

УДК 577.4

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ КАК РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ИЕРАРХИЧЕСКАЯ СИСТЕМА

ЮСИФОВ Н.А

ОАО «Азербэнерго»

В статье критически анализируется тридцатилетний опыт разработки и эксплуатации систем реального времени на диспетчерских пунктах бывшего СССР и современной России, излагаются основные положения принципов автоматизированной системы оперативно-технологического управления при организации систем SCADA по ОАО «Азербэнерго» для повышения эффективности управления в реальном времени.

1. Функции системы

Назначение

Автоматизированная система оперативно-технологического управления организуется как распределенная иерархическая система, на каждом уровне которой решается обязательный базовый состав задач, обеспечивающий выполнение основных функций технологического управления этого уровня и реализующий информационное обеспечение более высоких уровней [1,2].

В соответствии с характером связи по времени с технологическим процессом, функции управления можно разделить на две основные группы:

- Функции, непосредственно реализуемые в темпе технологического процесса: Контроль топологии сети, надежности и параметров режима; Оперативный анализ и планирование режима; Определение мест повреждения; Формирование оперативных заявок на отключение оборудования; Управление переключениями; Контроль выполнения аварийно-восстановительных работ; Оперативный контроль потерь в сети.
- Функции, непосредственно не связанные с темпом технологического процесса: Анализ и планирование режима – краткосрочное и долгосрочное; Анализ потерь в сетях и проведение мероприятий по их уменьшению; Анализ технического состояния оборудования; Планирование и проведение ремонтов оборудования; Планирование и проведение модернизации и развития; Различные статистические оценки режимов и состояния оборудования.

Функции автоматизированной системы технологического управления

На каждом уровне должно быть обеспечено функционирование и взаимодействие следующих информационно-технологических систем:

- Система оперативного контроля и управления режимом.
- Система оперативного анализа и планирования режима.
- Система долгосрочного и краткосрочного планирования режима.
- Система контроля и учета электропотребления (АСКУЭ).
- Система автоматического управления.

Система оперативного контроля и управления режимом включает выполнение функций:

- Сбор, обработка, достоверизация и передача информации (в том числе суточной ведомости) о параметрах текущего режима и положении коммутационного оборудования.
- Формирование архивов.
- Формирование базы данных реального времени.
- Реализация информационных диспетчерских задач - контроль рабочей мощности, контроль графика, контроль частоты, контроль напряжения, оперативный баланс мощности, расчет и распределение резервов мощности, состояние оборудования и др.
- Оценивание состояния системы в реальном времени по данным ТИИ, состояния сети и других данных, с реализацией гибких алгоритмов достоверизации (дорасчета) при различных условиях (уровнях) «наблюдаемости».
- Отображение информации на диспетчерском щите и рабочих местах персонала.
- Документирование, ведение оперативного диспетчерского журнала.
- Прием и обработка ремонтных заявок.
- Контроль состояния оборудования.

Система оперативного анализа и планирования режима включает выполнение функций:

- Определение мест повреждения и организация аварийно-восстановительных работ.
- Анализ аварийных ситуаций и формирование плана нормализации послеаварийного режима (советчик диспетчера).
- Анализ возможных аварийных ситуаций и оценка их допустимости, в том числе по критериям термической стойкости элементов – ВЛ и трансформаторов.
- Проверка допустимости разрешения оперативных и аварийных ремонтных заявок.
- Управление выводом в ремонт оборудования.
- Оптимизация и оперативная коррекция режимов по напряжению и реактивной мощности.
- Оптимизация режима по активной мощности.
- Формирование оптимальных графиков ограничений и отключений потребителей.
- Внутрисуточный прогноз потребления.
- Расчет статической и динамической устойчивости и определение допустимых перетоков по ВЛ и сечениям.
- Комплексная оценка надежности энергосистемы на основе моделирования различных видов повреждения оборудования ВЛ, трансформаторов, генераторов, реакторов, систем шин.
- Расчет и анализ потерь электроэнергии при ее передаче по фактическим данным и по данным результатов проведения финансовых расчетов за оплату потерь.
- Организация системы противоаварийных тренировок оперативного и диспетчерского персонала на рабочем месте, его обучения, оценки его деятельности по заданным критериям.

Система долгосрочного и краткосрочного планирования режима включает выполнение функций:

- Координация настройки устройств противоаварийной автоматики.
- Расчет токов короткого замыкания и неполнофазных режимов, данных настройки устройств РЗА.
- Расчет и анализ установившихся режимов.

- Прогноз потребления с учетом потерь в сетях.
- Планирование режимов по балансу активной мощности, балансу электроэнергии, ожидаемым графикам генерации и потребления мощности.
- Планирование режимов ГЭС.
- Планирование режимов по напряжению и реактивной мощности, расчет и оптимизация потерь электроэнергии в сетях.
- Планирование ремонтов основного оборудования.
- Анализ технического состояния оборудования (с целью формирования данных аварийности, модернизации и технического перевооружения).

Система АСКУЭ включает выполнение функций:

- Сбор информации технического и коммерческого учета электроэнергии и мощности на граничных подстанциях, передача информации на вышестоящие уровни управления.
- Контроль и учет балансов энергии по иерархии.
- Контроль соблюдения потребителями договорных обязательств.
- Контроль и анализ суточных графиков мощности, приема и отдачи электроэнергии по узлам и иерархии.

Система автоматического управления функционирует в единой информационной среде с системами оперативного управления и включает следующие системы:

- Система автоматического регулирования частоты и активной мощности (АРЧМ).
- Система регулирования напряжения и реактивной мощности (АРН).
- Система релейной защиты и автоматики (РЗА).
- Система противоаварийной автоматики (ПА).

2. Организация системы

Основные критерии качества иерархической системы управления

Основой создания единой развиваемой автоматизированной системы технологического управления является:

- создание единого информационного пространства;
- создание единой масштабируемой, открытой архитектуры;
- использование единой информационной технологии;
- использование единой системы стандартных интерфейсов.

Основными критериями качества автоматизированной системы технологического управления в электроэнергетике являются:

- информативность (информационная эффективность), основными компонентами которой являются: время реакции (реактивность) системы; эффективность технологии представления данных о текущем режиме оперативно-диспетчерскому персоналу;
- информационная надежность и живучесть системы.

Характеристики реактивности системы должны рассматриваться в двух аспектах:

- реактивность информационного тракта в целом или время задержки поступления пользователю информации о текущем режиме;
- реактивность человеко-машинного интерфейса (ММИ), связанного с задержкой исполнения запроса на доступ к определенному набору данных.

Информационный тракт в общем случае включает многоступенчатые системы сбора и передачи информации, многоуровневую обработку, систему отображения на рассматриваемом пункте. В соответствии с приемлемым временем реакции информационного тракта должны быть разработаны требования ко всем его элементам, в том числе:

- к системе сбора и передачи информации: датчики-преобразователи; средства телемеханики, алгоритмы сжатия и приоритеты; каналы связи и протоколы передачи; к системе многоуровневой обработки: состав задач; информационная технология обработки; организация баз данных;
- к системе отображения: технические средства; информационная технология представления информации на оперативных щитах и рабочих местах.

Западные автоматизированные системы технологического управления в энергетике обычно не ориентируются на достижение высокой реактивности. Это можно объяснить спецификой большинства электроэнергетических систем развитых стран: редкими случаями возникновения напряженных режимов, небольшим количеством «слабых связей», значительным располагаемым резервом мощности (в том числе наличием быстрого резерва).

Информационные системы бывшего СССР также, как правило, не ориентировались на обеспечение высоких параметров реактивности. Это объясняется многодесятилетней тенденцией прежде всего к функциональному наращиванию систем реального времени и отсутствием до настоящего времени разработанных критериев.

Для иллюстрации на рис. 1. в трехуровневой системе управления (национальный, региональный, объектный) показано количество интерфейсных точек обработки, через которые может проходить информация до представления пользователю. Для верхнего уровня количество таких точек (переприемов) может достигать до 11-ти. В результате, только за счет традиционно используемой циклической дисциплины запуска программ обработки при времени цикла 10 с, время задержки поступления информации пользователю может достигать минуты и более. При учете времени передачи информации по каналам связи (определяется скоростью передачи и типами используемых протоколов передачи), времени обработки данных, времени обработки запросов операционными системами, реальное время задержки информации может достигать нескольких минут, что экспериментально подтверждено на ряде пунктов управления ЭЭС России.

Значительное уменьшение времени реакции системы возможно при выполнении следующих мероприятий:

- организации событийного запуска программ сбора и обработки данных реального времени на всех уровнях информационного тракта;
- приоритетной передачи изменившейся информации;
- организации сокращенных по длительности низкоприоритетных информационных блоков при их передаче (прежде всего по каналам связи);
- программной организации системы, обеспечивающей ускоренное опознание и обработку событий;
- замене архаичной телемеханики;
- организации высокоскоростных каналов связи.

Значительной проблемой для минимизации времени реакции системы, даже при наличии высокоскоростных каналов, является существенное время задержки передачи короткого пакета срочной информации из-за необходимости ожидания окончания передачи длинного низкоприоритетного информационного блока. В этом случае возникает необходимость выбора сокращенной длины пакета текущей информации. Но это уменьшает эффективность использования канала связи, вследствие значительной длины элементов обрамления пакета, предусматриваемой стандартами.

Эта проблема может быть решена при переходе от разделения каналов по принципу технологической направленности (ОИК, АРЧМ, ПА), практикуемое в настоящее время, к организации по критериям реактивности, устанавливаемым для различных видов информации. В частности, событийную информацию текущего ре-

жима следует передавать в тракте передачи, в котором предусматривается использование только коротких посылок, например, в тракте АРЧМ.

Актуальность такого решения стала очевидной с началом использования для передачи информации в энергетике стран бывшего СССР пакетных протоколов в соответствии с международными стандартами [3].

В нижеприведенной таблице даны ориентировочные показатели реально достижимого времени реакции системы по различным разделам информационного тракта (для уровня НДЦ).

Таблица

Показатели	Время	Количество ступеней обработки	Общее время
Реакция системы на появление «флага» (заявки на обработку события)	100 мс	10-11	1 с.
Сбор информации	1 с.	3	3 с.
Передача информации	1 с.	2	2 с.
Обработка информации	2 с.	1	2 с.
Вывод на отображение	1 с.	1	1 с.
Итого, суммарное время реакции			9 с.

Реакция системы на появление «флага» (заявки на обработку события) – соответствует точкам, указанным на рис 1. При этом предполагается, что все системы обработки данных реального времени на всех уровнях строятся по принципу «событийной» обработки, т. е. обработки при обнаружении изменений.

Сбор информации соответствует функциям ЦССП на объекте, РДЦ и НДЦ.

Передача информации соответствует спорадической дисциплине при скорости 1200 – 2400 бод и «аккуратном» отношении к выбору длины пакетов, как для срочной, так и фоновой передачи.

Обработка информации учитывает операции обработки только на конечном уровне (уровне НДЦ), хотя для некоторых данных необходимо учитывать и время обработки на нижних уровнях иерархии.

Вывод на отображение предполагает вывод по инициативе обслуживающей программы (не по запросу пользователя).

Суммарное время реакции может существенно возрасти при отсутствии «жестких» требований (и контроля их реализации) к архитектуре системы, организации задач и передачи информации реального времени. Не исключено также рассмотрение ряда возможностей по уменьшению полученного значения.

Следует параллельно рассматривать два основных направления обеспечения живучести иерархической системы управления:

- сохранить линию оперативного информационного тракта (задача первого приоритета), что обеспечивается: надежностью каналов и технологией передачи информации; надежностью приемо-передающих комплексов (ЦССП);
- сохранить комплекс информационного обеспечения данного пункта управления (задача второго приоритета), что обеспечивается: надежностью функциональных технологических комплексов.

Надежность и живучесть ЦССП и функциональных технологических комплексов обеспечиваются за счет организации: системы дублированных программно-технических комплексов, построенных по принципу горячего резервирования отказавшего оборудования; системы постепенной информационной и функциональной деградации.

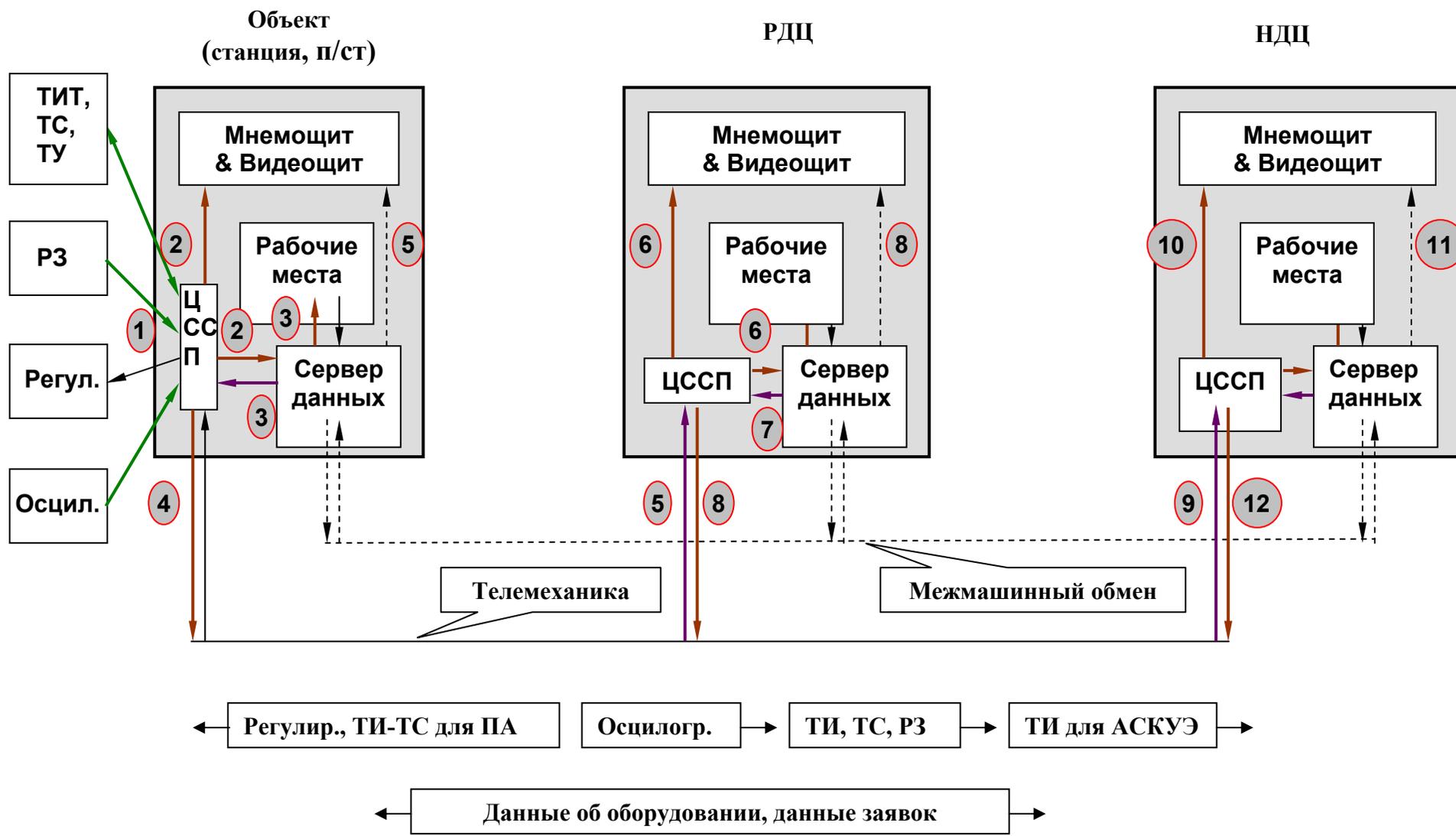


Рис.1. Структура информационного тракта

Архитектура и внутрисистемные связи

Автоматизированная система технологического управления на любом уровне иерархии включает следующие основные функционально ориентированные физические (или логические) узлы:

- центральные системы сбора и передачи информации (ЦССП);
- серверы данных (БДРВ);
- серверы информационных и технологических приложений реального времени («on-line»);
- серверы технологических приложений «off-line»;
- серверы задач автоматического управления;
- WEB – серверы.

Основной комплексированием является резервируемая структура технических и программных средств, построенная по принципу горячего резервирования. Это касается как локальной сети, так и серверов всех приложений.

В качестве локальной сети должна использоваться сеть ETHERNET (100 Мбит/сек). Обеспечивается приоритетный информационный обмен ЦССП с серверами данных, транспортный уровень TCP/IP, рекомендуемый протокол МЭК 60870-5-104, совпадающий на прикладном уровне с МЭК 60870-5-101 [4, 5].

Связь ЦССП с серверами данных обеспечивается как через локальную сеть, так и по последовательному интерфейсу. Обмен по локальной сети должен являться основным, а при невозможности такого обмена из-за выхода из строя ЛВС необходимо переходить на работу по последовательному интерфейсу. Статус серверов (основной или дублирующий) передается самими серверами.

Последовательный интерфейс должен быть реализован на основе физического интерфейса RS-232/RS-422/RS485. Скорость последовательного интерфейса должна быть максимально возможной, но не менее 9600 бит/сек. Рекомендуется протокол МЭК 60870-5-101. Должна быть обеспечена возможность обмена по принципу «каждый с каждым» в структуре с резервированной ЦССП и резервированным сервером данных.

Связь ЦССП с мнемощитом (при его наличии) должна выполняться через локальную сеть и/или через последовательный асинхронный интерфейс (в последнем варианте - на скоростях от 9600 до 115200 Бод).

Возможный вариант взаимосвязей основных средств системы для уровня НДЦ показан на рис. 2. Организация системы для РДЦ может быть аналогична рассмотренной. На ряде РДЦ можно отказаться от секционирования ЛВС.

-
1. *Yusifov N.A.* Avtomatlaşdırılmış Dispetçer idarəetmə sistemlərinin yeni platforması. Energetikanın problemləri. №1.2000 Bakı. S. 45-49.
 2. Информационные материалы. Четвертый специализированный научно-технический семинар-выставка «Современные средства телемеханики, организация рабочих мест и щитов управления. Москва. 17 – 21 марта 2003г.
 3. *Маркушевич М.С.* Автоматизирования система диспетчерского управления. Из опыта Латвийской энергосистемы.- М.: Энергоиздат, 1986.
 4. Региональная программа 1993 года, ТАСИС-энергетический сектор. Проект № EREG 9302.
 5. Energy Management Systems SYSECA и системы диспетчерского управления . Отчет –1997 г.

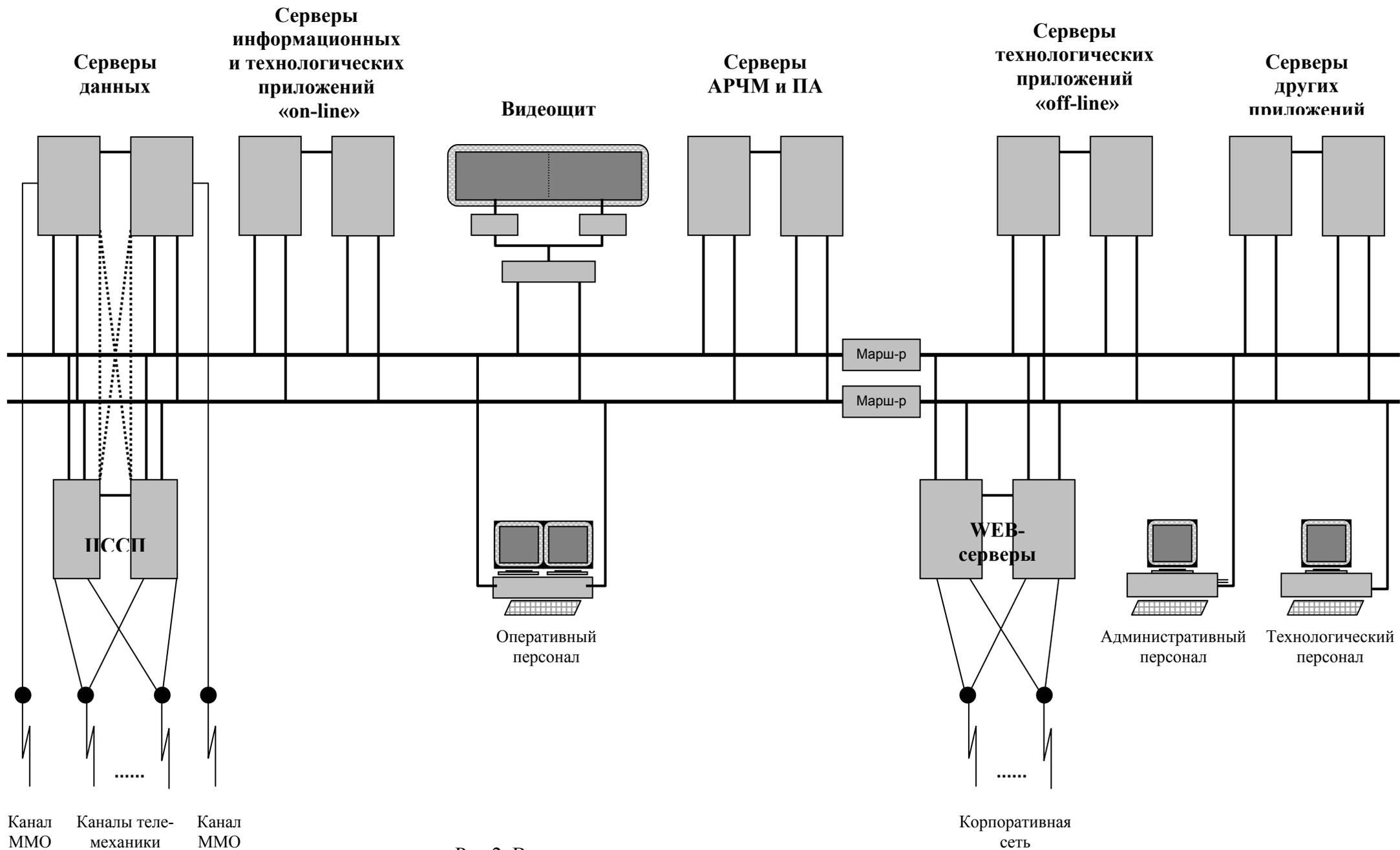


Рис.2. Вариант организации системы

AVTOMATLAŞDIRILMIŞ OPERATİV – TEXNOLOJİ İDARƏÇİLİK SİSTEMİ PAYLANMIŞ İYERARXİK SİSTEM KİMİ

YUSİFOV N.A.

Məqalədə idarəçiliyin effektivliyinin yüksəldilməsi üçün real vaxt rejimində 30 ildən artıq keçmiş SSRİ-yə daxil olan dövlətlərin dispetçer məntəqələrində və hazırda Rusiyada tətbiq olunan Avtomatlaşdırılmış operativ–texnoloji idarəçilik sistemi kritik araşdırılmış “Azərenerji” ASC-də SCADA sisteminin tətbiqi ilə əlaqədar olaraq, avtomatlaşdırılmış operativ–texnoloji idarəçilik sisteminin prinsipləri və onlara tələblər öz əksini tapmışdır.

AUTOMATED SYSTEM OF THE OPERATIVE AND TECHNOLOGICAL DEPARTMENT AS A DISTRIBUTIONAL HIERARCHICAL SYSTEM

YUSİFOV N. A.

The main points of the automated system of the operative and technological department principles are stated in the article, during the organization not only the SCADA systems by “Azerenerji” JSC, for the department efficiency increasing in real time, analyzing critically the 30 year experience of the real time systems designing and operation on the dispatching points of the former USSR and the modern Russia.