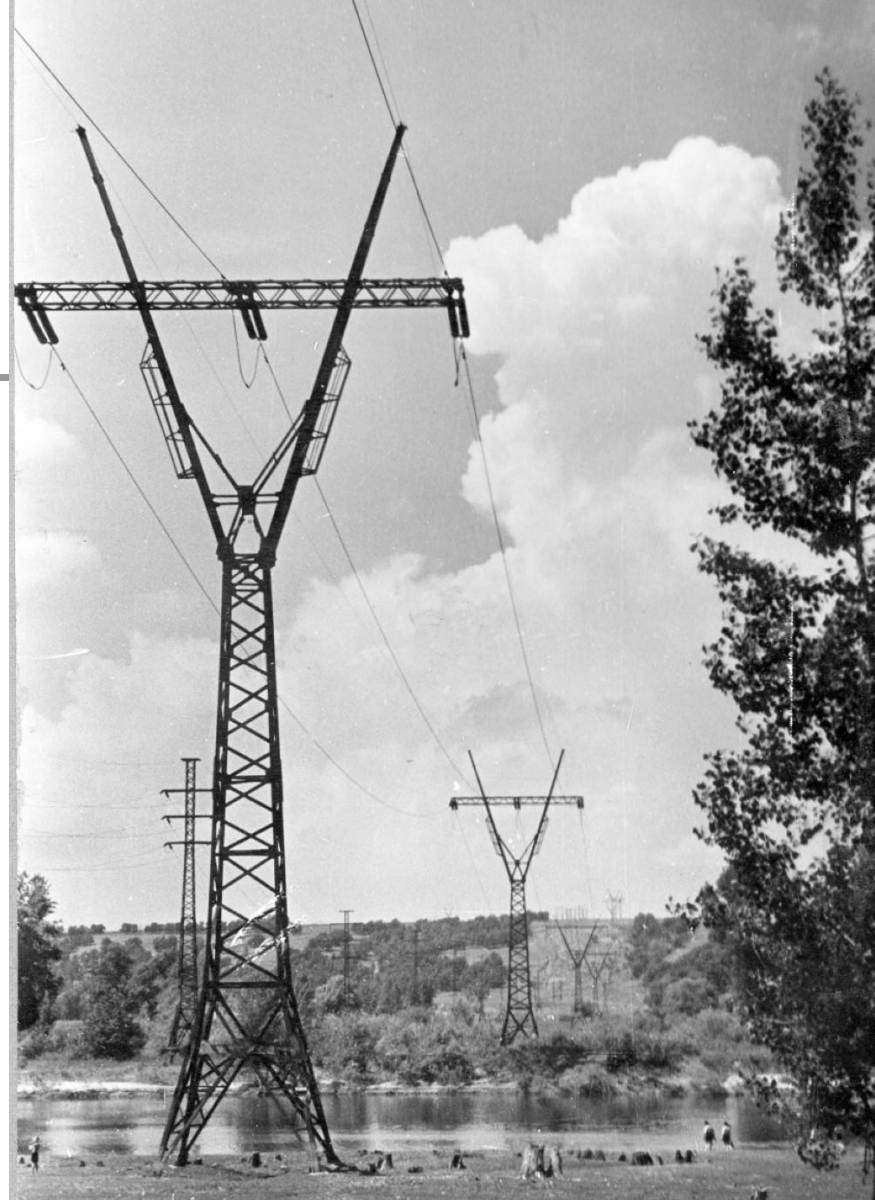
Для оперативного управления формировавшейся Объединенной энергосистемой Центра было создано ОДУ Центра, осуществлявшее руководство параллельной работой Московской, Горьковской, Ивановской и Ярославской энергосистем.

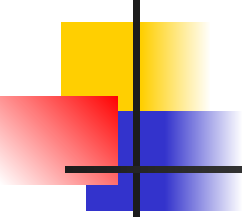


1956

Включение под нагрузку 30 апреля южной цепи строящейся электропередачи 400 кВ Куйбышев – Москва.

Начало формирования Единой энергетической системы Европейской части страны.

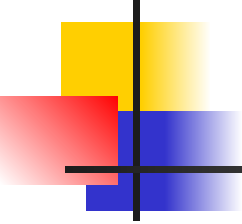




1957

В августе в соответствии с постановлением правительства ОДУ Центра было преобразовано в ОДУ ЕЭС Европейской части СССР. ОДУ было наделено функциями оперативно-технического, планового и режимного диспетчерского управления электроэнергетикой европейской части страны и подчинено Союзглавэнерго при Госплане СССР.

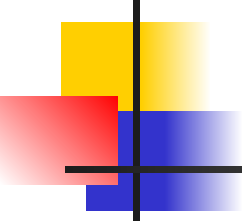




1960



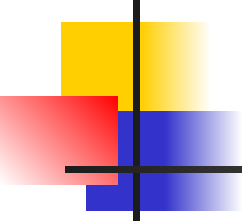
Образованы ОДУ Средней Волги и ОДУ Сибири.



1967

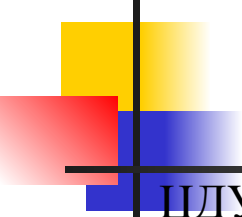


ЕЭС вышла за пределы европейской части страны, что привело к необходимости создания Центрального диспетчерского управления (ЦДУ) ЕЭС СССР.



1978

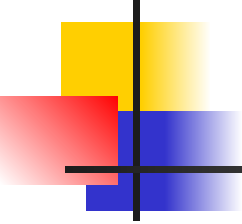
На параллельную работу с ЕЭС присоединилась ОЭС Сибири. Начата параллельная работа ЕЭС СССР и ОЭС стран – членов Совета экономической взаимопомощи (СЭВ). С включением в состав ЕЭС СССР Объединенной энергосистемы Сибири было создано уникальное межгосударственное объединение энергосистем социалистических стран с установленной мощностью около 400 ГВт, охватывающее территорию от Берлина до Улан-Батора.



1987

ЦДУ ЕЭС СССР превратилось в четко действующий оперативно-диспетчерский орган управления, охватывающий десять объединенных энергосистем, которыми управляли Объединенные диспетчерские управления. В составе ЕЭС СССР параллельно работали 88 региональных энергосистем Советского Союза из 102, кроме того, параллельно с ЕЭС работали энергосистемы стран – членов СЭВ: Болгарии, Венгрии, ГДР, Польши, Румынии и Чехословакии. Несинхронно с ЕЭС СССР (через вставку постоянного тока) работала энергосистема Финляндии. От сетей ЕЭС СССР осуществлялось также энергоснабжение потребителей ряда других стран Европы и Азии: Норвегии, Турции, Афганистана, Монголии. В таком виде энергосистема работала вплоть до начала 90-х годов – до тех пор, пока в СССР и странах СЭВ не начались процессы реформирования государственного строя.

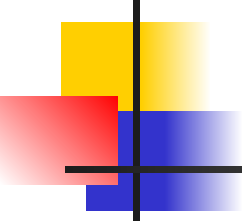
В 1992 году, после прекращения деятельности Министерства энергетики и электрификации СССР, подчиненные ему предприятия и организации, расположенные на территории Российской Федерации, переданы в ведение Министерства топлива и энергетики Российской Федерации, и ЦДУ ЕЭС СССР переименовано в ЦДУ ЕЭС России.



1993



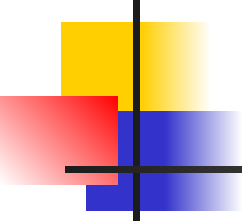
ЦДУ и ОДУ вошли в структуру Российского акционерного общества энергетики и электрификации «ЕЭС России».



2002



17 июня произошло объединение диспетчерских служб в единую самостоятельную организационную структуру. Было создано Открытое акционерное общество «Системный оператор – Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы России», в состав которого в течение последующих шести лет вошли ОДУ и диспетчерские службы, выделенные из АО-энерго, в виде объединенных и региональных диспетчерских управлений.

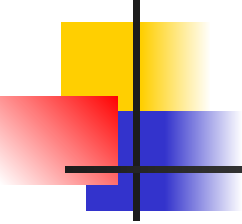


2008

6 февраля ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС России» в связи с качественными изменениями задач и полномочий переименовано в Открытое акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы».

К 1 ноября функции оперативно-диспетчерского управления были переданы филиалам Системного оператора на всей территории ЕЭС России. Таким образом, в полном соответствии с требованием законодательства Системный оператор завершил создание единой вертикали оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России и принял на себя функции единоличного управления режимами энергосистемы.

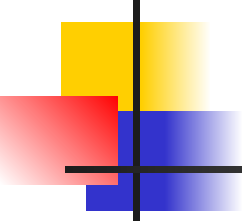
Частотный эффект



Обусловлен меньшим влиянием на значение частоты отдельного энергоблока или крупного потребителя по сравнению с относительно малой ЭЭС. При аварийном отключении даже крупного энергоблока общее снижение частоты в большом энергообъединении обычно не выходит за рамки стандарта и не требует отключения потребителей.

Благодаря этому частотный эффект позволяет практически не ограничивать по системным требованиям единичную мощность турбин, генераторов, ЛЭП, а выбирать их исходя из оптимальных условий по техническим возможностям, экологическим ограничениям и др. В результате на всей территории ЕЭС стало возможным применение высокоэкономичных энергоблоков 300—1200 МВт на ТЭС и энергоблоков 1000—1500 МВт на АЭС и строительство электростанций мощностью 4—6 ГВт. По оценкам повышение единичной мощности агрегатов и электростанций примерно в 2 раза снижает затраты на единицу мощности примерно на 20 % и удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию (ЭЭ) до 5 %.

Мощностный эффект

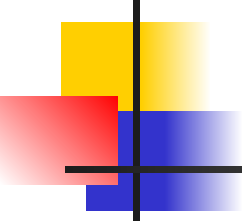


Мощностный эффект определяет снижение потребности в установленной мощности электростанций при объединении ЭЭС за счет следующих факторов:

1) Совмещение максимумов нагрузки, которое происходит в результате разницы в пояском времени и конфигурации графиков нагрузки; причем даже в одном часовом поясе имеет место существенное сокращение максимума нагрузки из-за различных режимов электропотребления в промышленности, коммунально-бытовом секторе, сельском хозяйстве, транспорте, из-за разной структуры потребителей электроэнергии, а также в результате несовпадения погодных условий и влияния широты местности на наступление максимумов нагрузки.

2) Сокращение оперативного резерва. В совместно работающих ЭЭС оно обусловлено малой вероятностью совпадения аварийных ситуаций сразу в нескольких ЭЭС.

3) снижение мощности резерва для проведения капитальных ремонтов, которое обуславливается различиями между ОЭС по плотности графиков годовых режимов электропотребления и по структуре генерирующих мощностей.

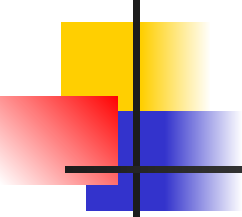


4) «рыночный» резерв. Как показывает опыт стран с рыночной экономикой неравномерность и неопределенность годовых приростов электропотребления в ЭЭС таких стран существенно выше, чем рассчитанных по нормативам для плановой экономики.

5) повышение гарантированной мощности ГЭС. Гарантированная мощность ГЭС определяется по маловодному году с 95 %-ной обеспеченностью. В ЕЭС суммарная гарантированная мощность ГЭС увеличивается (по сравнению с суммой гарантированных мощностей отдельных ГЭС и их каскадов) в результате асинхронности стока по различным речным бассейнам (несовпадение маловодных лет) и компенсационного регулирования, т.е. использования сибирских водохранилищ с многолетним регулированием в интересах всей ЕЭС России, а не только ОЭС Сибири.

В целом за счет перечисленных составляющих мощностного эффекта до 2010 г. в границах ЕЭС бывшего СССР снижение потребности в установленной мощности оценивается в 6—7 %. В более отдаленной перспективе с учетом расширения границ энергообъединения за счет подключения ОЭС Востока и ЭЭС государств Средней Азии потребность в установленной мощности за счет рассматриваемого эффекта могла бы быть снижена примерно на 10 %.

Структурный эффект

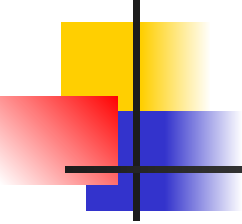


Структурный эффект складывается за счет следующих составляющих:

1. Строительство электростанций в местах дешевых, но плохо транспортируемых энергетических ресурсов. Целесообразность этого определяется более высокой экономичностью электронного транспорта низкосортных топливных ресурсов по сравнению с другими видами транспорта энергии;
2. Использование пиковой или свободной мощности ГЭС за пределами ОЭС, в которых они расположены, что позволяет сократить в целом по ЕЭС ввод дорогих ГАЭС или ГТУ, сжигающих газ;
3. Строительство электростанций в регионах с наиболее благоприятными экологическими условиями.

Реализация структурного эффекта в ЕЭС приводит к возникновению балансовых перетоков мощности и электроэнергии между ОЭС.

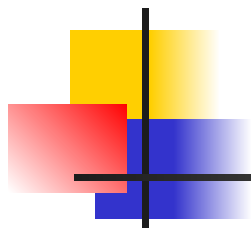
Режимный эффект



Режимный эффект обеспечивает повышение экономичности использования энергоресурсов за счет оптимизации режимов работы электростанций в целом по ЕЭС,

т.е. преимущественной загрузки электростанций с наиболее совершенным оборудованием, обеспечения ему по возможности базисного режима работы; вывода в резерв (в том числе в холодный) в летние месяцы старого оборудования, имеющего малую единичную мощность и низкие параметры пара и как следствие высокие расходы топлива.

В совместно работающих ОЭС происходит совмещение не только максимумов, но и минимумов нагрузки. В результате суммарный график нагрузки по ЕЭС оказывается более плотным, чем у ЭЭС, работающих изолированно. Это повышает экономичность работы оборудования благодаря более равномерной его загрузке и уменьшению числа остановов агрегатов в ночные часы. В целом по ЕЭС удельные расходы топлива ниже, чем у изолированно работающих ЭЭС.

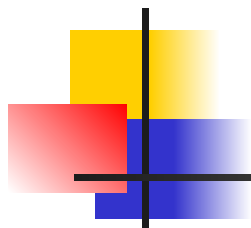


Экономичность работы ЭЭС в составе ЕЭС повышается также за счет преимущественной загрузки электростанций, использующих недефицитные, относительно дешевые виды топлива.

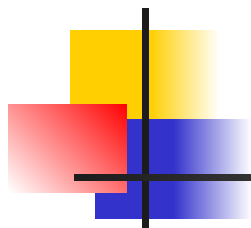
Экологический эффект заключается в улучшении экологической ситуации при неблагоприятных метеорологических условиях в результате сокращения на это время выработки электроэнергии и соответственно вредных выбросов и получения ее из других районов, где для выработки электроэнергии нет экологических противопоказаний.

Адаптивный эффект, который представляет собой способность ЕЭС лучше приспособливаться к изменению внешних условий по сравнению с каждой из входящих в ее состав ОЭС.

Дополнительные эффекты



1. Использование дополнительной энергии ГЭС в годы большой водности. В средневодный год в ОЭС Сибири производство ЭЭ на ГЭС существенно превышает ее выработку в маловодный год. Так, на уровне 2000—2010 гг. разница может составить более 10 млрд кВт • ч. При использовании этой дополнительной ЭЭ в других ОЭС можно сберечь дефицитное и дорогое топливо;
2. Повышение надежности и качества электроснабжения, поскольку аварийные отключения крупных энергоблоков и даже электростанции не приводят к отключению потребителей благодаря взаимопомощи ОЭС. Параллельная работа электростанций, входящих в ЕЭС, обеспечивает поддержание более стабильных уровней частоты и напряжения;



3. Обеспечение поточного строительства электростанций с использованием временных избытков мощности в других ЭЭС. Электростанции сразу сооружаются на предельную мощность, которая определяется условиями водоснабжения, топливоснабжения, экологии, возможностями строительных организаций и т.д. В результате сокращаются затраты на освоение новых площадок, создание строительных баз, перемещение строительных организаций, что в конечном счете увеличивает ввод генерирующих мощностей;
4. Экономия в строительстве электрических сетей 110—330 кВ для электроснабжения районов на стыках отдельных ЭЭС и повышение надежности электроснабжения за счет возможности питания с двух сторон.



Автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ) ЕЭС представляет собой иерархически построенную человеко-машинную систему, обеспечивающую по всей территории, охватываемой электрическими сетями, сбор, преобразование, передачу, переработку и отображение информации о состоянии и режиме энергосистемы, формирование на основе собранной информации, передачу и реализацию управляющих команд с целью выполнения системой (за счет располагаемых средств) функций надежного и экономичного снабжения электрической и тепловой энергией требуемого качества всех ее потребителей.

Задачи АСДУ

Все задачи управления, которые обеспечивают формирование управляющих решений, делятся на оптимизационные и оценочные. Решение оптимизационных задач достигается при удовлетворении какого-либо критерия оптимизации, а оценочных задач — при удовлетворении соответствующих уравнений состояния объекта.

Основной задачей управления ЕЭС является надежное снабжение электрической и тепловой энергией требуемого качества при минимальных затратах на ее производство, преобразование, передачу и распределение, поэтому основным критерием при выработке управляющих решений на всех уровнях иерархии управления ЕЭС, когда это возможно, используется минимум затрат в течение рассматриваемого периода времени. Хозяйственная самостоятельность отдельных территорий, охватываемых сетями ЕЭС, может приводить к тому, что критерии управления для различных частей ЕЭС (ОЭС, ЭЭС) окажутся разными и потребуются их взаимное согласование с использованием специальных алгоритмов. При формировании и решении задач в АСДУ необходимо обеспечить требования по качеству электрической и тепловой энергии и по надежности электроснабжения и теплоснабжения потребителей.

АСДУ включает в себя:

- управляющие вычислительные центры (УВЦ) в ЦДУ ЕЭС, ОДУ ОЭС, ЦДС ЭЭС, диспетчерские пункты (ДП) предприятий электрических сетей (ПЭС);
- автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) электростанций, энергоблоков электростанций и подстанций;
- централизованные и локальные системы автоматического регулирования и управления.

Все элементы АСДУ ЕЭС объединяет единая первичная сеть сбора и передачи оперативной информации и управляющих команд.

Информационное обеспечение АСДУ

Информационное обеспечение АСДУ состоит из следующей информации:

- прогноза метеорологической обстановки — для повышения точности прогнозирования нагрузки и вероятностей отказов оборудования;
- маневренных характеристик агрегатов и электростанций — для расчета их располагаемой и рабочей мощности и состава работающего и резервного оборудования на них;
- отказов основного оборудования ЕЭС — для расчета и прогнозирования его показателей надежности;
- качества топлива, которое поставляется на ТЭС;
- состояния основного оборудования (генераторов, ЛЭП, трансформаторов и др.) — для принятия решения о времени вывода его в ремонт (определяется заблаговременно в процессе его диагностики);
- фактически обеспечиваемой надежности электроснабжения и теплоснабжения потребителей — для выбора оптимальных способов ее повышения;
- прогноза притока воды в водохранилища ГЭС — для оптимизации выработки электроэнергии на ГЭС.

Диапазоны времени при передаче от объектов управления в центр управления (контрольная информация) и обратно

- информация для автоматических противоаварийных систем (телеотключение) — десятки миллисекунд;
- телесигнализация положения выключателей и разъединителей — секунды;
- телеизмерения контролируемых параметров (мгновенные значения) — единицы и десятки секунд;
- телеизмерения, телерасчет (интегральные значения) — несколько десятков секунд;
- телеизмерения и телекоманды для систем автоматического регулирования — до 1 с;
- телеуправление (ТУ) — несколько секунд;
- ответная телесигнализация (после ТУ) — до 10 с;
- межуровневый машинный обмен между информационными базами данных ЭВМ ОИУК — несколько минут;
- диспетчерская ведомость по производству и потреблению энергии — 1 раз в час.

Качество телемеханической информации

Информация, которая обеспечивается средствами телемеханики, называется телемеханической.

Качество телемеханической информации определяется погрешностью (классом точности) всех устройств, входящих в цепочку передачи информации, и лежит в пределах от долей процента до нескольких процентов.

Кроме того, существенное влияние на качество телеинформации оказывает запаздывание телепередачи. Чтобы уменьшить это запаздывание, приходится увеличивать частоту производимых измерений и скорость передачи информации, что требует расширения каналов связи и увеличения их стоимости.

Применение существующих каналов связи без их расширения требует использования методов сжатия информации, адаптивных алгоритмов передачи сообщений, системы приоритетов и т. п.

Функции диспетчерского персонала

Используя информацию о текущем и перспективном состоянии ЭЭС, графиках нагрузки, планах проведения ремонтных работ по оперативным заявкам с учетом указаний и рекомендаций диспетчерских инструкций и директивных материалов, диспетчерский персонал обеспечивает

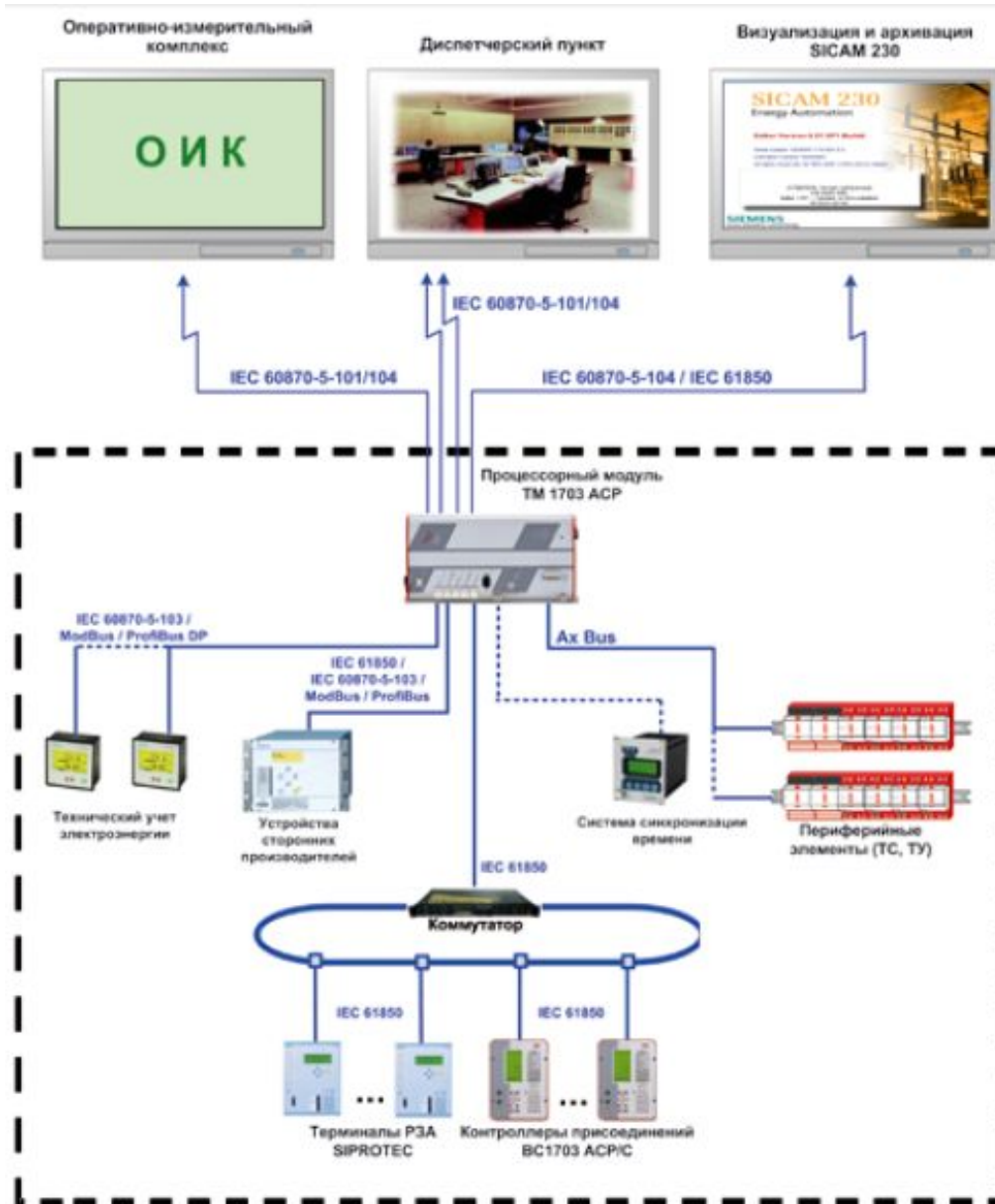
- выработку воздействий на управляемые объекты (регулирование режима ЭЭС по активной и реактивной мощности, включая регулирование графиков нагрузки электростанций);
- вывод оборудования и средств автоматического и оперативного управления в ремонт и ввод их в работу после ремонта;
- ввод в работу нового оборудования и средств управления;
- изменение схемы контролируемой сети;
- ликвидацию аварийных ситуаций и восстановление нормального режима работы ЭЭС;
- ведение оперативной отчетности;
- передачу оперативной информации.

Управляющие воздействия

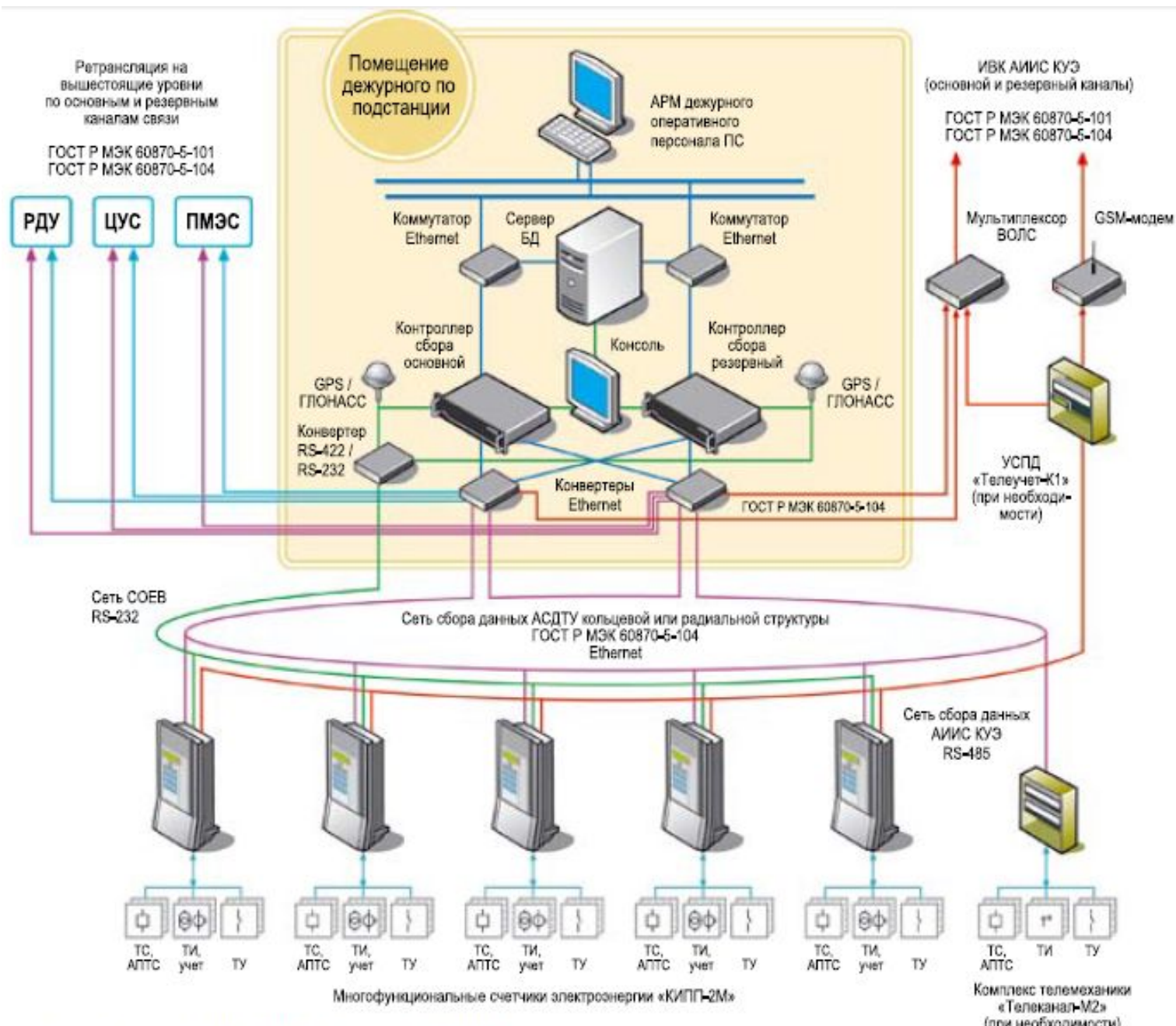
Управляющие воздействия передаются диспетчерским персоналом ЦДУ, ОДУ, ЦДС на оперативно подчиненные объекты через диспетчерский персонал этих объектов или непосредственно на АСУТП и системы автоматического регулирования и управления энергообъектами с помощью устройств телеуправления. Управляющие воздействия обеспечивают изменение:

- схем электрической сети;
- состава оборудования электростанций и подстанций;
- алгоритмов и параметров настройки средств автоматического и оперативного управления;
- устройств автоматики;
- нагрузки агрегатов электростанций;
- нагрузки потребителей;
- напряжений в контрольных точках электрической сети (посредством воздействия на возбуждение синхронных машин, включения или отключения устройств компенсации реактивной мощности, переключения анцапф трансформаторов).

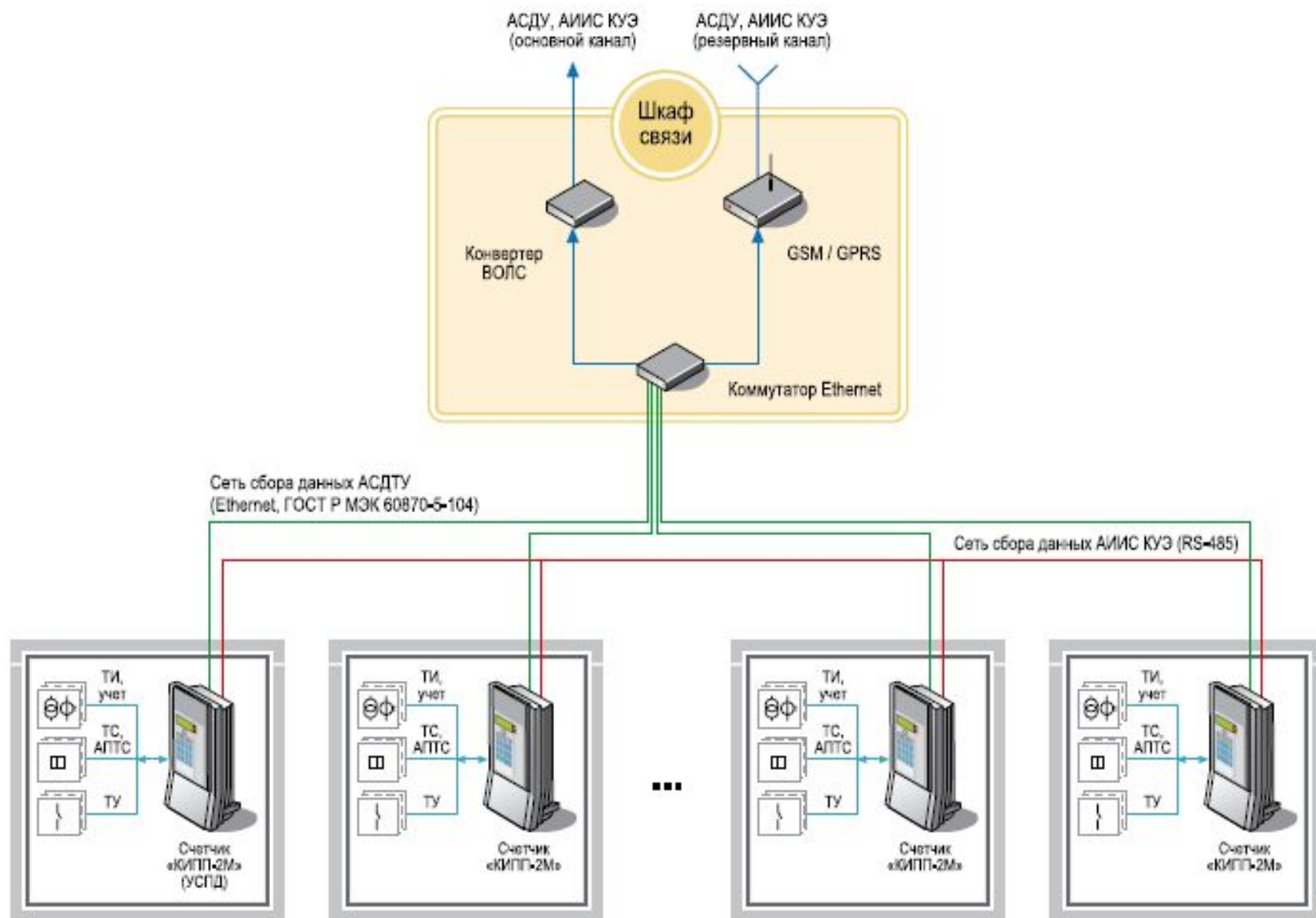
Типовая схема реализации АСУ ТП на ПС 110 кВ с помощью аппаратуры фирмы Siemens



Интегрированная схема АСДТУ/АИИС КУЭ ПС 35-110 кВ



Интегрированная схема АСДУ/АИИС КУЭ РТП 6-10 кВ

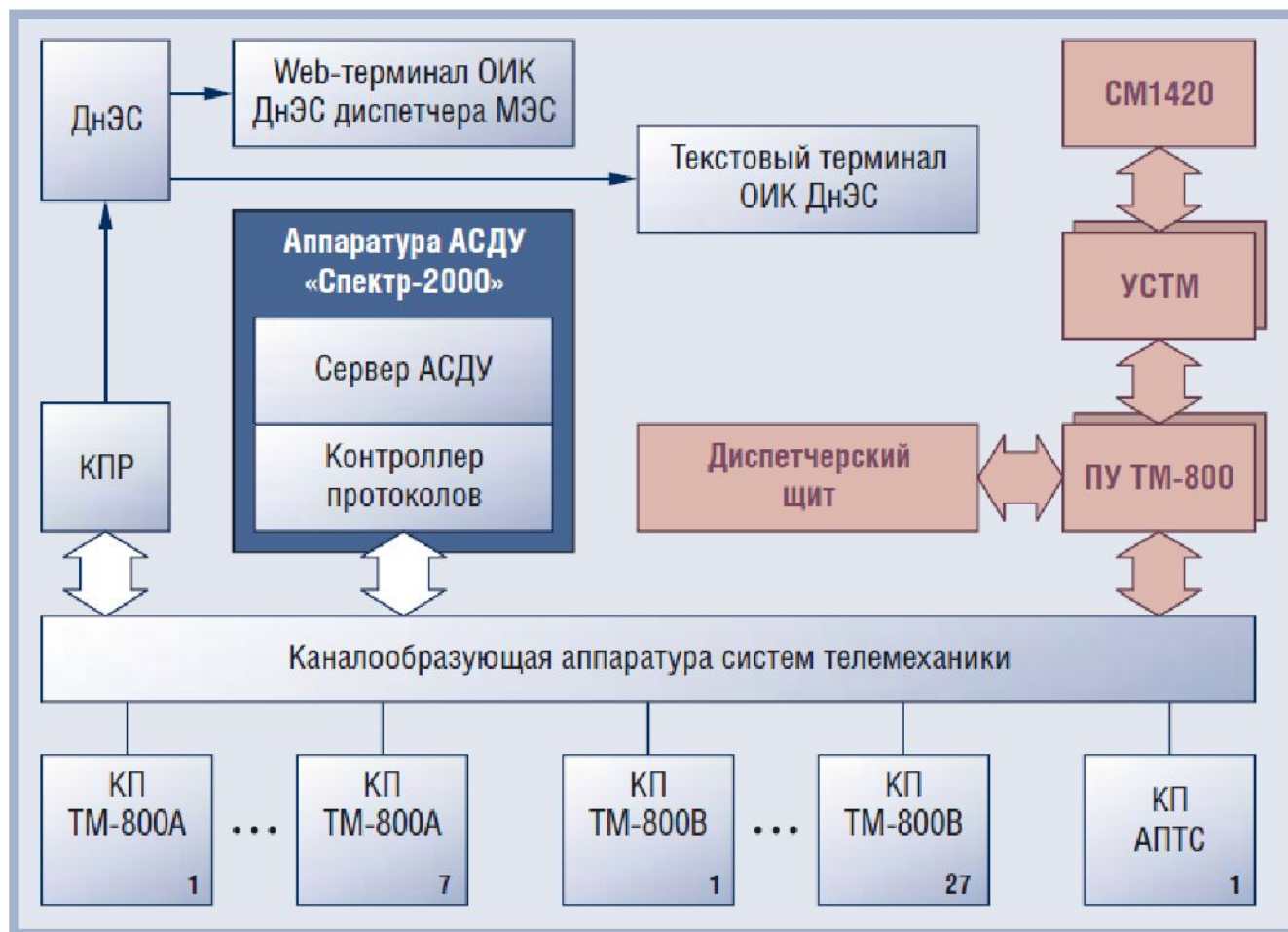




Перспективы развития АСДУ

1. Переход от аналоговых к многофункциональным цифровым измерительным преобразователям;
2. Развитие функциональности устройств телемеханики до уровня АСУ ТП;
3. Рост объемов собираемой, передаваемой и обрабатываемой информации;
4. Совершенствование каналов передачи информации;
5. Применение стандартных протоколов обмена информацией;
6. Разработка и внедрение новой технологии отображения оперативно-диспетчерской информации.

Структура АСДУ ДЭС до модернизации



Условные обозначения:

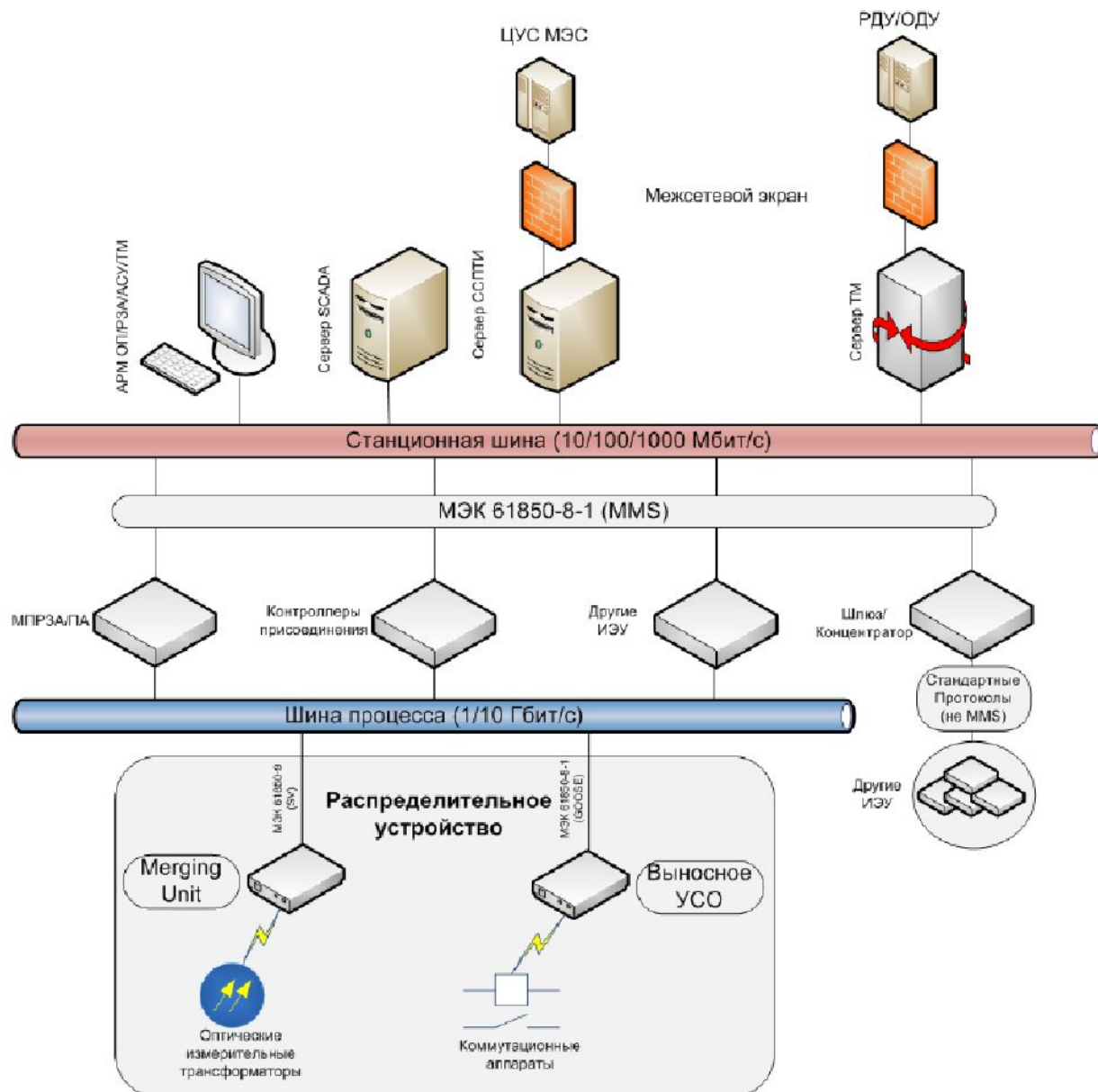
■ — оборудование, подлежащее замене в ходе модернизации;

ОИК ДнЭС — оперативно-информационный комплекс Днепровской электроэнергетической системы;

КПР — конвертор протоколов; УСТМ — устройство сопряжения с телемеханикой;

ПУ — пункт управления; КП — контролируемые пункты; АПТС — наименование контролируемого пункта; МЭС — магистральные электросети.

Структурная схема цифровой подстанции



Сравнение с традиционной подстанцией

