

УДК 621.311

Савина Наталья Викторовна

Амурский государственный университет

г. Благовещенск, Россия

E-mail: nataly-savina@mail.ru**Музыченко Валерий Евгеньевич**

Амурский государственный университет

г. Благовещенск, Россия

E-mail: valera.154@bk.ru**N. V. Savina**

Amur State University

Blagoveschensk, Russia

E-mail: nataly-savina@mail.ru**V.E. Muzychenko**

Amur State University

Blagoveschensk, Russia

E-mail: valera.154@bk.ru

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ АРХИТЕКТУРЫ ПОСТРОЕНИЯ ЦИФРОВОЙ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ

CHOOSING THE OPTIMAL ARCHITECTURE FOR THE IMPLEMENTATION OF A DIGITAL HYDROELECTRIC POWER PLANT

Аннотация. В статье представлено обоснование целесообразности построения цифровых ГЭС большой мощности. Разработана структура цифровой ГЭС в соответствии с требованиями стандарта МЭК 61850 и определены ее иерархические уровни. По критериям экономичности и надежности выбрана оптимальная архитектура цифровой ГЭС. Рассмотрен мониторинг переходных режимов на цифровой ГЭС.

Abstract. The article presents a rationale for the feasibility of constructing high-power digital hydroelectric power stations. The structure of a digital hydroelectric power station has been developed in accordance with the requirements of the IEC 61850 standard and its hierarchical levels have been determined. Based on the criteria of efficiency and reliability, the optimal architecture of the digital hydroelectric power station was selected. Monitoring of transient conditions at a digital hydroelectric power station is considered.

Ключевые слова: ГЭС, MMS, АСУ, GOOSE, CIM.

Key words: HPP, MMS, ACS, GOOSE, CIM.

В России освоена только пятая часть потенциала гидроэнергетики, хотя эти электрические станции являются наиболее перспективными. ГЭС относятся к возобновляемым источникам электрической энергии, работа их не сопровождается выделением угарного газа и

углекислоты, пылевых загрязнителей. Их используют для регулирования частоты и мощности в электроэнергетических системах, что свидетельствует о высоких требованиях к их надежности. Применение цифровых технологий позволит решить проблему с надежностью таких станций. Как показал анализ [5], переход на цифровую платформу позволяет на 20% снизить аварийность на объектах электроэнергетики, продолжительность перерывов электроснабжения и среднюю частоту технологических нарушений.

Таким образом возникают предпосылки к построению цифровых ГЭС. Актуальность такой задачи обусловлена в [2]. Для этого необходимо разработать методический подход, определяющий новую структуру построения станции, ее архитектуру, обоснованный выбор систем интеллектуального управления с применением цифровых технологий.

Цель нашей статьи – выбор оптимальной архитектуры для построения цифровой ГЭС, исходя из ее структурных и режимных особенностей.

Для достижения цели необходимо решить следующие задачи: обосновать перспективы создания цифровых гидравлических электрических станций; разработать варианты архитектур цифровой ГЭС с учетом функциональных особенностей и показать, как выбрать оптимальный; обеспечить мониторинг переходных режимов в составе принятой архитектуры цифровой ГЭС.

Обоснование перспективы создания цифровых ГЭС

Рассмотрим целесообразность построения цифровых ГЭС большой мощности в связи с их значимостью в электроэнергетической системе. Как правило, такие ГЭС сооружаются вдали от потребителей, поэтому вся мощность выдаётся на одном или двух повышенных напряжениях, связь между которыми обычно осуществляется с помощью автотрансформаторов. Такая особенность ГЭС позволяет применить блочное соединение генератор-трансформатор, не предусматривая сборных шин генераторного напряжения. Главные повышающие трансформаторы устанавливаются на ГЭС на стороне нижнего или верхнего бьефа в условиях ограниченной площадки. Это вызывает необходимость сооружения укрупненных энергоблоков: два-три генератора на один повышающий трансформатор.

Для мощных ГЭС характерно использование более крупных энергоблоков, что позволяет уменьшить количество линий связи с распределительным устройством высокого напряжения (РУ ВН) и количество повышающих трансформаторов. Малое число присоединений упрощает конструкцию самого РУ ВН.

Для РУ 110, 220 кВ ГЭС применяют схемы распределительных устройств – мостик и сдвоенный мостик; для РУ 220-500 кВ – треугольник, четырехугольник, связанные четырехугольники, блоки генератор-трансформатор-линия; для РУ 330...500 кВ – 3/2, 4/3 с секционированными и несекционированными системами шин; блоки трансформатор-шины [1].

Собственные нужды (СН) ГЭС делятся на агрегатные и общестанционные. Основными источниками питания СН на ГЭС являются понижающие трансформаторы или реактированные линии, подключенные непосредственно к выводам генератора или к их распределительным устройствам. Обычно они питаются от шин генератора и энергосистемы.

Приведенная краткая характеристика ГЭС показывает, что при построении архитек-

туры цифровой ГЭС цифровые технологии можно применить на всех распределительных устройствах, генераторных блоках и собственных нуждах.

Рассмотрим понятие цифровизации применительно к электрическим станциям. Цифровизация электрической станции представляет цифровую платформу, к которой подключается комплекс новых технологий в области первичного оборудования, новые системы управления, информационная инфраструктура, новые бизнес-процессы, направленные на повышение надежности, качества, управляемости, эффективности и безопасности электрической станции.

Предлагается следующее определение цифровой электрической станции: – это автоматизированная электрическая станция, оснащенная взаимодействующими в режиме единого времени цифровыми информационными и управляющими системами, системами цифрового мониторинга состояния оборудования и объектов станции.

Цифровая платформа позволит осуществлять более эффективное и гибкое автоматическое управление электрической станцией в режиме реального времени, обеспечить надежную связь с высокоточной системой передачи данных субъектам электроэнергетики. Будет повышена точность измерений параметров режима и учета электроэнергии не только в установившихся, но и переходных режимах, при полной наблюдаемости всех процессов на станции. Благодаря цифровым двойникам можно организовать мониторинг состояния первичного оборудования в реальном времени и принимать решения относительно вывода в ремонт оборудования по его техническому состоянию, обеспечению оптимальных параметров работы, в том числе в автоматическом режиме.

Цифровые технологии помогут быстро и более точно определять место повреждения на станции. Это позволит повысить надежность функционирования станции, сократить количество отказов, повысить устойчивость электроэнергетической системы, снизить время простоя, связанного с ремонтами и обслуживанием станции, перейти от планово-предупредительного на ремонт по фактическому состоянию оборудования, что сократит затраты на обслуживание и ремонт.

Упрощение вторичных соединений путем применения волоконно-оптических кабелей приведет к снижению эксплуатационных затрат на обслуживание, позволит решить вопрос электромагнитной совместимости.

Применение цифровых оптических связей снизит вероятность появления дефектов типа «земля в сети постоянного тока» за счет сокращения размерности системы оперативного постоянного тока. Отсутствие электрической связи между первичным и вторичным оборудованием повысит безопасность обслуживания оборудования станции.

Будут сокращены ошибочные действия оперативного персонала и релейной защиты, что также повысит надежность станции и сократит травматизм.

На этапе проектирования типизация и автоматизация проектных решений снизит время на проектирование и сократит число ошибок проектировщиков. Поставка оборудования в полной заводской готовности приведет к снижению времени на строительные-монтажные и пуско-наладочные работы.

В итоге резко повысится надежность, экономичность и энергоэффективность электрической станции, будет достигнуто существенное снижение OPEX и CAPEX.

Разработка вариантов архитектуры цифровой ГЭС и выбор оптимального

Построение цифровой ГЭС (ЦГЭС) начинается с ее архитектуры и осуществляется в несколько этапов.

На первом этапе необходимо организовать интеллектуальные системы измерений и учета с помощью цифровых измерительных трансформаторов, сбора и передачи данных на основе цифровой технологии СІМ, цифровую защиту и АСУ ТП с применением искусственного интеллекта, цифровые двойники генераторов и трансформаторов.

На втором этапе следует разработать цифровые двойники остального первичного оборудования, распределительных устройств и станции в целом и организовать на их основе дистанционный мониторинг всех процессов в реальном времени.

Третий этап связан с развитием автоматизации станции на основе цифровых технологий и искусственного интеллекта и переводом всех процессов, включая и бизнес-процессы, в высокоавтоматизированный формат.

На всех этапах реализуется цифровой обмен данными.

Для разработки архитектур цифровой ГЭС целесообразно в качестве прототипа взять цифровую подстанцию [3], идея которой заключается в приближении устройств сбора дискретных и аналоговых сигналов и выдаче управляющих воздействий непосредственно к оборудованию с последующей передачей всей информации, необходимой для функционирования комплексов РЗА и АСУ ТП ПС в цифровой форме, так как для нее уже разработаны ведомственные стандарты на основе стандартов МЭК 61850 и 61968/61970 [3], данная технология введена в эксплуатацию.

На первом этапе предлагается структура цифровой ГЭС, приведенная на рис. 1. Ее иерархические уровни показаны на рис. 2. Они строятся по аналогии с принятым прототипом цифровой подстанции.

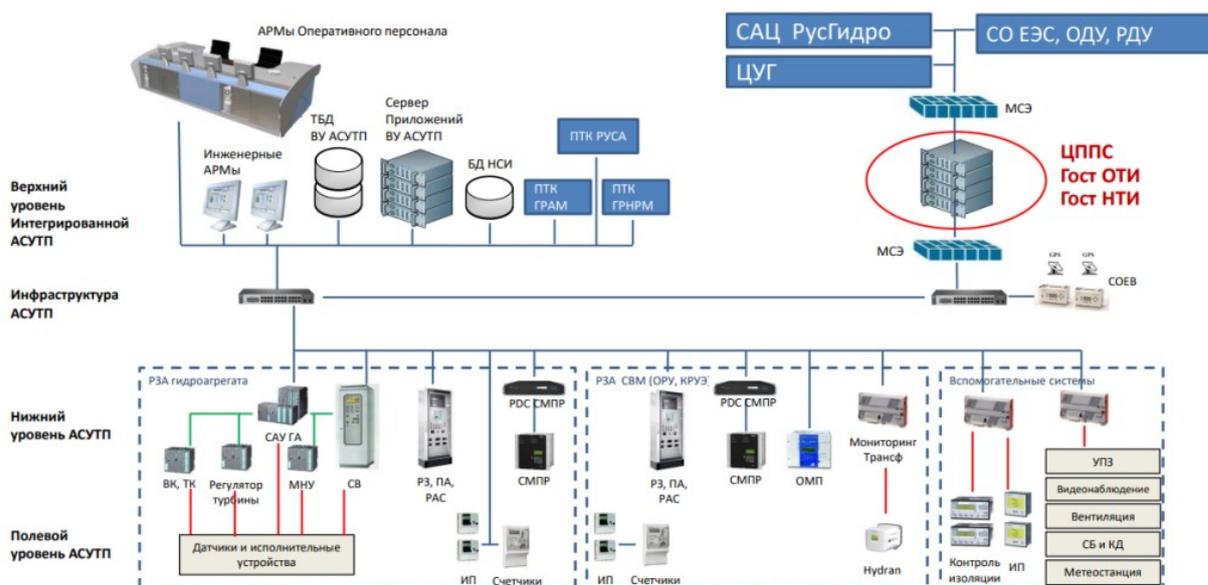


Рис. 1. Структура ЦГЭС на первом этапе:

АРМ – автоматизированное рабочее место; САЦ – ситуационно-аналитический центр; ЦУГ – центр управления генерацией; АСУТП – автоматическая система управления технологическим процессом.

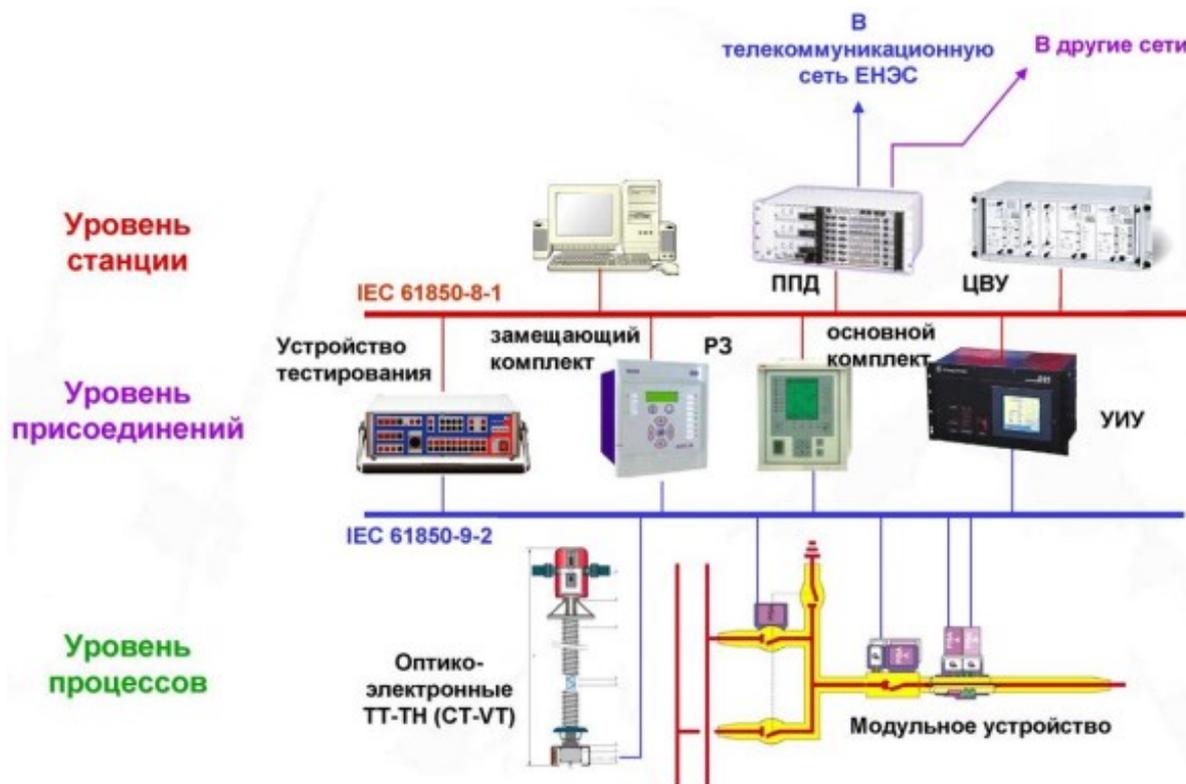


Рис. 2. Иерархические уровни цифровой ГЭС [3]:

ЕНЭС – единая национальная электрическая сеть; ПДД – процессор передачи данных; ЦВУ – центральное вычислительное устройство; УИУ – устройство измерения и управления.

Уровень процессов включает все первичные устройства: энергоблоки, распределительные устройства высокого и среднего напряжения, автотрансформаторы связи, трансформаторы собственных нужд. Он содержит устройства интерфейса процессов, интеллектуальные электронные устройства. Уровень присоединений включает все электронное оборудование для организации контроля, защиты, связи и других функций (например, таких как мониторинг и диагностика). Уровень станции включает оборудование для управления и защиты станции, станцию НМІ, регистраторы помех и способы передачи данных. Иерархические уровни объединяются посредством сегментов локальной вычислительной сети *Ethernet*. Сегменты локальной вычислительной сети образуют шину процесса, объединяющую уровень процесса и уровень присоединения, и шину станции, объединяющую уровень присоединения и уровень станции.

Для реализации ЦГЭС можно предложить три архитектуры, различающиеся объемом применяемых цифровых технологий.

Архитектура I основывается на применении протокола MMS для интеграции устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) и контроллеров присоединений (КП) в единую систему АСУ ТП без использования протоколов GOOSE и SV. Она не предполагает использования шкафов передачи дискретных сигналов (ШПДС) и шкафов передачи аварийных сигналов (ШПАС). При проектировании ЦГЭС по архитектуре I следует руководствоваться существующими нормами проектирования вторичных систем и цепей.

Архитектура II основана на применении не только протокола MMS для интеграции устройств РЗА и КП в единую систему АСУ ТП, но и протокола GOOSE для быстрой передачи информации между устройствами уровня присоединения РЗА и КП, а также для передачи сигналов между устройствами защиты и автоматики, преобразователями дискретных сигналов, установленными в ШПДС.

Архитектура III предполагает применение, кроме протокола MMS, для интеграции устройства РЗА и КП в единую систему АСУ ТП, протокола GOOSE – для быстрой передачи информации между устройствами уровня присоединения (РЗА и КП) и передачи информации между устройствами защиты и автоматики и ШПДС, применение протокола Sampled Values для передачи данных измерений токов и напряжений от цифровых измерительных трансформаторов и на переходном этапе – от ШПАС.

В архитектуре III должна использоваться технология «Цифровой двойник» для гидрогенераторов и силовых трансформаторов совместно с цифровой технологией Big Data для обеспечения их оптимальной и надежной работы в реальном времени. Цифровые двойники, позволят повысить эффективность работы ЦГЭС за счет снижения удельного расхода энергоресурсов на единицу генерируемой мощности для гидрогенераторов и обеспечения оптимального режима трансформаторов. При этом будут обеспечены оптимальное распределение загрузки гидрогенераторов в зависимости от эксплуатационных характеристик, учет количества часов их наработки после капитального ремонта, время работы в межремонтный период и других эксплуатационных характеристик. Совместное использование СИМ и МЭК 61850 позволит построить ГЭС в формате цифровой электрической станции. Они дополняют друг друга (табл. 1).

Таблица 1

Области применения СИМ и МЭК 61850 при построении ЦГЭС

Область применения	СИМ	МЭК 61850
Автоматизированный процесс	Оперативно-диспетчерское и оперативно-технологическое управление в электроэнергетике	Конфигурация информационного обмена устройств и комплексов РЗА и АСУТП
Объект моделирования	Основное электротехническое оборудование, топология электрических соединений, телеметрия, характеризующая состояние электрического режима	Ассоциированные с информационным обменом функции устройств РЗА и АСУТП и объекты данных
Автоматизируемые задачи	Автоматическое формирование расчетной схемы замещения, оценка состояния электрического режима, анализ аварийных событий в энергосистеме	Автоматизированная конфигурация информационного обмена устройств и комплексов РЗА и АСУТП, мониторинг и диагностика информационного обмена
Совершенствуемые системы	АСУ ТП и АСТУ	Верхний уровень АСУТП и РЗА

Все особенности архитектур I, II и III в части применяемых технических средств и протоколов стандарта МЭК 61850 систематизированы в табл. 2.

Таблица 2

Особенности реализации архитектур I, II и III при построении ЦГЭС

Применяемое оборудование и протоколы стандарта МЭК 61850	Архитектура I	Архитектура II	Архитектура III
Использование протокола MMS	+	+	+
Использование протокола GOOSE	-	+	+
Использование протокола Sampled Values	-	-	+
Применение оборудования с поддержкой МЭК 61850 на подстанционном уровне	+	+	+
Применение оборудования с поддержкой МЭК 61850 на присоединенном уровне	+	+	+
Применение оборудования с поддержкой МЭК 61850 на полевом уровне	-	+	+
Использование ШПДС	-	+	+
Использование ШПАС	-	-	+
Использование ЦТТ и ЦТН, работающих по протоколу Sampled Values	-	-	+
Использование цифровых двойников силового оборудования	-	-	+
Использование CIM	-	-	+

Критериями для выбора оптимальной архитектуры ЦГЭС являются надежность и экономичность станции. Как показал сравнительный анализ возможностей архитектур по указанным критериям, оптимальной для ГЭС является архитектура III, так как она в отличие от других обеспечивает полное моделирование всех процессов при производстве электроэнергии в реальном времени, их оптимизацию и более высокую степень автоматизации станции.

Организации мониторинга переходных режимов на ЦГЭС

Неотъемлемая часть принятой архитектуры ЦГЭС – мониторинг переходных режимов, от качества которых зависит устойчивость и живучесть электроэнергетической системы. Позднее обнаружение недопустимых параметров переходного процесса может привести к системной аварии, разделению электроэнергетической системы на несинхронные части с массовым отключением потребителей и значительным ущербом.

Система мониторинга переходных режимов (СМПР) включается в структуру ЦГЭС, как показано на рис. 1. Она предназначена для непрерывного измерения и регистрации векторных величин параметров электроэнергетического режима, синхронизированных с помо-

щью сигналов системы единого времени. Использование системы позволяет наблюдать и анализировать поведение энергосистемы в процессе возникновения и ликвидации аварийных событий, более точно настраивать автоматику и защиты.

СМПР является двухуровневой системой. На первом уровне осуществляется сбор и первичная обработка информации с помощью цифровых измерительных трансформаторов, протоколов стандарта МЭК 61850, принятых в соответствии с архитектурой I3, и устройства синхронизированных векторных измерений (УСВИ). На втором уровне осуществляется архивирование и передача данных в АО «СО ЕЭС», используются цифровые технологии CIM, Big Data совместно с протоколами МЭК 61850 и концентратором данных векторных измерений (Phasor Data Concentrator PDC), оборудования ЛВС. Решения по системе мониторинга переходных режимов могут быть реализованы, например, на базе оборудования производства ЗАО «НПФ «Энергосоюз» и ООО «Инженерный центр «Энергосервис» [4].

На основании анализа в рамках цифровой трансформации электроэнергетики обоснована целесообразность построения цифровых ГЭС большой мощности, что прежде не рассматривалось. Сформулировано определение цифровой электрической станции. Разработана структура цифровой ГЭС, позволяющая выполнить все требования цифровой трансформации и стандарта МЭК 61850. Охарактеризованы иерархические уровни цифровой ГЭС. Рассмотрены три типа архитектуры цифровой ГЭС, на основании которых по критериям экономичности и надежности выбрана оптимальная. Показано, как организовать мониторинг переходных режимов с учетом особенностей цифровой ГЭС.

1. ГОСТ Р 59279 – 2020 – Схемы принципиальных электрических распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций. [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200177281> (дата обращения: 17.02.2024 г.).

2. Ведомственный проект «Цифровая энергетика». [Электронный ресурс]: URL: <https://minenergo.gov.ru/activity/projectactivities/projects/departmental-project-digital-energy> (дата обращения: 23.02.2024 г.).

3. Журнал «Электроэнергия. Передача и распределение» – цифровая подстанция. Подходы к реализации. [Электронный ресурс]: URL: <https://eepir.ru/article/cifrovaja-podstancija-podhody-k-realiz/> (дата обращения: 23.02.2024 г.).

4. СТО 34.01-21-004-2019 – цифровой питающий центр: требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ. [Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293730/4293730674> (дата обращения: 20.02.2024 г.).

5. СТО 56947007-29.240.10.299-2020 – Цифровая подстанция. Методические указания по проектированию ЦПС. [Электронный ресурс]: URL: <https://meganorm.ru/Index2/1/4293722/4293722799.htm> (дата обращения: 15.02.2024 г.).