

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ АКТИВНОЙ МОЩНОСТЬЮ ГЭС

В.Е. Захарченко (ООО НВФ "Сенсоры. Модули. Системы")

Описывается пример внедрения системы управления активной мощностью, основанной на цифровых моделях гидроагрегатов, объединяющей замкнутую функциональность управления активной мощностью ГЭС, включая возможность автоматического изменения состава оборудования ГЭС. Система призвана упростить ведение энергетического режима ГЭС, повысить эффективность управления активной мощностью, снизить риски нештатных ситуаций, а также может использоваться как платформа дальнейшей оптимизации ведения технологических процессов на каскаде ГЭС.

Ключевые слова: каскад ГЭС, оптимизация, рациональное управление составом гидроагрегатов, групповое управление активной мощностью, АСУТП.

В октябре 2022 г. завершены работы по внедрению первой системы управления активной мощностью ГЭС. Полностью отечественные программно-аппаратные компоненты, образующие резервированный кластер серверов, бесшовно интегрируемый с существующим верхним уровнем АСУТП ГЭС, реализуют функции централизованного управления активной мощностью всеми агрегатами ГЭС на основе плановых диспетчерских графиков и команд системного оператора (включая противоаварийные), с одновременной оптимизацией по детальным цифровым моделям эксплуатационных и расходных характеристик гидроагрегатов. Реализованные функции управления включают также рациональный выбор состава агрегатов с автоматическими командами пуска и останова агрегатов. Система стала квинтэссенцией знаний и опыта коллектива ООО НВФ "Сенсоры. Модули. Системы" (г. Самара). В ней объединены функции трех систем:

- 1) взаимодействие с Системным оператором, получение плановых диспетчерских графиков и команд по телемеханическим каналам связи (система доведения плановой мощности - СДПМ).
- 2) распределение активной мощности среди задействованных в процесс гидроагрегатов (система группового регулирования активной мощностью – ГРАМ);
- 3) формирование рекомендаций по составу оборудования на основе имитации возможных составов

оборудования и оценки их эффективности при выполнении планового задания активной мощности в заданной перспективе (информационная, рекомендательная система рационального управления составом агрегатов – РУСА)

4) на основе лучшей рекомендации осуществление автоматического или автоматизированного (по желанию оператора) рационального управления составом агрегатов (управляющая система рационального управления составом агрегатов – РУСА).

Совершенно новыми стали следующие технические решения:

1) система полностью создана на серверном уровне и состоит из двух резервированных серверов (ранее функции обмена с системным оператором и распределения активной мощности реализовывались только на уровне программируемых логических контроллеров). При этом обеспечиваемые быстродействие и надежность не уступают решениям на базе ПЛК.

2) В составе комплекса присутствуют только российские программные и аппаратные компоненты, включая серверы, ОС, SCADA, что отвечает требованиям настоящего времени.

3) Команды на изменение состава агрегата подаются только при явной невозможности выполнения планового задания мощности следующего часа текущим составом агрегатов.

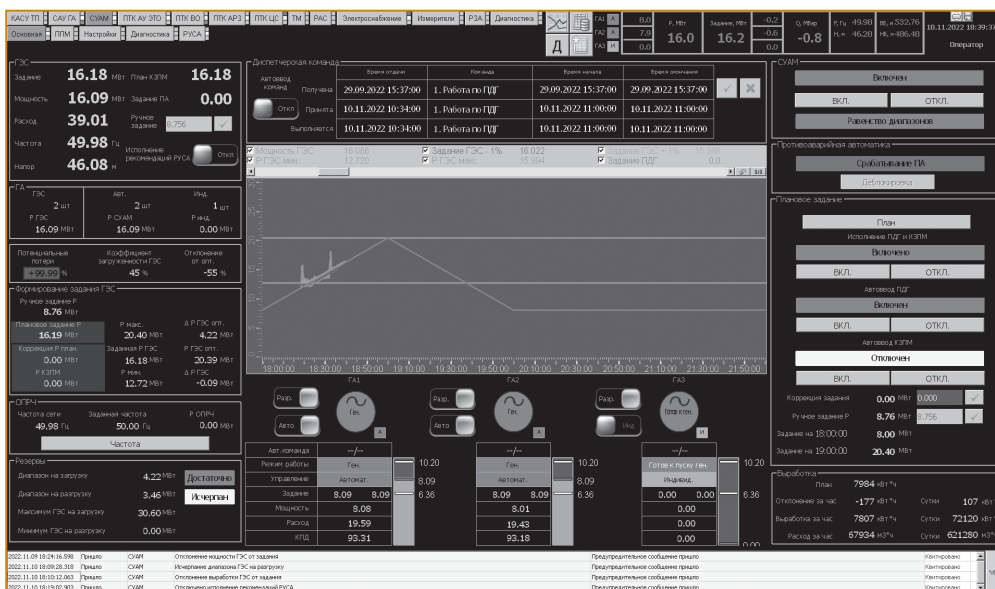


Рис. 1. Основная мнемосхема СУАМ

Перечислим основные модели, методы и алгоритмы, которые использовались при реализации рассматриваемого проекта [1].

1) На основе оптимальных Эрмитовых сплайнов [2] созданы детальные цифровые модели эксплуатационных и расходных характеристик агрегатов, включающих ограничения рабочей области агрегатов и ограничения по уровню нижнего бьефа для защиты от кавитации.

2) Распределение активной мощности реализовано в двух вариантах [3]:

по равенству диапазонов регулирования и по долевого равенству диапазонов на загрузку/разгрузку относительно оптимального КПД.

3) В основе выбора состава агрегатов лежит многокритериальная свертка по повышению эффективности ГЭС, равномерному распределению часов наработки оборудования и числу пусков в полугодовом интервале [4-6].

Описание графического интерфейса системы управления активной мощностью

Мнемосхема (рис. 1) сосредотачивает главные показатели и элементы управления активной мощностью ГЭС.

Слева расположены суммарные показатели ГЭС по группам:

- "ГЭС": различные компоненты ручного планового задания активной мощности ГЭС, включая задание от противоаварийной автоматики; а также фактические параметры: активная мощность, напор, расход воды ГЭС, частота на системах шин 110кВ;

- "ГА": число агрегатов всего в работе, на автоматическом управлении и в резерве, с соответствующими значениями мощности;

- "ГЭС (КР)": процент использования диапазона регулирования агрегатов ГЭС с учетом всех ограничений; процент отклонения от оптимального задания ГЭС;

- "Формирование задания ГЭС" – позволяет детально определить, какие компоненты задания мощности влияют на суммарное задание ГЭС (задействованные подсвечиваются синим прямоугольником);

- "Общее первичное регулирование частоты (ОПРЧ)": расчет необходимой коррекции мощности по частоте на агрегатах;

- "Резервы" для индикации всех возможностей ГЭС по загрузке и разгрузке за исключением агрегатов в ремонте.

Центральная часть мнемосхемы "СУАМ. Основная" содержит отображение команд задания плановой мощности:

- новая, принятая и выполняемая с указанием их времени отдачи, обозначения, времени начала и окончания исполнения с переключателем слева "Автоматический ввод команд задания плановой мощности" – с разрешением команд от СДПМ СО;

- действующий плановый график задания и фактической активной мощности ГЭС с ограничениями;

- область мнемознаков агрегатов, по нажатию на мнемосимвол агрегата открывается окно с подробной информацией о гидроагрегате: история наработки в генераторном режиме и число пусков с капремонта;

- основные параметры текущие и оптимальные: напор, мощность, расход воды через турбину, КПД ГА;

- эксплуатационная и расходная характеристики агрегата с обозначениями ограничений и линии оптимальной мощности и ограничениями, а также с органами управления режимом работы агрегата.

В правой части экранной формы "СУАМ. Основная" размещены ключевые элементы управления, определяющие

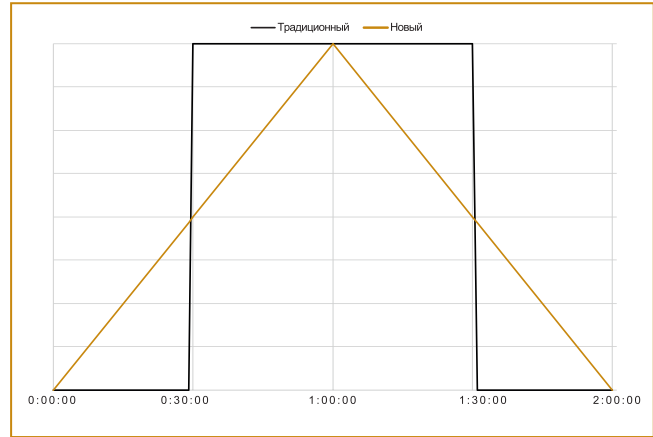


Рис. 2. Подходы к управлению: по выработке (традиционный) и по отклонению (новый)

режим работы системы, а также накопительные параметры системы: выработка ГЭС с начала часа план, факт, отклонение, расход воды.

Особенности изменения состава агрегатов в каскаде ГЭС

Зарагигская гидроэлектростанция расположена на реке Черек, в Кабардино-Балкарской Республике, входит в Нижне-Черекский каскад, являясь его нижней ступенью и отличается отсутствием плотины и каких-либо иных подпорных сооружений – весь напор создается только за счет деривации от Аушегерской ГЭС, имеющей агрегаты со сходными расходными характеристиками. Перед Зарагигской ГЭС есть небольшой бассейн суточного регулирования, но его емкость не позволяет использовать Зарагигскую ГЭС независимо от Аушегерской. Традиционно сложилось, что агрегаты обеих ГЭС пускаются и останавливаются одновременно, время добега воды от одной ГЭС до другой примерно составляет 30 мин, поэтому сначала происходит расходование воды бассейна суточного регулирования, уровень воды в бассейне немного падает и по отключению агрегатов остатки воды снова восполняют бассейн и готовят к новому рабочему циклу. Во многом из-за такой связности в работе агрегатов ГЭС каскада изменение составов агрегатов обеих ГЭС осуществляются ровно к 30-й минуте каждого часа. Это делается также и для упрощения обеспечения заданной выработки: первые полчаса задание остается равным заданию на начало часа, вторые полчаса задание устанавливается на уровне задания на конец часа. Однако в последнее время Системный оператор предпочитает плавное изменение нагрузки в течение часа, интерполируя значения задания на начало и конец часа (рис. 2) Такое требование к системам регулирования активной мощностью связано с минимизацией резких изменений в энергосистеме, повышением предсказуемости процессов за счет более плавного изменения генерации электроэнергии.

Оба подхода имеют свои достоинства и недостатки: первый прост в организации управления, однако при этом будет наибольшее отклонение от интерполированной линии задания мощности до фактического значения

Таблица. Сравнение затрат воды за 1 час при изменении состава агрегатов по традиционному и новому подходам управления активной мощностью

Вариант	Задание, МВт		Время	Новый (плавный), м ³	Традиционный (ступенчатый), м ³	Разница, %
	начало	конец				
Пуск первого агрегата	0	8	26:15	34872	35350	1%
	0	10	21:00	43181	43260	0%
Пуск второго агрегата	8	20,4	19:50	121272	120928	0%
	8	16	30:45	103075	104131	1%
Пуск третьего агрегата	14	22	50:15	150886	154680	2%
	16	24	35:15	171278	176460	3%
	16	30	20:09	196122	197100	0%
Останов первого агрегата	22	14	09:45	154083	156682	2%
	24	16	24:45	171278	171952	0%
	30	16	39:51	196122	194857	-1%
Останов второго агрегата	20,4	8	40:10	121272	119968	-1%
	16	10	39:00	111961	110806	-1%
Останов последнего агрегата	8	0	33:45	34872	34390	-1%
	10	0	39:00	40770	42025	3%

мощности, также при этом повышается нагрузка на органы регулирования агрегатов, повышая их износ, однако при этом время работы на ограничениях будет минимальным. При необходимости изменения состава агрегатов время изменения состава будет зависеть от диспетчерского графика задания мощности ГЭС и ограничений агрегатов. Кроме того, из-за того, что агрегаты имеют достаточно большую зону ограниченной (запрещенной или нежелательной) работы, например, на Зарагижской ГЭС она составляет 60...70% диапазона мощности, изменение состава агрегатов будет происходить заблаговременно, а если так, то повысится расход воды. Проверим последнее утверждение: проведем расчет расхода воды при необходимости изменения состава агрегата в двух вариантах: по традиционному ступенчатому ведению диспетчерского графика в 30-ю минуту и при плавном изменении задания.

Время изменения мощности измененного состава агрегата определяется достаточно просто. Для начала рассчитаем скорость V изменения мощности в секунду по значениям мощности на начало P_0 и конец часа P_1 :

$$V = \frac{P_1 - P_0}{3600}.$$

Тогда для обеспечения заданной выработки электроэнергии изменение мощности измененного состава агрегатов должно произойти тогда, когда задание станет равно среднему арифметическому между ограничениями текущего состава и нового состава. В случае если пуск, то среднее между верхним ограничением текущего состава и нижним ограничением нового состава агрегатов, в случае если останов – среднее между нижним ограничением текущего состава и верхним ограничением нового состава агрегатов. Назовем эту величину $P_{ц}$.

$$t = \frac{P_{ц} - P_0}{V}.$$

Учитывая, что t – момент времени, к которому необходимо набрать заданную мощность, и что пусковые и остановочные процессы не одинаковы и не симметричны по выработке мощности, то пусковые процессы необходимо начать заранее, например, за 5 мин, в зависимости от индивидуальных особенностей агрегатов, а операции по останову – непосредственно перед рассчитанным временем, например, за 1 мин.

Так если агрегат имеет ограничения 7...10 МВт, задание на начало часа 0 МВт, задание на конец часа 8 МВт, то пуск необходимо выполнить ко времени $t = (7/2 - 0) * 3600 / (8 - 0) = 26$ мин 15 с. При тех же ограничениях и задании на начало часа 10 МВт, а на конец 0 МВт, остановить нужно ко времени $t = (7/2 - 10) * 3600 / (0 - 10) = 39$ мин.

Проинтегрировав расход, полученный по расходной характеристике в диапазоне времени, описанного выше, проведем расчеты и сравним затраты воды за час при изменении состава агрегатов по традиционному и новому подходам управления активной мощностью (таблица)

Приведенный расчет показывает, что разница расхода воды при изменении состава оборудования при разных подходах к управлению незначительна. Однако при должной организации работы можно выявить такие сценарии, при которых новый подход дает экономию по расходу воды, и направлять ее на дополнительную выработку энергии, поскольку запастись ее в данном случае не имеет смысла.

Пример: при традиционном подходе при изменении задания с 8 до 16 МВт, что соответствует выработке 12 МВт*ч, ГЭС расходует 104131 м³ воды, которая поступает от ГЭС выше по течению. Однако при плавном изменении задания ГЭС способна выработать 12,1229 МВт, что соответствует диапазону от 8 до 16,2458 МВт, на том же объеме воды.

Проведенные натурные испытания также не показали значительного изменения уровня верхнего бьефа.

Исходя из многолетней традиции при реализации данного проекта была сделана опция: пуск первого и останов последнего агрегата осуществляются в 30-ю минуту часа, все остальное время система работает по плавной интерполяции значений заданий мощности. При внедрении подобной системы на других ГЭС данного каскада можно отказаться от привязки пусков и остановов оборудования к определенному времени, повысив точность исполнения диспетчерского графика заданий мощности, обеспечивая более широкий диапазон регулирования для поддержания частоты в энергосистеме, повышая динамичность и полезность основного оборудования ГЭС.

Заключение

В статье описано внедрение новой системы управления активной мощностью ГЭС, которая консолидирует всю необходимую функциональность в одной системе и является отличным примером развития и цифровизации в гидроэнергетике России [7].

Далее могут быть сделаны следующие усовершенствования:

- 1) дополнение регулированием реактивной мощности;
- 2) расширение критериев оценки состояния агрегатов;
- 3) создание идентичных систем управления на всем каскаде;
- 4) планирование мощности каждой ГЭС и каскада в целом с учетом водных особенностей;
- 5) совместного планирования рационального управления состава агрегатов каскада.

Список литературы

1. Захарченко В.Е. Развитие теоретических основ и реализация автоматизированного управления активной мощностью и составом задействованных агрегатов ГЭС. ООО НВФ «СМС». Самара. 2021. 288 с.
2. Alexander Kovartsev, Anastasia Nazarova and Vitaliy Zakharchenko Restoration of hydraulic turbine performance characteristics on a few observations// Journal of Physics: Conference Series. 2021. Vol. 1745. 9 с.
3. Захарченко В.Е., Сидоров А.А. Влияние функции распределения активной мощности на эффективность ГЭС // Автоматизация в промышленности. 2018. №1. С.19-23.
4. Захарченко В.Е. Моделирование система рационального оперативного управления составом агрегатов гидроэлектростанций и планирование его изменений // IX всероссийская научно-практич. конф. «Имитационное моделирование. Теория и практика» ИММОД-2019. 2019. С. 421–427.
5. Захарченко В.Е. Основной критерий автоматизированного рационального управления составом агрегатов ГЭС // Автоматизация в промышленности. 2017. №9. С.8–12.
6. Захарченко В. Е. Особенности реализации системы рационального управления составом агрегатов гидроэлектростанций и перспективы ее развития // Вестник МЭИ. 2019. № 1. С. 98–107.
7. Захарченко В.Е., Сидоров А.А. О цифровизации гидроэлектростанций // Автоматизация в промышленности. 2019. № 1. С. 23-28.

Захарченко Виталий Евгеньевич — заместитель технического директора по ПО и НИОКР
ООО НВФ "Сенсоры. Модули. Системы".
Контактный телефон +7(846) 993-83-83 (1310).
E-mail: vitaliy.zakharchenko@sms-a.ru
<http://sms.pф>