

Система автоматического доведения плановой мощности (СДПМ)

Аннотация: Приведены результаты работы по разработке технологии автоматической доставки заданий плановой мощности из диспетчерского центра до системы управления ГЭС. Показана возможность использования каналов АВРЧМ для автоматического доведения заданий плановой мощности. Приведены результаты комплексных испытаний на станциях.

Ключевые слова: АВРЧМ, плановый диспетчерский график (ПДГ), диспетчерские команды, диспетчерское управление, ГРАМ, система управления ГЭС, автоматическое доведение, протокол информационного обмена, МЭК 60870-5-101/104.

В целях оперативного управления балансом производства и потребления активной мощности в ЕЭС России диспетчерскими центрами Системного оператора (далее – СО) используются следующие виды управляющих воздействий на электростанции:

- в рамках вторичного регулирования частоты и активной мощности - задания внеплановой мощности (для станций, подключенных к АВРЧМ);
- в рамках третичного регулирования частоты и активной мощности - плановые диспетчерские графики (далее – ПДГ) и диспетчерские команды (далее – ДК).

В настоящее время все три вида управляющих воздействий доводятся до исполнения по различным каналам связи. При этом только задания внеплановой мощности поступают напрямую в терминальные устройства систем ГРАМ станций, а реализация остальных видов воздействий требует участия оперативного персонала станций.

Актуальной задачей является автоматизация доставки заданий плановой мощности непосредственно до систем управления активной мощностью на электростанциях, что позволит снизить нагрузку на диспетчерский и оперативный персонал с одновременным снижением рисков их ошибочных действий.

В соответствии с Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка доведение ПДГ (результатов расчета ПБР) осуществляется путем размещения персонифицированных данных на шлюзе СО и на сайте ОРЭМ СО. Получение ПДГ со шлюза СО осуществляется технологическим персоналом каждого энергообъекта участника оптового рынка с помощью клиентской версии автоматизированной системы подготовки и передачи уведомлений о составе и параметрах оборудования (консоль сбора данных об

изменении системных условий (КИСУ), либо иного программного обеспечения участника оптового рынка, обеспечивающего прием размещенной СО информации.

Для получения ПДГ программным обеспечением (ПО) энергообъектов используются выделенные каналы связи (иногда - открытые каналы интернет) (см.рис.1). На некоторых станциях ПО энергообъекта интегрировано с терминальными устройствами ГРАМ, однако такая интеграция не является унифицированной, как правило, использует нестандартные механизмы конвертации и соответственно не гарантирует корректной работы информационной связи с ГРАМ при внесении изменений в ПО. По этой причине, а также из соображений информационной безопасности, на большей части станций ПО вообще не интегрировано с системами управления активной мощностью, что приводит к необходимости переноса значений плановых графиков между различными системами вручную и является местом потенциальной ошибки при ведении режима.

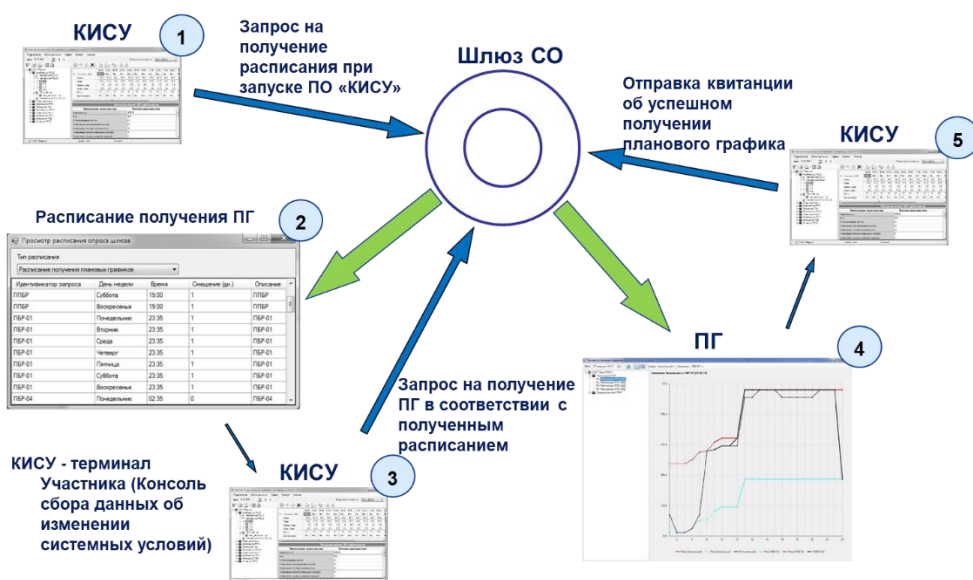


Рисунок 1 - Схема взаимодействия при автоматическом доведении плановых графиков через систему MODES

В настоящее время все ДК доводятся до электростанций только голосом с использованием телефонной связи, процедура доведения ДК четко регламентирована, однако эта технология имеет ряд недостатков:

- Голосовая команда должна быть вручную преобразована оперативным персоналом в команду для системы управления электростанцией.
- Необходимость «бумажного» документооборота в процессе согласования «Актов согласования команд, разрешений и сообщений» усложняет процедуру доведения ДК.

При этом необходимо отметить, что система MODES-Terminal, предназначенная для автоматического доведения плановых графиков имеет ряд особенностей, не позволяющих доработать её для автоматизации доведения ДК:

- Система доведения плановых графиков через Шлюз СО изначально проектировалась, как информационная система, а не управляющая. Её архитектура и принципы работы построены в соответствии с этой функциональной принадлежностью.
- Отсутствие информационного обмена в реальном времени. Это обусловлено теми задачами, которые стояли изначально, и примененными архитектурными решениями:
 - Обменом данными только по запросу клиентского приложения в соответствии с расписанием (ограничение технологии web-сервисов);
 - Отсутствием возможности установки приоритетов обработки запросов участников ОРЭ;
 - Переходом в режим ожидания до наступления следующего времени опроса Шлюза СО (в случае отсутствия связи).
- Время предоставления информации через Шлюз СО – минуты. При этом необходимо отметить, что такая скорость доведения ДК является не приемлемой. Например, для разгрузки сечений при приближении фактического перетока к максимально допустимому требуется более быстрое воздействие.
- Эксплуатация ПО приема данных со Шлюза СО на энергообъектах выполняется в соответствии с традиционными подходами к эксплуатации ИТ-систем, что предполагает время реакции на устранение неисправностей в работе, недопустимое для систем реального времени.

Все вышеназванные причины явились предпосылками к тому, чтобы для доведения ДК в реальном времени искать иную технологию, позволяющую обеспечивать высокую скорость и надежность доставки информации.

В то же время, в рамках развития автоматического вторичного регулирования частоты и мощности (далее - АВРЧМ) в ЕЭС России начиная с 2008 года на ГЭС существуют терминалы АВРЧМ, а между ДЦ СО и станциями организованы надежные выделенные, защищенные каналы АВРЧМ (см.Рис.2). Такие каналы появились и на некоторых тепловых

станциях, готовых к участию в АВРЧМ, однако именно для ГЭС участие в АВРЧМ стало обязательным условием при работе на оптовом рынке электроэнергии [1].

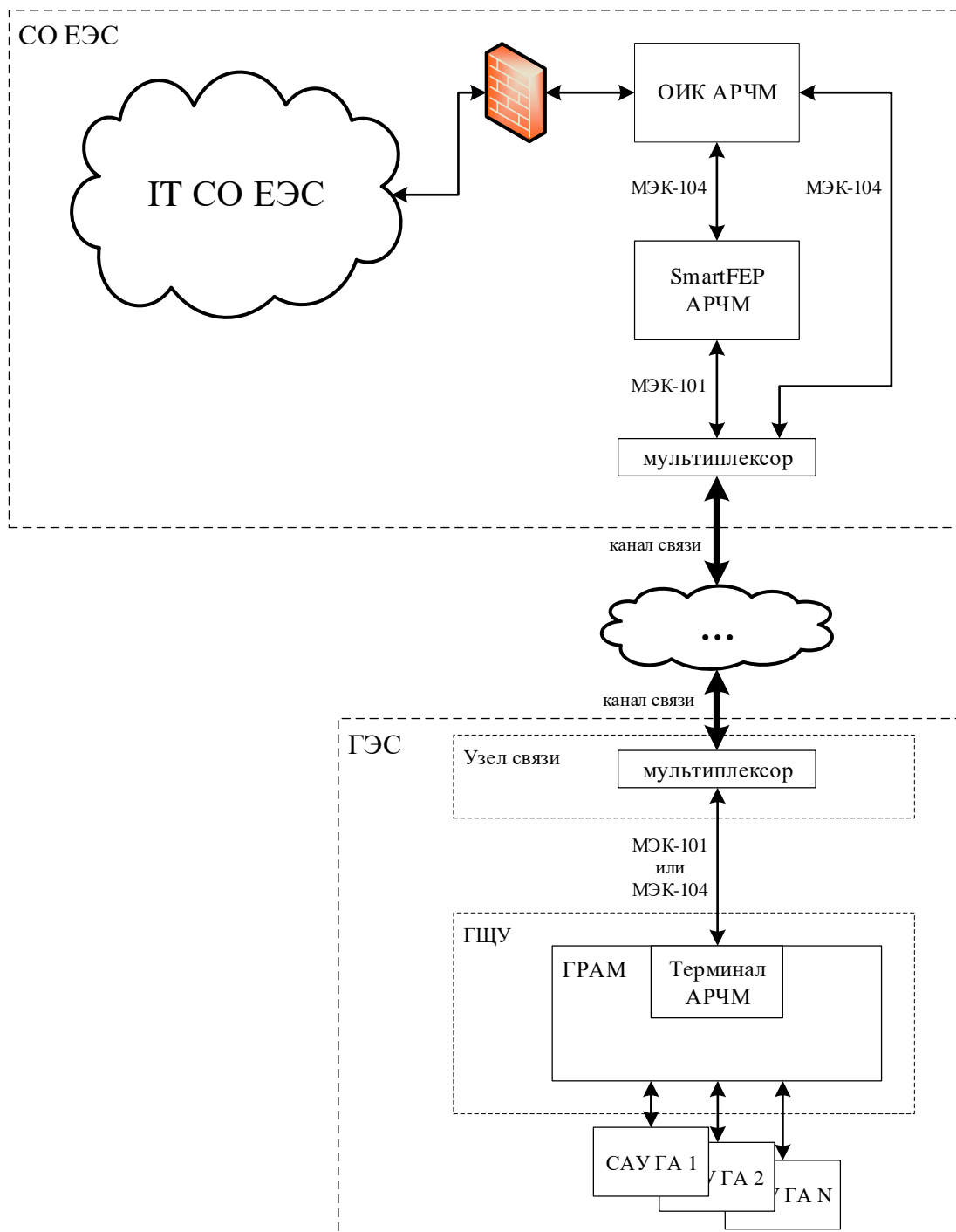


Рисунок 2 - Структурная схема информационного обмена по каналам АРЧМ

Поскольку автоматическое вторичное регулирование предъявляет высокие требования к надежности и безопасности доставки команд управления вторичной мощностью в режиме реального времени [2] идея использовать каналы АВРЧМ также для автоматического доведения плановых графиков и ДК оказалась весьма продуктивной. Так была сформулирована задача автоматического доведения ПДГ и ДК через эти каналы. А

поскольку с реализацией этой идеи через каналы будет передаваться задания не только внеплановой, но и плановая мощности, эти каналы более корректно называть каналами автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (далее – каналы АРЧМ). Сложность задачи заключалась в необходимости организации передачи ПДГ и ДК без нарушения информационного взаимодействия, осуществляемого в рамках вторичного регулирования частоты и перетоков мощности, отработки взаимодействия диспетчерского и оперативного персонала и разработке формальных требований к организации такого информационного обмена.

Пионером в продвижении этой идеи в российской электроэнергетике среди генерирующих компаний стало ПАО «РусГидро». Для реализации идеи в феврале 2015 г. была создана рабочая группа в составе представителей АО «СО ЕЭС», ПАО «РусГидро» и ЗАО «Институт Энергетических Систем» (ныне ООО «ИЭС»).

Рабочей группой был разработан график реализации проекта и на первом этапе его исполнения силами ЗАО «Институт Энергетических Систем» и АО «СО ЕЭС» были разработаны Общие технические требования для подключения ГЭС к системе доведения задания плановой мощности через каналы связи ГРАМ — ЦС (ЦКС) АРЧМ (далее – ОТТ). В ОТТ были проработаны алгоритмы информационного обмена и перечень сигналов для автоматического доведения ПДГ и ДК. В отличие от информационного обмена в целях вторичного регулирования ПДГ и ДК доставляются на ГЭС спорадически, и в связи с этим режим обмена и алгоритмы информационного обмена отличны от вторичного регулирования. При автоматизации доставки ДК за основу были взяты существующие регламенты и нормативные документы [3], но уже на этом этапе было понятно, что в будущем потребуется внесение в них ряда изменений, в частности определяющих нюансы взаимодействия диспетчерского и оперативного персонала по параллельно существующим цифровым и голосовым каналам связи. В ОТТ также были предусмотрена передача ПДГ не только с часовыми, но и с получасовыми интервалами, а также архитектурно заложена возможность расширения информационного обмена в случае необходимости.

Для отработки технических решений при разработке ОТТ на базе СО был собран испытательный стенд (см.Рис.3). Стенд включал в себя как оборудование СО, так и имитаторы реальных систем ГРАМ нескольких производителей. С учетом различных программно-аппаратных реализаций систем ГРАМ для передачи заданий плановой мощности в СДПМ было принято решение использовать протокол ГОСТ Р МЭК 60870-5-101/104 с ASDU типа 50 (команда уставки - C_SE_NC_1).

Поскольку ПДГ или ДК в формуляре информационного обмена представлены набором нескольких атрибутов, для гарантирования целостности переданных данных был разработан алгоритм расчёта и сравнения контрольных сумм атрибутов. Интересно, что некоторые проблемы, связанные с различной реализацией аппаратной части систем управления ГРАМ, не удалось выявить даже на этапе полигонных испытаний. Так, например, позднее во время модернизации ГРАМ на одной из станций выяснилось, что контроллер управления оперирует с числами одинарной точности (а не двойной, как в большинстве других систем), что приводит к ошибкам при сравнении контрольных сумм, рассчитанных на стороне СО и на стороне станции. В результате был разработан новый алгоритм расчёта контрольной суммы, гарантирующий значительное изменение результата вычисления контрольной суммы при каждой новой ДК.



Рисунок 3 - Имитатор ГРАМ во время полигонных испытаний в СО ЕЭС

Следующим шагом после успешных полигонных испытаний стали натурные испытания с системами ГРАМ Угличской ГЭС и Волжской ГЭС, подтвердивших допустимость совмещения в едином канале информационных потоков АВРЧМ, ПДГ и ДК.

После окончания работы над ОТТ в 2016 г. началась реализация пилотных проектов, включающих в себя доработку систем ГРАМ на ГЭС и разработку программного обеспечения СДПМ в СО, для испытаний новой технологии в реальных условиях работы.

Первыми станциями, на которых были модернизированы системы управления для автоматического доведения ПДГ и ДК по каналам АРЧМ, стали Чиркейская ГЭС (протокол МЭК 60870-5-104) и Волжская ГЭС (протокол МЭК 60870-5-101). Работы по модернизации ГРАМ выполняли производители ГРАМ – ООО «Промавтоматика» (Чиркейская ГЭС) и ООО «Институт Энергетических Систем» (Волжская ГЭС). Новая технология стала частью функционала существующего ГРАМ, а все операторские интерфейсы были выполнены в едином стиле и на тех же технических средствах, что и ГРАМ (см.Рис.4). Одним из основных требований ОТГ было то, что периодичность информационного обмена, связанного с АВРЧМ не должна быть нарушена, что и было подтверждено во время испытаний с участием ГЭС и СО. Первой станцией, на которой успешно завершились комплексные испытания стала Волжская ГЭС (декабрь 2018 года).

В результате разработана технология автоматического доведения ПДГ непосредственно до системы управления мощностью электростанции по выделенным каналам АРЧМ. ДК также доставляются автоматически с подтверждением оперативным персоналом ГЭС перед их исполнением. Таким образом, исключен ручной перенос заданий плановой мощности при работе по ПДГ на станции, а телефонный канал связи заменен цифровым при передаче ДК.

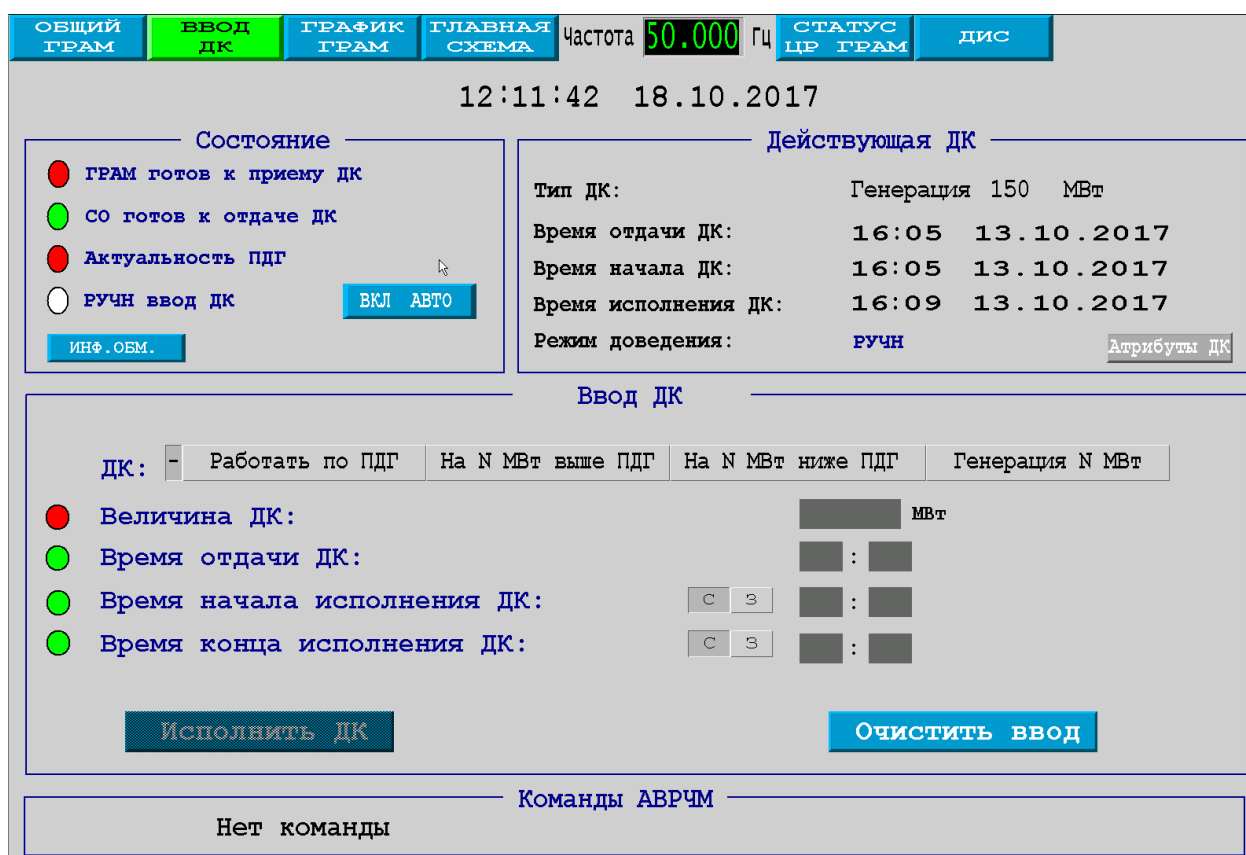


Рисунок 4 - Операторские интерфейсы модернизированного ГРАМ Волжской ГЭС для работы с автоматическим доведением ДК

Предстоит еще пройти этап опытной эксплуатации и внесения изменений в нормативную базу прежде чем новая технология войдет в повседневную жизнь диспетчерского управления и станет стандартом. Однако уже сейчас технология автоматического доведения заданий плановой мощности электростанций опробована на нескольких ГЭС и диспетчерских центрах СО, показала свою жизнеспособность и без сомнения будет развиваться дальше. В первую очередь технология будет внедряться совместно с гидравлическими, а затем и с тепловыми электростанциями, подключенными к центральной координирующей и централизованным системам АРЧМ. Следующим этапом тиражирования технологии может являться поэтапное применение ее среди широкого круга электростанций. В качестве перспективных направлений развития технологии можно обозначить, например, применение реализованного информационного обмена при построении централизованной системы регулирования напряжения в узлах энергосистемы.

Выводы:

Пройден немалый путь от идеи автоматического управления нагрузкой электростанций до начала её реального воплощения в виде системы доведения заданий плановой мощности и существующие каналы АРЧМ. В настоящее время технология прошла все необходимые испытания и находится в опытной эксплуатации. Внедрение технологии автоматического доведения плановой мощности до электростанций является реальным шагом АО «СО ЕЭС» и ПАО «РусГидро» на пути цифровизации электроэнергетики России и данные работы включены в проект ведомственной программы Министерства энергетики Российской Федерации «Единая техническая политика – надежность электроснабжения».

Список литературы:

1. Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка, Москва, 2018
http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/2019/tq_010119.pdf
2. Общие технические требования для подключения ГЭС к ЦС (ЦКС) АРЧМ, Москва, 2010
3. «Порядок отдачи и регистрации стандартных документируемых диспетчерских команд, распоряжений, разрешений и сообщений, используемых диспетчерским персоналом ОАО «СО ЕЭС» и его филиалов при управлении режимами работы объектов генерации участников оптового рынка и внешними перетоками», Москва, 2015, https://so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/2015/p_command011115.pdf
4. «Регламент оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России» (Приложение №9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)