

4. Нестеров, М. В. Гидротехнические сооружения / М. В. Нестеров. – Мн.: Новое знание, 2006. – 616 с.
5. КМК 2.06.05-98 Плотины из грунтовых материалов.
6. КМК 3.07.01-96 Гидротехнические сооружения речные.

УДК 004:620.9

### **Энергетический сектор Узбекистана и перспективы цифровизации гидроэлектростанций**

Исаков А. Ж.

Национальный исследовательский университет «Ташкентский институт инженеров ирригации и механизации сельского хозяйства»  
Ташкент, Республика Узбекистан

*В данной статье на основе проведенных исследований рассмотрены вопросы текущей ситуации в электроэнергетической отрасли Республики Узбекистан; определены перспективы спроса на электрическую энергию; представлены основные положения государственной энергетической политики и ее важнейших составляющих; показана перспектива развития электроэнергетической отрасли Республики Узбекистан.*

Концепция обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020–2030 годы разработана в целях удовлетворения растущей потребности Республики Узбекистан и обеспечения дальнейшего сбалансированного развития электроэнергетической отрасли с учетом передового мирового опыта и современных тенденций развития мировой энергетики.

Анализ текущей ситуации показывает, что в настоящее время располагаемая генерирующая мощность Республики Узбекистан составляет 12,9 ГВт, из них: на ТЭС вырабатывается 11 тыс. МВт (84,7 %), на ГЭС вырабатывается 1,85 тыс. МВт (14,3 %), на блок-станциях и изолированных станциях вырабатывается более 133 МВт (1 %) [1].

Основным источником генерации являются 11 ТЭС, в том числе 3 ТЭЦ. Мощность современных энергоэффективных энергоблоков составляет 2825 МВт или 25,6 % от общей мощности ТЭС. В 2019 году на ТЭС выработано 89,6 % электрической энергии от общей генерируемой.

Гидроэнергетика включает 42 ГЭС, в том числе 12 крупных, общей мощностью 1,68 ГВт (90,8 % от общей мощности ГЭС), 28 МГЭС, общей мощностью 0,25 ГВт (13,5 %) и 2 микро ГЭС, общей мощностью 0,5 МВт. По водотоку работают 30 ГЭС мощностью 532 МВт (4 крупных – 317 МВт и 26 МГЭС – 215 МВт). При водохранилищах имеется 10 ГЭС суммарной мощностью 1,4 ГВт. Коэффициент использования гидропотенциала рес-

публики составляет 27 %. Структура ГЭС Республики Узбекистан представлена на рис. 1.

Транспортировка электрической энергии от источников генерации осуществляется по магистральным сетям 35–500 кВт, включающим в себя: ПС 77 ед. общей мощностью – 22830 МВА; ЛЭП 9768 км. Распределение и поставка электрической энергии потребителям внутри республики осуществляется по распределительным сетям 0,4–110 кВ, включающим в себя: ПС 35–110 кВ – 1626 ед. общей мощностью 20421МВА; ЛЭП 35–110 кВт 28642 км; ТП 75534 ед. общей мощностью 13933 МВА; ЛЭП 0,4–10 кВт 223987 км.

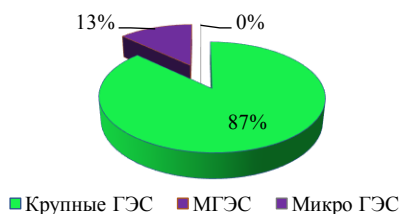


Рис. 1. Структура ГЭС Республики Узбекистан

При этом у значительной части объектов электросетевого хозяйства сроки эксплуатации превысили отметку 30 лет, к таким относятся 66 % магистральных и 62 % распределительных сетей, а также 74 % подстанций и более 50 % трансформаторных пунктов. Это является одним из факторов, способствующих росту уровня технологических потерь электрической энергии при ее транспортировке и распределении.

Как показывает опыт эксплуатации, средний уровень технологических потерь электрической энергии в магистральных сетях составляет 2,72 %, в распределительных сетях 12,47 %.

Внутренний спрос на энергоресурсы определяется ожидаемой динамикой экономического развития, изменениями в структуре экономики и уровне ее удельной энергоёмкости.

Снижение удельной энергоёмкости экономики является основной задачей энергетической политики Республики Узбекистана, без решения которой энергетический сектор неизбежно будет сдерживать социально-экономическое развитие страны.

В период с 2012 по 2019 годы наблюдался рост производства электрической энергии на уровне в среднем 2,6 % в год. Однако, спрос на электрическую энергию удовлетворялся не в полном объеме, дефицит составлял порядка 9,4 % от потребности.

Прогнозная оценка показывает, что в период до 2030 года ежегодный рост потребления электрической энергии по республике будет составлять порядка 6–7%.

К 2030 году республиканское потребление прогнозно составит 120,8 млрд кВт.ч (рост в 1,9 раза к 2018 г.). При этом потребность населения в электрической энергии составит 21,9 млрд кВт.ч (рост в 1,8 раза к 2018 г.), отраслей экономики – 85,0 млрд кВт.ч (рост в 2,2 раза к 2018 г.) [1].

Потребление электрической энергии на душу населения к 2030 году по прогнозным данным увеличится до 2665 кВт.ч. в год и по сравнению с фактически достигнутым в 2018 году в размере 1903 кВт.ч. и увеличится на 71,4 %. При этом данный показатель значительно ниже аналогичного, отмеченного по итогам 2018 года в таких странах, как Корея – 9711, КНР – 4292, Россия – 6257, Казахстан – 5133, Турция – 2637 кВт.ч.

К основным факторам, способствующим росту потребления электрической энергии, относятся:

- рост экономики (до 2030 года увеличение ВВП ожидается в 1,9 раз);
- повышение уровня жизни населения, приводящий к увеличению использования электропотребляющего оборудования;
- рост населения страны до 37,4 млн человек согласно данным Организации Объединенных Наций с одновременным увеличением уровня урбанизации;
- ликвидация неудовлетворенного спроса, оцениваемого на уровне порядка 10 %.

С учетом географического расположения страны, удобного для использования транзитного потенциала, ожидается, что к 2030 году импорт и экспорт электрической энергии сравнятся и достигнут показателя, равного 6 млрд кВт.ч в год. При этом, к 2030 году суммарная электрическая нагрузка в часы максимума потребления достигнет более 20,9 тыс. МВт против 10,4 тыс. МВт в зимний период 2019 года, а в результате чего к 2030 году потребуются увеличение генерирующих мощностей почти в 2 раза (+10,5 тыс.МВт).

Основной целью развития электрической энергией на 2020–2030 годы является удовлетворение растущей потребности в электрической энергии по конкурентоспособным ценам и динамичное развитие электроэнергетической отрасли Республики Узбекистан посредством модернизации и реконструкции существующих электрических станций, строительства новых генерирующих мощностей на базе высокоэффективных технологий произ-

водства энергии, совершенствования системы учета электроэнергии, диверсификации энергетических ресурсов с развитием использования ВИЭ.

Развитие гидроэнергетики в период 2020–2030 годы намечено проведение работ по 62 проектам, в том числе строительство 35 ГЭС общей мощностью 1537 МВт и модернизация 27 существующих ГЭС с увеличением мощности на 186 МВт. В итоге к 2030 году суммарная мощность ГЭС составит 3785 МВт, объем вырабатываемой электрической энергии – 13,1 млрд кВт.ч (в 2,2 раза к 2019 г.).

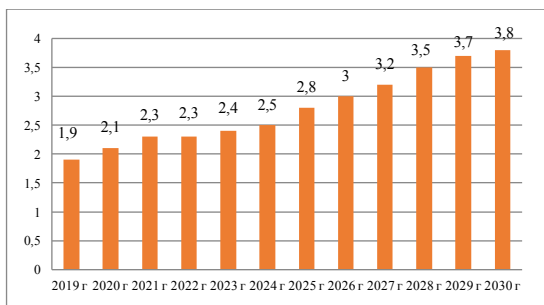


Рис. 2. Рост установленной мощности ГЭС в 2018–2030 гг., МВт

За период до 2030 года планируется построить новые ГЭС, в том числе в: Центральном энергоузле 6 крупных ГЭС общей мощностью 1176 МВт, 3 МГЭС мощностью 33 МВт и 2 микро ГЭС мощностью 2 МВт; Юго-Западном энергоузле 17 МГЭС общей мощностью 114 МВт, 5 микро ГЭС мощностью 5 МВт; Южном энергоузле 4 ГЭС общей мощностью 271 МВт и 1 МГЭС мощностью 25 МВт; Восточном энергоузле 8 МГЭС суммарной мощностью 68 МВт и 9 микро ГЭС 5 МВт [1].

Результаты проведенной исследовательской работы и анализа показывают, что цифровизация гидроэлектростанций является важным источником повышения эффективности производства и экономики республики.

Согласно нормативным документам, гидроэлектростанции проектируются с минимальным расчетом на 100 лет эксплуатации, однако при должном обслуживании срок фактической эксплуатации может быть существенно увеличен и достигать нескольких сотен лет. Основное оборудование естественно изнашивается и требует капитального ремонта, модернизации, замены. Срок работы основного оборудования-гидротурбин, гидрогенераторов рассчитан на несколько десятков лет. Жизненный цикл систем автоматизации обычно составляет не больше 20 лет, при этом типичный срок модернизации систем автоматизации составляет 5 лет [2].

Таким образом, весь жизненный цикл гидроэлектростанции – это череда постоянных обновлений, модернизаций, реконструкций, связанных то с заменой систем автоматизации, то с заменой основного или вспомогательного оборудования. Каждый этап базируется на предыдущем. Каждый этап определяет и ограничивает качество и функциональность последующих этапов. Преимущества, получаемые от совершенствований на каждом этапе в отдельности, не могут быть сравнимы с выгодами, полученными в результате комплексного подхода развития гидропредприятия.

Оперативная оптимизация работы ГЭС связана с повышением КПД основного и вспомогательного оборудования в течение значительного периода времени. Повышение эффективности может быть достигнуто за счет оптимизации работы существующей системы группового регулирования активной мощности (ГРАМ) и/или за счет внедрения новой системы рационального управления составом агрегатов. Оперативная оптимизация работы ГЭС подразумевает:

- оптимальное распределение задания мощности для повышения КПД каждого гидроагрегата и станции в целом с учетом многозонных агрегатов и агрегатов с разными номиналами;
- равномерное распределение нагрузки, включений/отключений основного и вспомогательного оборудования;
- автоматизация переходов между зонами разрешенной работы гидроагрегата;
- повышение КПД каждого гидроагрегата и станции в целом;
- повышение безопасности эксплуатации за счет учета состояния основного оборудования (превентивная диагностика и ремонт по состоянию);
- снижение износа регулирующего оборудования;
- прогнозирование задания и состояния ГЭС в зависимости от плана балансирующего рынка;
- обучение персонала на основе моделирования состава агрегатов.

Мировые тенденции создания цифровых производств оказывают значительное влияние на производство. Новые веяния не могли не затронуть и область электроэнергетики, в частности, гидроэнергетики. В последнее время при описании передовых объектов гидроэнергетики используются понятия «Цифровое производство», «Цифровизация», «Цифровой двойник» и пр. Группа компаний «СМС-Автоматизация» имеет значительный опыт работы в области гидроэнергетики – более 20 лет. За это время были реализованы более сотни локальных систем автоматики управления основным и вспомогательным оборудованием ГЭС, десятки диспетчерских систем оперативного управления всеми процессами. Накопленный опыт и знания позволили разработать и непрерывно применять на практике уни-

фицированную нормативно-справочную информационные и типовые проектные решения для различных АСУТП ГЭС (САУ ГА, РЧВ, ГРАМ, САУ МНУ и др.) [2].

Исходя из этого, комплекс в автономном режиме, в котором анализируются исторические данные, так и в on-line режиме, выполняет автоматическое управление основной и оперативной оптимизацией работы ГЭС. Данный комплекс в режиме реального времени может управлять вспомогательным оборудованием ГЭС.

Таким образом, переход от традиционной к цифровой гидроэнергетике необходимо осуществлять поэтапно, путем формирования соответствующих кластеров на разных функциональных, временных и иерархических уровнях ГЭС, а также в координации с цифровизацией других отраслей.

### Литература

1. Концепция обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020–2030 годы.

2. Захарченко, В. Е. О цифровизации гидроэлектростанций / В. Е. Захарченко, А. А. Сидоров // Автоматизация в промышленности. – 2019. – № 1. – С. 23–28.

УДК 658.2

### Оптимизация насосного оборудования для индивидуальных тепловых пунктов

Турсунова У. Х., Котова Л. В.

Ташкентский архитектурно-строительный институт  
Ташкент, Республика Узбекистан

*В статье рассмотрена методика различных схем, когда насос общей циркуляции греющей сетевой воды установлен: на подающем трубопроводе на перемычке между обратной и подающей линиями для возврата части уже остывшей сетевой воды снова в цикл в целях энергосбережения.*

Тепловая нагрузка абонентов не постоянна. Она изменяется в зависимости от метеорологических условий ( $t_n$ ,  $Q_{\text{инс}}$ ,  $v_v$  и т. д.), режима расхода воды на горячее водоснабжение, режима работы технологического оборудования. Для обеспечения высокого качества теплоснабжения, а также экономических режимов выработки теплоты на станции и транспорта ее по тепловым сетям выбирается соответствующий метод регулирования.

При автоматизации абонентских вводов основное применение в городах имеет в настоящее время центральное качественное регулирование,