

ЦИФРОВИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ КОММУНАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Коммунальная электроэнергетика ближе всех находится к населению, так как именно она в итоге поставляет электрическую энергию конечному потребителю. Отсюда следует, что вопросы модернизации электрических подстанций должны проводиться на основе самых современных цифровых технологий. В статье на основе практического опыта рассматриваются требования и методики построения системы автоматизации сбора технологической информации, мониторинга, хранения и представления ее диспетчерскому персоналу, рассматриваются преимущества и недостатки различных вариантов.

Оперативно-диспетчерское управление, объекты коммунальной электроэнергетики, системы телемеханики, SCADA-системы.

Характерной особенностью объектов коммунальной электроэнергетики является значительная территориальная распределенность этих объектов (электрических подстанций, распределительных пунктов РП, трансформаторных подстанций ТП, РТП, КТП и т.п.), что не свойственно для электростанций или подстанций, относящихся к РАО «ЕЭС» (МРСК). Второй особенностью является, как правило, отсутствие постоянного обслуживающего персонала, поэтому наличие информации о состоянии объекта энергетики в оперативном режиме является актуальной задачей. Это позволит сократить время на локализацию места повреждения, проведение оперативных переключений, ликвидацию аварийных ситуаций, что в конечном итоге приведет к сокращению недоотпуска электроэнергии потребителям.

Целью статьи является анализ возможных способов цифровизации именно объектов коммунальной электроэнергетики и наиболее предпочтительных методов решения указанной выше задачи. Предлагаемые решения были использованы при построении и эксплуатации системы телемеханики и коммерческого учета электроэнергии в течение 12 лет на государственном энергетическом предприятии «Вологдаоблкоммунэнерго».

Далее условимся, что любой объект коммунальной электроэнергетики будем называть подстанцией, хотя это и не совсем корректно. Для диспетчерского контроля и управления характерно наличие всех трех типов сигналов: телесигнализации (ТС), телеизмерений (ТИ) и телеуправления (ТУ). Сигналы типа ТС позволяют иметь информацию о состоянии высоковольтных выключателей вводных и отходящих ячеек (масляных, вакуумных, элегазовых), секционных выключателей, приборов учета электроэнергии, замыканий на землю или других сигналов релейной защиты, контроля наличия напряжения на выходе трансформатора собственных нужд, а также, возможно, сигнала

лов контроля доступа на объект. Тип таких сигналов – дискретный. Сигналы ТИ позволяют контролировать величины токов вводных и отходящих линий, напряжений на секциях шин и другие. Тип этих сигналов – аналоговый. Сигналы ТУ предназначены для включения/отключения того или иного оборудования, например высоковольтных выключателей. Приведенные выше примеры описывают минимально необходимый состав сигналов, который в конкретных случаях может быть расширен. Все зависит от требований оперативно-диспетчерского персонала и финансового состояния предприятия.

Как правило, сигналов телесигнализации в контроллерах низовой автоматики, находящихся непосредственно на самой подстанции, хватает, чего нельзя сказать о сигналах телеизмерений и телеуправления. Даже если телеуправление не используется по удаленному каналу, то количество входов ТИ обычно бывает недостаточно в одном контроллере. Обзор оборудования систем телемеханики различных производителей позволяет это подтвердить [1–4]. Чаще всего это связано с тем, что в составе контроллера имеется лишь один аналого-цифровой преобразователь с мультиплексором на входе, позволяющим создавать/подключать обычно не более восьми аналоговых устройств. Кроме того, этот тип сигналов требует еще и цифровой фильтрации вследствие их высокой зашумленности, что в сочетании с их количеством ведет к достаточно большим временным затратам и снижению быстродействия.

Возможны два способа построения системы низовой автоматики при соответствующей мощности аппаратных ресурсов контроллеров:

- установка однотипных контроллеров на каждую ячейку подстанции (рис. 1);
- установка одного контроллера, но с дополнительной аппаратурой расширения (рис. 2).

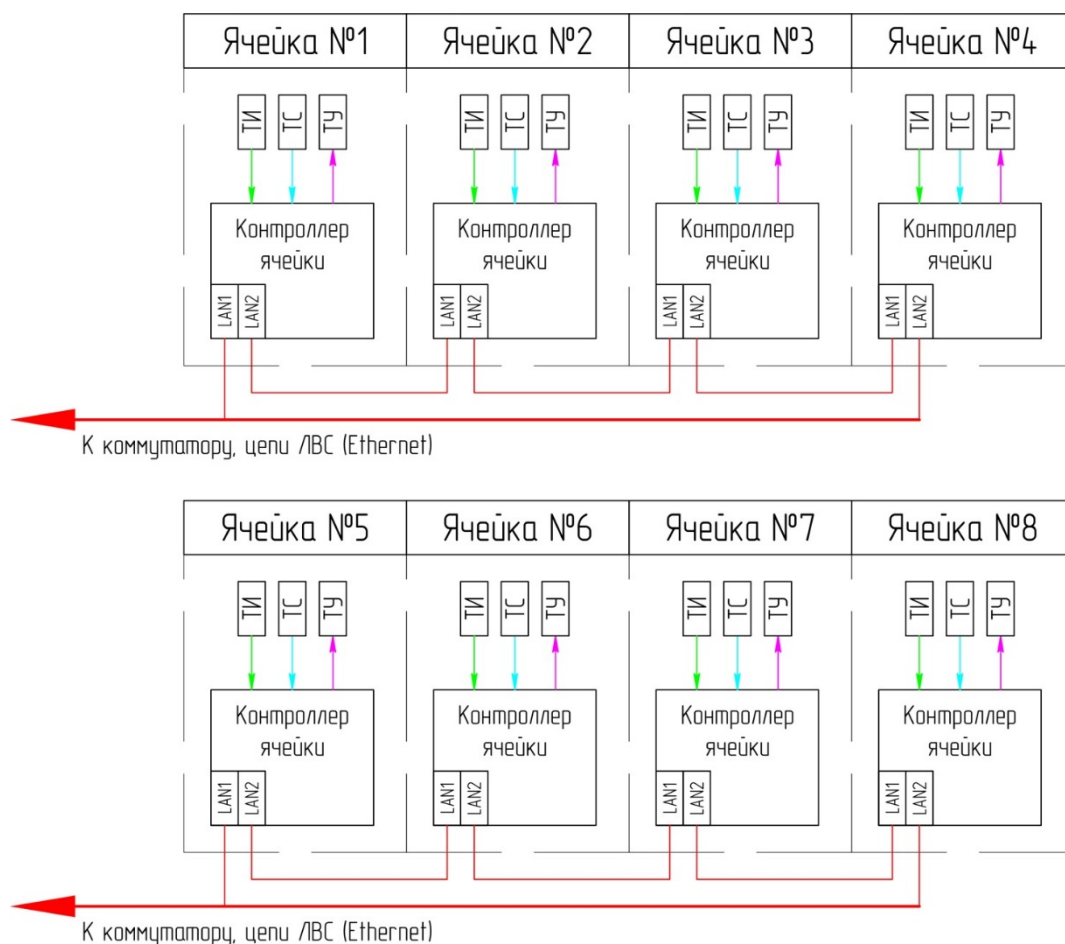


Рис. 1. Схема установки контроллера на каждую ячейку

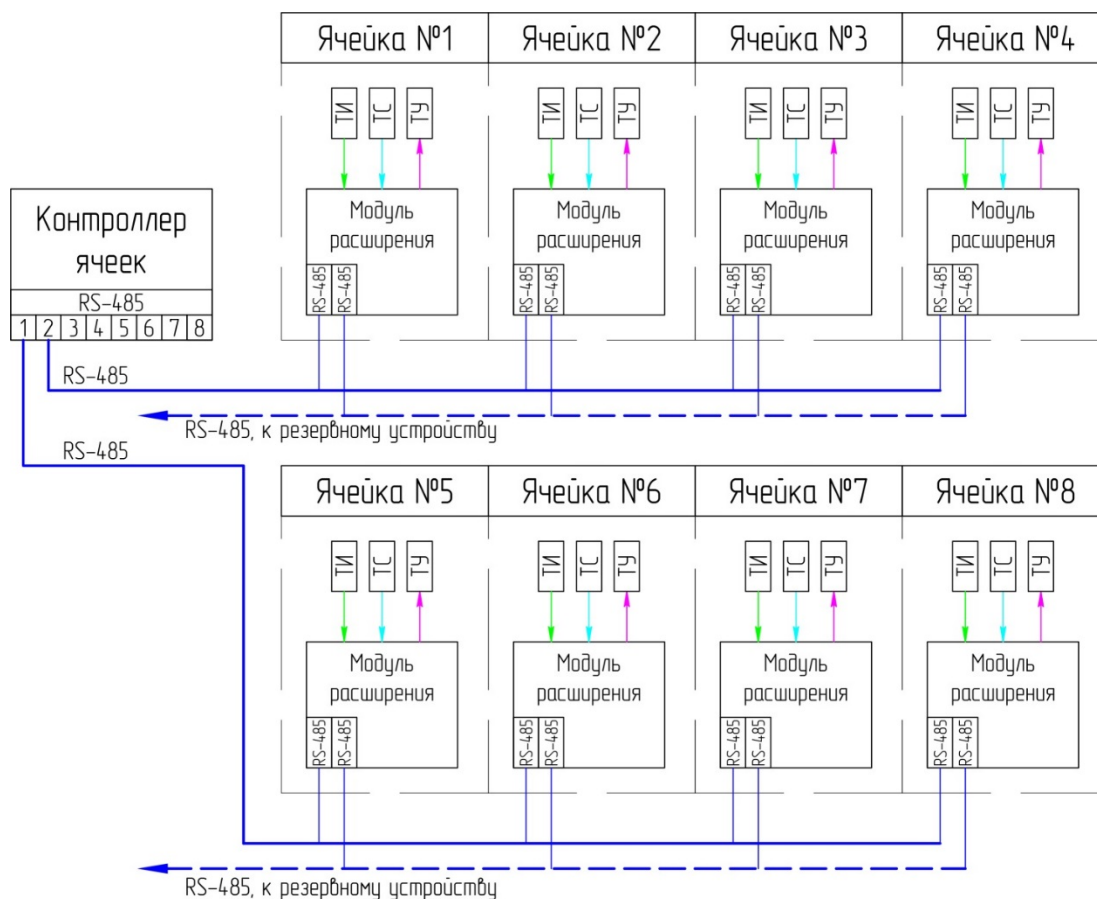


Рис. 2. Схема установки контроллера с аппаратурой расширения

В первом случае увеличивается отказоустойчивость системы сбора информации с объекта, так как при отказе одного терминального контроллера все остальные остаются в работе, и пусть не полная, но какая-то часть информации о подстанции будет доступна. Правда, выход из строя коммутатора приведет к полному отсутствию информации об объекте, даже при всех работающих контроллерах, однако надежность современных коммутаторов значительно выше надежности терминальных контроллеров. То же произойдет и при отказе шлюза связи с сервером телемеханики, находящемся на следующем, более высоком уровне SCADA-системы. Но это присуще для любых систем телемеханики и не является характерной особенностью именно этой схемы построения. В целом рассматриваемый вариант представляет собой промышленную локальную вычислительную сеть. С другой стороны, следует признать, что экономически это довольно затратный вариант.

Во-первых, требуется наличие количества контроллеров, равное количеству ячеек подстанции, а это, разумеется, дороже, чем установка одного контроллера на весь объект. Модернизация подстанции увеличением количества ячеек также приводит к закупке целого комплекта оборудования.

Во-вторых, требуется наличие коммутатора, что также удорожает проект, хотя и не очень значительно.

В-третьих, требуется как-то разделять общий канал связи между контроллерами. Можно, конечно, установить индивидуальный канал связи с каждой ячейкой подстанции, но это уж совсем финансово нецелесообразный вариант.

В-четвертых, при такой структуре требуется более сложное программное обеспечение для контроллера для работы в промышленной сети.

Правда, количество соединительных проводов в целом в такой системе будет меньше, чем при одном контроллере на всю подстанцию. Более того, не возникает проблем с недостатком входов для аналоговых сигналов и сигналов телеуправления для сбора информации с одной ячейки.

Во втором случае вышеуказанные проблемы будут отсутствовать, но стоимость монтажных работ по прокладке кабельной системы будет выше. Также могут возникнуть сложности и по размещению проводников в ячейках подстанции, особенно ближних к контроллеру (может не хватить емкости/объема кабельного канала ячейки, так как именно в этих ячейках будет проложено максимальное количество проводников от всех ячеек).

На подстанциях, где количество ячеек на всех секциях больше восьми (а это практически всегда), количество входов ТИ при такой организации телемеханики будет явно недостаточно, поэтому потребуются установка дополнительных блоков расширения по этим входам, что, конечно же, ведет к удорожанию системы, однако все же стоимость аппаратуры и программного обеспечения для пункта низовой телемеханики будет заметно ниже по сравнению с первым вариантом. Как правило, блоки расширения предлагаются производителями отдельно и не входят в обязательный комплект. Покупка какого-то дополни-

тельного программного обеспечения, как правило, не требуется.

Следующим важным моментом является питание контроллеров подстанции. Если это объекты энергетики высокого напряжения (выше 1 кВ), то единственным способом питания контроллеров и, возможно, некоторых датчиков напряжением 220 Вольт является подключение их к системам РЗА (релейной защиты и автоматики), которые, в свою очередь, запитаны от трансформатора (трансформаторов) собственных нужд подстанции (ТСН). Обесточивание этих линий ведет к пропаданию информации обо всем объекте вследствие нерабочего состояния самих контроллеров. Это может быть следствием аварии как на самом ТСН, так и во время проведения профилактических/монтажных работ на подстанции с отключением ТСН или систем питания РЗА. Естественным решением этой проблемы является использование источников бесперебойного питания, однако это решение можно назвать лишь частичным, так как время работы этих источников все равно ограничено емкостью их аккумуляторных батарей. Наиболее правильным подходом будет являться контроль наличия напряжения на выходных клеммах ТСН, а лучше – на входах питания шин системы РЗА. При этом не обязательно контролировать величину напряжения, когда потребуется довольно дорогой датчик телеизмерений и соответствующих входов контроллера, что и без того является дефицитным моментом. Можно использовать датчики типа «сухой контакт» и вход для сигналов ТС контроллера, то есть контролировать не величину, а наличие напряжения. Таким образом, система телемеханики с точки зрения оперативно-диспетчерской службы должна контролировать не только состояние высоковольтного оборудования, но и систем РЗА.

Следующая система может быть реализована как подсистема существующей телемеханики, так и выделена в отдельную структуру. Речь идет об автоматизированной системе коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ). Так как часть электроэнергии подстанции тратится на собственные нужды (освещение, отопление и др.), то и юридически, и финансово было бы логично вести учет этих ресурсов. Это ведет к необходимости установки приборов учета, сертификации программного обеспечения (или его части) в случае комплексного решения системы телемеханики, «утяжеления» базы данных, однако не требует отдельного канала связи с сервером верхнего уровня и позволяет выявлять причины отсутствия данных по потреблению электроэнергии при авариях на подстанции.

Практический опыт показывает, что имеют место явления проникновения на подстанции сторонних лиц. Это может носить как умышленный, так и непреднамеренный характер. Последнее чаще всего носит даже более тяжелые последствия, так как субъект правонарушения плохо представляет себе опасность нахождения в зоне высоких напряжений. Поэтому установка охранных систем, систем контроля доступа и систем теленаблюдения не только крайне желательна, но и необходима, так как зачастую эти явления приводят к судебным разбирательствам. С одной стороны, это напрямую не относится к системам телемеханики, однако согласно [4, 5] эти системы разрешено

совмещать/интегрировать в единой структурированной кабельной системе, что удешевляет проект кабельной системы и особенно монтажные работы.

О топологии сети на подстанции уже было сказано выше, но не рассматривался вопрос о применении беспроводных каналов связи, которые сегодня очень широко используются в офисах, гостиницах, вокзалах, в домашних условиях. На взгляд авторов на подстанциях лучше не использовать любой вид беспроводной связи. Наличие высоковольтного коммутационного оборудования, сложной электромагнитной обстановки, особенно во время гроз, северных сияний и др., может привести к ложным срабатываниям или к недостоверной информации. Это может быть компенсировано более сложными алгоритмами, но вряд ли будет оправдано экономически, особенно в пределах территории одной подстанции.

Все вышеперечисленное обычно интересует и понятно специалистам РЗА, отделов АСУП и некоторых других структур, однако сотрудники оперативно-диспетчерских служб работают с системой телемеханики «верхнего» уровня, часто называемой SCADA-системой. Систем низовой автоматики они, как правило, не знают. Что касается SCADA-систем, то они фактически представляют собой графическую оболочку («подложку», мнемоническую схему объекта телемеханики) с нанесенными на нее сигналами датчиков ТИ и ТС. Правда, у части производителей SCADA-систем эта оболочка может либо отсутство-

вать, либо иметь достаточно примитивный вид, как представлено, например, на рисунке 3.

Обычно это связано с универсальностью областей применения какой-либо SCADA-системы. Некоторые производители поставляют и более развитые графические оболочки (рис. 4), тем не менее ориентированность даже этих систем на определенную сферу автоматизации все же прослеживается.

Что же касается коммунальной энергетики, то ввиду большого количества объектов и их территориальной распределенности целесообразнее иметь в виде указанной «подложки» однолинейную схему подстанции с нанесенными на нее сигналами датчиков. Во-первых, она понятнее оперативному персоналу, а во-вторых, реально видна структура и расположение ячеек на объекте. Этот момент следует учитывать при выборе SCADA-систем различных производителей. Заметим, что у объектов коммунальной энергетики нет уникальных названий, как, например, подстанция «Южная» в городе Вологде (РАО ЕЭС) или Братская ГЭС, а есть просто номера, которые чаще всего связаны с очередностью ввода в эксплуатацию. Эта плохая информативность оборачивается, с другой стороны, удобством создания объектов в системах телемеханики (SCADA-системах), так как в конечном итоге уникальным идентификатором объекта в базе данных будет являться именно номер этого пункта электроэнергетики.

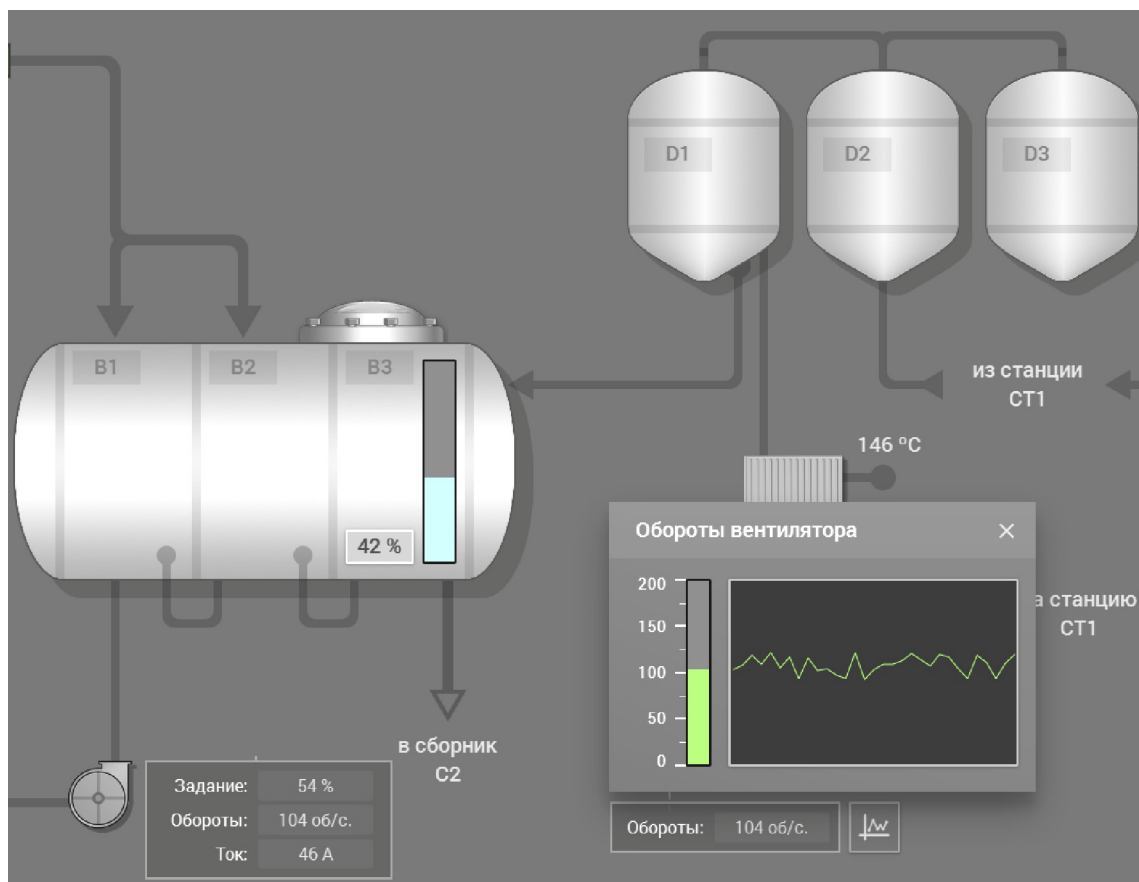


Рис. 3. Пример упрощенного варианта графической оболочки SCADA-системы

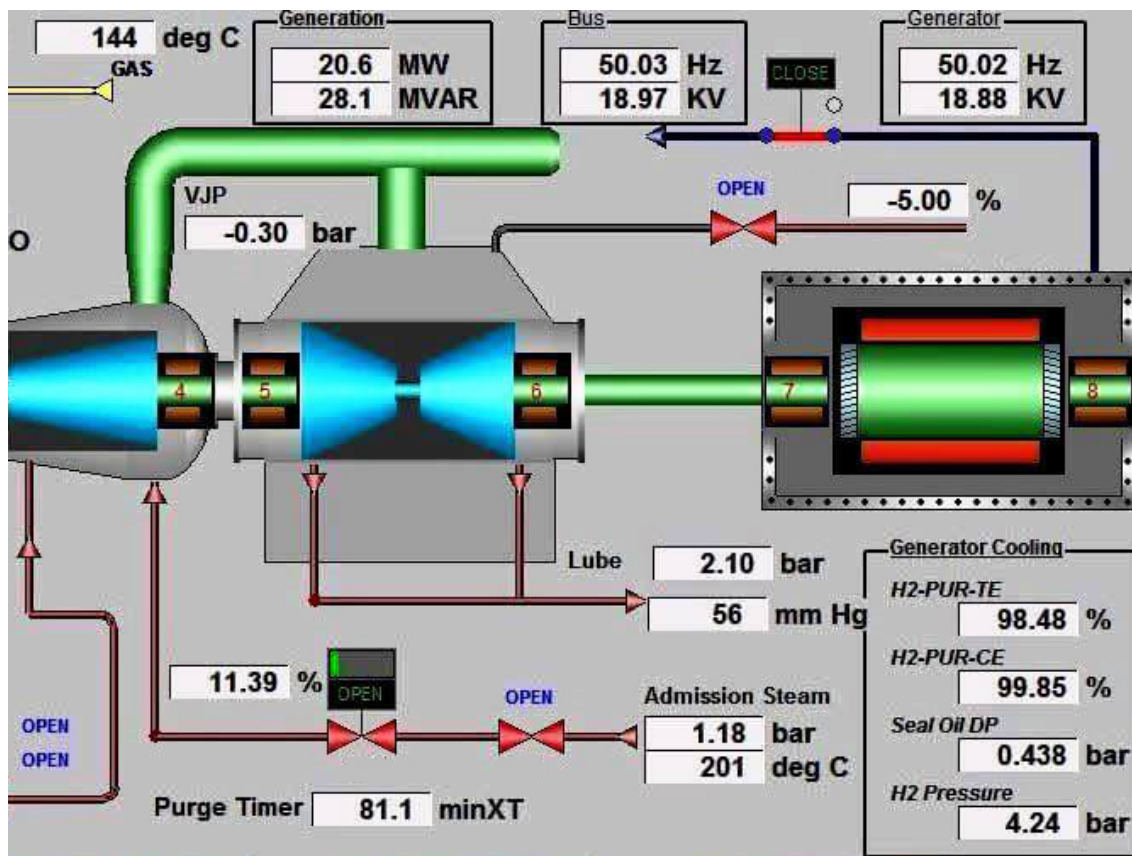


Рис. 4. Пример расширенного варианта графической оболочки SCADA-системы

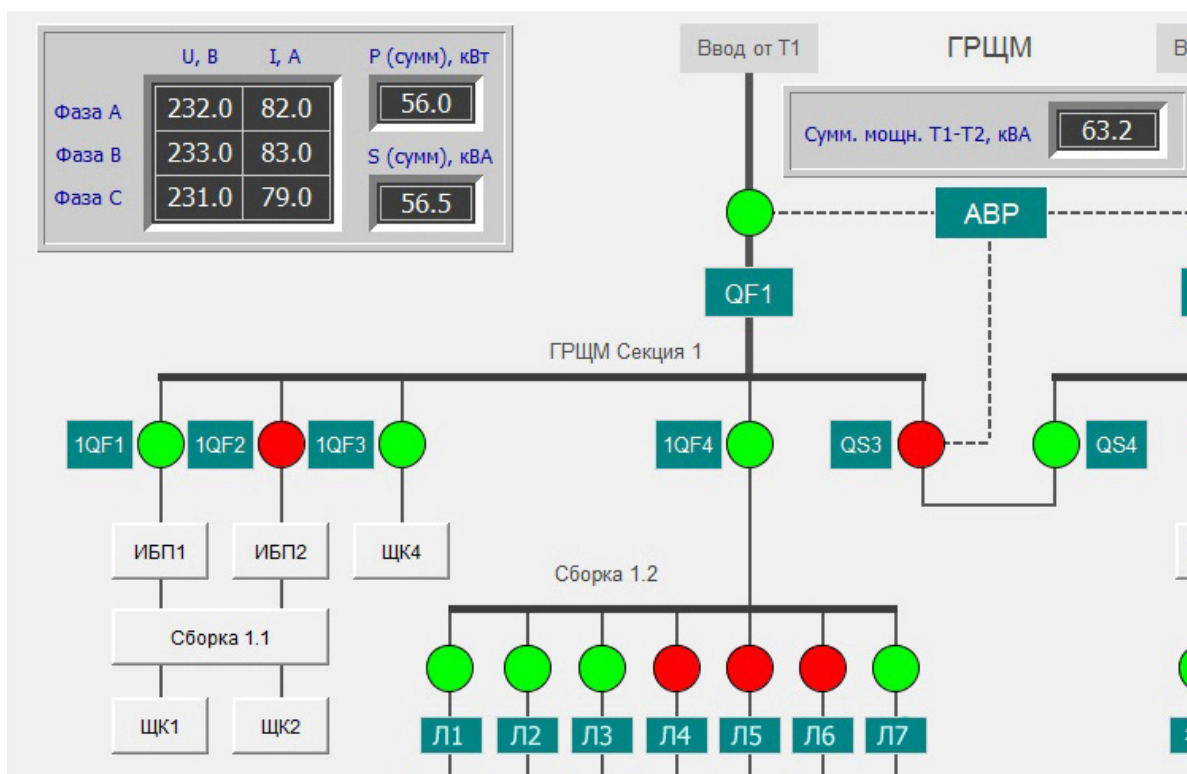


Рис. 5. Пример интерфейса SCADA-системы объектов электроэнергетики (распределительное устройство)

Следующим немаловажным моментом является периодичность снятия информации с датчиков. Что касается сигналов типа ТС, то здесь все проще: при каждой смене телесостояния данный сигнал поступает на пульт диспетчера и записывается в базу данных. С сигналами ТИ несколько сложнее. Достаточно частый опрос этих датчиков приведет к значительному росту базы данных, а достаточно редкий опрос может не дать необходимой статистики. Здесь, по-видимому, каждое предприятие электроэнергетики определяет этот параметр самостоятельно, однако в системе телемеханики должны быть заложены следующие возможности:

- поступление аварийных сигналов ТИ на диспетчерский пульт происходит в момент наступления аварийных ситуаций;

- дежурный диспетчер имеет возможность принудительного опроса любого датчика ТИ в любое время.

В заключение следует еще раз отметить, что в представленной статье рассмотрены основные варианты построения систем телемеханики, характерные для цифровизации подстанций коммунальной энергетики, приведены, на взгляд авторов, наиболее целесообразные схемные и системные решения. Преимуществом предлагаемого подхода является его комплексность,

позволяющая интегрировать в единую систему средства телемеханики, АСКУЭ, учета собственных нужд и видеонаблюдение.

Литература

1. Пи Эл Си Технолоджи : официальный сайт. – Москва. – URL: <https://tpz.ru/company/> (дата обращения: 10.10.2021). – Текст : электронный.

2. Selta (ООО Селта). – URL: <https://energosei.ru/supplier/selta-ooo-selta/>. – (дата обращения: 10.10.2021). – Текст : электронный.

3. ЮГ-СИСТЕМА плюс. – URL: <https://yugsus.ru/company/>. – Текст : электронный.

4. ГОСТ Р 53245-2008 Национальный стандарт Российской Федерации. Информационные технологии. Системы кабельные структурированные. Монтаж основных узлов системы. Методы испытания : дата введения 01.01.2010. – Москва : Стандартинформ, 2018. – 40 с.

5. ГОСТ Р 53245-2008 Национальный стандарт Российской Федерации. Информационные технологии. Системы кабельные структурированные. Проектирование основных узлов системы. Общие требования : дата введения 01.01.2010.

M.V. Veselov, S.B. Fedotovskiy
Vologda State University

DIGITALIZATION OF UTILITY POWER OBJECTS

The utility power industry is the closest to the population, since it is it that ultimately supplies electric energy to the final consumer. This implies that the modernization of electrical substations should be carried out on the basis of the most modern digital technologies. Based on practical experience, the article discusses the requirements to and methods of building a system for automation of technological information collection, monitoring, storage and presentation to dispatching personnel, and considers the advantages and disadvantages of various options.

Operation and dispatch control, public electric power facilities, telemechanics systems, SCADA systems.