



Jahon va O'zbekiston Respublikasi energetika tizimlarida gidroto'plash elektr stansiyalarining o'rni va ahamiyatining tahlili

Bobaraim Urishev

DSc, prof., Qarshi muhandislik-iqtisodiyot instituti, Qarshi, 180100, O'zbekiston; bob_urishev@mail.ru <http://orcid.org/0009-0004-6546-8226>

Dolzarbli: zamonaviy energetikada energiya tizimlarining ishonchligi va samaradorligiga qo'yiladigan talablarning ortib borishi, shuningdek, elektr energiyasini ishlab chiqarishda shamol va quyosh texnologiyalaridan keng miqyosda foydalanish tufayli energiya saqlash tizimlaridan foydalanish dolzarb bo'lib bormoqda. Bunday hollarda, energiya saqlash tizimlarining turini, quvvatini va ishlash muddatini tanlash masalalarini hal qilish ayniqsa muhimdir.

Maqsad: tadqiqotning asosiy maqsadi O'zbekiston Respublikasi elektr energetika tizimi uchun energiya saqlash tizimlariga bo'lgan talabni, energiya saqlash tizimlarining turi va quvvatini aniqlashdan iborat.

Usullari: jahon energetika tizimlarida energiyani saqlashning o'rni, ahamiyati va usullarini, qayta tiklanadigan energiya manbalaridan keng miqyosda foydalanish holatida energiya saqlash tizimlarini rivojlantirish va joriy etishning asosiy trendlarini tahlil qilish va shu tahlil asosida O'zbekiston Respublikasi energetika tizimidagi energiya saqlash tizimlarining turi va quvvatini aniqlash.

Natijalar: kunlik energiya ishlab chiqarishni rostdash orqali respublika energetika tizimining optimal va ishonchli ishlashini ta'minlash uchun gidroto'plash elektr stansiyalarining zarur ulushi barcha elektr stansiyalarining umumiy o'rnatilgan quvvatining 10...12% ni tashkil etadi, ya'ni O'zbekiston Respublikasida 2030-yilga borib rejalashtirilgan ishlab chiqarish quvvati 29...30 GVt gacha bo'lgan holda, yaratilayotgan gidroto'plash elektr stansiyalari quvvati kamida 2,0...3,0 GVt bo'lishi kerak.

Kalit so'zlari: energiyani saqlash tizimlari, nasosli elektr stansiyalari, energiya tizimlari, litiy-ion batareyalar, energiyani saqlashning meyorlashtirilgan qiymati, energiyani saqlash muddati, kapital xarajatlar.

Анализ роли и значение гидроаккумулирующих электростанций в мире и энергосистеме Республики Узбекистан

Бобарайм Уришов

DSc, проф., Каршинский инженерно-экономический институт, Карши, 180100, Узбекистан; bob_urishev@mail.ru <http://orcid.org/0009-0004-6546-8226>

Актуальность: в современной энергетике использование систем аккумулирования энергии становится более актуальным в связи с повышением требований к надежности и эффективности энергосистем, а также масштабным применением ветровых и солнечных технологий для производства электроэнергии. При этом особенно важным является решение вопросов выбора типа, мощности и продолжительности работы энергоаккумулирующих систем.

Цель: основной целью исследования является определение востребованности систем аккумулирования энергии для электроэнергетической системы Республики Узбекистан, типа и мощности энергоаккумулирующих систем.

Методы: анализ роли, значения и методы аккумулирования энергии в энергосистемах мира, основные тренды развития и внедрения энергоаккумулирующих систем при масштабном использовании возобновляемых источников энергии; на основе данного анализа определение типа, мощности систем аккумулирования энергии в энергосистеме Республики Узбекистан.

Результаты: для обеспечения оптимальной и надежной работы энергосистемы республики путем выравнивания суточной выработки энергии, требуемая доля гидроаккумулирующих электростанций составляет 10...12 % от суммарной установленной мощности энергосистемы, т.е. при планируемой генерирующей мощности в Республике Узбекистан к 2030 году в пределах 29...30 ГВт, мощность создаваемых гидроаккумулирующих электростанций должна быть не менее 2,0...3,0 ГВт.

Ключевые слова: системы аккумулирования энергии, гидроаккумулирующие электрические станции, энергетические системы, литий-ионные аккумуляторы, нормированная стоимость аккумулирования энергии, продолжительность аккумулирования энергии, капитальные затраты.

For citation: B. Urishev. Analysis of the role and importance of pumped storage power plants in the world and the energy system of the Republic of Uzbekistan. Scientific and technical journal of Problems of Energy and Sources Saving, 2024, no. 4, pp. 11-19.

<https://doi.org/10.5281/zenodo.14562676>

Received: 13.10.2024

Revised: 10.11.2024

Accepted: 14.12.2024

Published: 27.12.2024

Copyright: © Bobaraim Urishev, 2024. Submitted to Problems of Energy and Sources Saving for possible open access publication under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).



Analysis of the role and importance of pumped storage power plants in the world and the energy system of the Republic of Uzbekistan

Bobaraim Urishev

¹DSc, prof., Karshi Engineering Economics Institute, Karshi, 180100, Uzbekistan; bob_urishev@mail.ru <http://orcid.org/0009-0004-6546-8226>

Relevance: in modern energy, the use of energy storage systems is becoming more relevant due to increasing requirements for the reliability and efficiency of power systems, as well as the large-scale use of wind and solar technologies for electricity production. In this case, it is especially important to resolve the issues of choosing the type, power and operating time of energy storage systems.

Aim: the main goal of the study is to determine the demand for energy storage systems for the electric power system of the Republic of Uzbekistan, the type and capacity of energy storage systems.

Methods: analysis of the role, significance and methods of energy storage in the world's energy systems, the main trends in the development and implementation of energy storage systems with the large-scale use of renewable energy sources and, based on this analysis, determination of the type and capacity of energy storage systems in the energy system of the Republic of Uzbekistan.

Results: to ensure optimal and reliable operation of the republic's energy system by leveling daily energy production, the required share of pumped storage power plants is 10...12% of the total installed capacity of the energy system, i.e. with the planned generating capacity in the Republic of Uzbekistan by 2030 ranging from 29...30 GW, the capacity of the created pumped storage power plants must be at least 2.0...3.0 GW.

Key words: energy storage systems, pumped storage power plants, energy systems, lithium-ion batteries, leveled cost of energy storage, duration of energy storage, capital costs.

1. Введение (Introduction)

В нынешнем этапе развития мировой энергетики системы аккумулирования энергии (САЭ) становятся более актуальными в связи с повышением требований к надежности и эффективности энергосистем, а также масштабным использованием ветровых и солнечных технологий для производства электроэнергии. В условиях высокой степени внедрения ветровой и солнечной генерации в энергосистемах ключевым фактором при создании САЭ является изменчивость прихода возобновляемой энергии по времени и мощности к электростанциям.

САЭ могут поддерживать надежность энергосистемы, повышать ее экономичность, восстанавливаемость после сбоев и расширять ее сетевых услуг, обеспечивать крупномасштабной интеграции возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в современные энергетические системы, сделав их более чистыми и устойчивыми, мало связанными с углеродным следом.

Важнейшим преимуществом САЭ является обеспечение необходимой гибкости, стабильности и надежности энергетической системы и с учетом данного фактора, в мире объемы аккумулируемой энергии из года в год увеличиваются, например, в 2023 году прирост объема энергонакопления утроился [1], Bloomberg NEF сообщает, что количество установок для хранения энергии в 2024 году выросло на 61%, а цены на готовые системы снизились на 43% по сравнению с 2023 годом [2].

Согласно прогнозам европейской комиссии Евросоюза, потребность в системной гибкости (внедрении САЭ) в энергосистемах достигнет к 2030 году 24 %, к 2050 году – 30 % от общего потребления электроэнергии [3].

Для оптимального планирования САЭ очень важно иметь информацию о суточных, недельных и месячных потребностях системной гибкости энергосистемы. Вышеназванная европейская комиссия предполагает, что в 2030 году суточная, недельная и месячная потребности в системной гибкости будут составлять, соответственно, 4,4, 3,7 и 2,8 % от общего производства энергии, а в 2050 году эти цифры увеличиваются и имеют значения 13,6, 11,8 и 7,5 % соответственно [3].

Прогноз потребности в системной гибкости энергосистемы Евросоюза при масштабном использовании солнечных и ветряных электростанций относительно 2030 года приведен в работе [4]. Как следует из результатов исследований, при достижении доли выработки солнечной энергии 20... 30 % от общего объема ее производства, в энергосистеме возникает суточная потребность в обеспечении системной гибкости 12...15 % от общего объема спроса на энергию.



Вышеупомянутой комиссией Евросоюза исследован вопрос влияния увеличения доли выработки энергии возобновляемыми источниками в общем ее производстве, так, при производстве 80 % “зеленой” энергии потребность в ее хранении составляет примерно 30 % от суммарного количества потребляемой энергии в ЕС [3].

Все это показывают на обязательное участие САЭ в современных энергосистемах с высокой долей возобновляемых источников, как инструмент обеспечения системной гибкости процесса производства и потребления энергии. САЭ могут быть краткосрочными, среднесрочными и долгосрочными и должны быть развернутыми вовремя и в необходимом объеме, чтобы обеспечить необходимые гибкие решения в соответствии с будущими потребностями системы и постепенным отказом от генерации на ископаемом топливе.

2. Методы и материалы (Methods and materials)

В настоящее время существуют различные типы САЭ, обеспечивающих накопление энергии в тепловом, механическом, химическом или электрическом виде.

Для выбора предполагаемого типа САЭ уместно пользоваться данными Международной ассоциации гидроэнергетики, а также Министерства энергетики США, полученными при реализации программы Energy Storage Grand Challenge [5,6,7]. Результаты приведены в табл.1, в виде сравнительных показателей, более часто используемых САЭ.

Приведенные в табл. 1 показатели прогнозированы относительно 2030 года, и они показывают, что среди всех типов САЭ по основным экономическим показателям (удельные затраты и приведенная стоимость аккумулирования энергии) ГАЭС оказались более предпочтительными.

Таблица 1. Показатели систем аккумулирования энергии

Table 1. Energy storage system performance

Параметры	ГАЭС	Литий-ионные батареи (LFP)	Свинцово-кислотные аккумуляторы	Ванадиевые аккумуляторы (VRFB)	ВАЭС	Ванадиевые топливные элементы
Мощность, МВт	100	100	100	100	100	100
Продолжительность аккумулирования энергии, час	10	4	4	4	4	10
Уровень технической готовности (TRL)	9	9	9	7	7	6
Коэффициент полезного действия, %	70	86	79	68	52	35
Продолжительность пуска сек (аккумулирования/ генерация)	(65..120)/(80..360)	1...4	1...4	1...4	600/240	(65...120)/(80...360)
Количество циклов	21000	2640	739	5201	10403	10403
Срок эксплуатации, лет	60	16	12	15	30	30
Удельные капитальные затраты (CAPEX), \$/кВт	2625	1089	1322	1656	1168	1612
Удельные затраты аккумулирования энергии, \$/кВт час	263	272	330	414	292	161
Приведенная (нормированная) стоимость аккумулирования энергии, (LCOS), \$/кВт час	0,11	0,13	0,32	0,20	0,16	0,19

ГАЭС – гидравлические аккумулирующие электрические станции

ВАЭС – воздушные аккумулирующие электрические станции

Источник: Международная ассоциация гидроэнергетики, PNNL Министерства энергетики США [5,6].

Наиболее близкими к ним по этим показателям являются литий-ионные аккумуляторы, однако они имеют небольшой срок эксплуатации, который даже меньше, чем срок службы фотоэлектрических панелей.

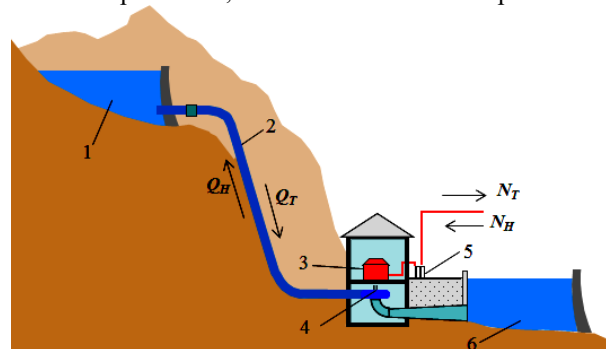
Анализ использования САЭ, как метод перераспределения энергетической мощности в энергосистемах показывает, что ГАЭС и ВАЭС можно использовать в качестве долгосрочного (в течение суток, недели, месяца или сезона) и среднесрочного (4...12 часов) высокоэнергетического аккумулирования энергии с целью обеспечения пиковых нагрузок, а в среднесрочном отрезке времени водородные технологии и в краткосрочных периодах (в течение минут и до 4

часов) электрохимические аккумуляторы могут быть более эффективными [8,9,10].

В 2023 году мощность ГАЭС достигла 179 ГВт, что составляет более 90 % от общей мощности всех энергоаккумулирующих систем в мире [11]. Крупными державами по использованию ГАЭС являются КНР, Япония, США, Великобритания, Индия и другие.

В состав ГАЭС входят гидротурбинные и насосные установки, верхний и нижний водоемы и другие вспомогательные системы, обеспечивающие нормальную работу ГАЭС (рис.1).

ГАЭС действует таким образом. В те временные отрезки, когда в энергосистеме потребление энергии низкое, насосные установки перекачивают воду из нижнего водоема в верхний (ГАЭС потребляет энергию), а при наступлении периодов с высоким энергопотреблением, накопленная в верхнем водоеме вода подается в гидротурбинные установки (ГАЭС вырабатывает энергию). Отсюда можно сделать вывод о том, что основная функция ГАЭС не выработка электроэнергии, а оказание системных услуг, в основном, сглаживание графика нагрузки, приводящее к значительному снижению топливных затрат в ТЭС, а также обеспечение максимального использования энергии возобновляемых источников [12]. Сглаживание графика нагрузки осуществляется за счет отмены отключения или переключения в другой режим турбоагрегатов, используя их мощность в период потребления энергии насосными установками ГАЭС, а в период выработки энергии ими, включения пиковых агрегатов ТЭС.



1 – верхний водоем; 2 – напорные трубопроводы; 3 – двигатель-генератор; 4 – насос-гидротурбина; 5 – трансформатор; 6 – нижний водоем; Q_N – производительность насоса; Q_T – расход воды гидротурбины; N_N – мощность насоса; N_T – мощность гидротурбины

Рис. 1. Схема ГАЭС

Fig. 2. Scheme of pumped storage power plant

Какие задачи стоят перед энергосистемы Республики Узбекистан в ближайшей перспективе по внедрению САЭ, какая ее оптимальная конфигурация должна быть принята, чтобы достичь максимальную эффективность решения системных задач и интеграции ВИЭ?

Решение вышеуказанных задач необходимо вести, прежде всего, исходя из существующей и прогнозируемой структуры энергосистемы, учитывая изменения доли участия в энергопроизводстве переменных ВИЭ. Сегодня в структуре энергосистемы Республики Узбекистан, как у многих стран мира, преобладают первичные ресурсы на базе углеводородов, запасы которых ускоренно истощаются. В связи с этим в республике реализуются масштабные проекты по созданию энергетических объектов ВИЭ, такие как, солнечные, ветровые и гидроэлектрические станции. К концу 2023 года введены в эксплуатацию и подключены к энергосистеме 5 солнечные и 1 ветровая электростанции общей мощностью 2,4 ГВт [13]. Общая мощность введенных в строй ГЭС в 2017 - 2023 годах превысила 395 МВт, т.е. прирост гидроэнергетических мощностей составил 21,6 % [14]. В энергетической отрасли республики запланировано довести общей мощности энергосистемы до 29,2 ГВт с объемом выработки электроэнергии 120,8 ТВт·час к 2030 году, из них 11,8 ГВт будет «зеленых» мощностей, следовательно, их доля в энергопроизводстве занимает величину более 40 % [15].

Естественно, выполнение вышеприведенных работ необходимо вести с постепенным внедрением САЭ в энергосистему республики, так Постановлением Президента Республики Узбекистан ПП-252 от 12.07.2024 до конца 2028 года предусмотрено строительство ГАЭС с общей мощностью 1,6 ГВт, помимо этого министром энергетики республики озвучена цель по созданию САЭ на базе литий-ионных аккумуляторов мощностью 4,2 ГВт, из них первая установка мощностью 300 МВт будет введена в строй в конце 2024 года [16,17].

3. Результаты (Results)

Участие ГЭС Республики в балансировании графика нагрузки энергосистемы не большое, так как более половины суммарной гидроэнергетической мощности имеют русловые ГЭС, не имеющие накопительные водохранилища и работающие в зависимости от стока реки. Установ-

ленная мощность ГЭС, имеющих водохранилища составляет около 1000 МВт, однако данная мощность не может быть использована полностью в целях выравнивания графика нагрузки энергосистемы из-за подчинения режима пусков воды из водохранилищ для интересов ирригации. С учетом данного обстоятельства и возможности оперативного регулирования мощности в течение до 1-2 минуты изменением расхода воды, ГЭС в какой-то мере можно использовать в режимах краткосрочных изменений нагрузок для регулирования мощности, а также качества электроэнергии (поддержание нормированных значений частоты и напряжения).

На рис.3 приведен график суточной нагрузки энергосистемы Республики Узбекистан за 18 декабря 2017 года, на котором показан возможный режим работы ГЭС в периодах с 01⁰⁰ по 05⁴⁵ часов и с 11⁰⁰ по 15¹⁰ часов постепенным отключением и снижением части мощности гидротурбинных блоков. Это приводит к накоплению дополнительного объема воды примерно 9,0...10 млн. м³ воды в водохранилищах, который используется для выработки энергии путем включения остановленных гидротурбинных блоков в период с 16⁰⁰ по 21⁰⁰ часов. При этом увеличение объема выработки энергии ГЭС может составлять около 1600 МВт·часов.

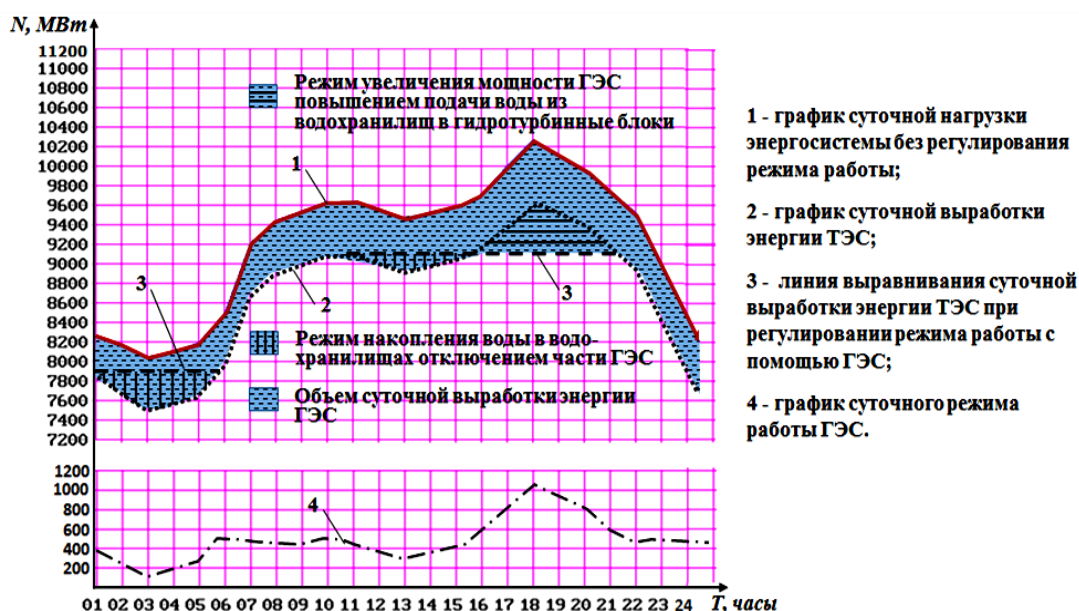


Рис. 3. График суточной нагрузки энергосистемы Узбекистана и режима работы ГЭС

Fig. 3. Schedule of daily load of the energy system of Uzbekistan and operating mode of hydroelectric power stations

Какие выгоды может получить энергосистема от такого режима работы ГЭС? Основная выгода состоит в том, что при этом значительно выравнивается график суточной выработки энергии ТЭС, т.е. сокращается число отключений турбоагрегатных блоков и их переключения в другие режимы работы, что приводит к снижению дополнительных расходов топлива и повышению надежности оборудования.

Для пуска турбоагрегата из холодного состояния до работы под номинальной нагрузкой современным газотурбинным установкам (ГТУ) требуется не меньше 10 минут, парогазовым установкам (ПГУ) – 120...240 мин [18]. Например, созданная на основе авиационного и энергетического газотурбинных двигателей компанией «General Electric», современная гибридная установка LMS100 с расходом газа 122 кг/с при наборе мощности за 10 минут, потребляет 73,2 т.у.т. топлива [19]. По данным унитарного предприятия «Талимарджанская ТЭС» за 2017 год количество остановок энергоблока ПГУ-2, состоящего из одного ГТУ с установленной мощностью 300 МВт и двух ПГУ мощностью 150 МВт каждая, составило 7, а общий годовой расход топлива на пуск установок 796 тыс. м³, что соответствует потери топлива на каждый пуск в среднем по 113,7 тыс. м³ природного газа [20]. Эти данные свидетельствуют о том, что работа энергоблоков ТЭС в режимах с переменными нагрузками связана с огромными топливными затратами и их замещение высокоманевренными гидроагрегатами ГЭС и ГАЭС приводит к экономии значительных топливных ресурсов. Замещение мощности ТЭС в ночных провалах и пиковых периодах нагрузки энергосистемы гидроэнергетическими мощностями по данным работ [21,22] приводит к экономии топлива в пределах 0,16...0,187 кг/(кВт·ч).

Однако соблюдать вышеприведенный режим работы ГЭС не всегда удастся в связи с особенным режимом работы водохранилищ в зимнее время, который требует минимизации любых пусков воды в нижний бьеф для ее аккумуляции в целях ирригации. Например, часто ГЭС, имеющие водохранилища (кроме Чарвакской ГЭС), в зимнее время по данным АЖ

“Узбекгидроэнерго” будут отключены или работают с небольшими мощностями.

В таких условиях наиболее приемлемым вариантом, на наш взгляд, будет создание ГАЭС, которые почти не влияют на процесс накопления и потребления воды для ирригационных нужд, т.к. у них будут свои водоемы, единожды заполняемые водой, которая циркулирует между верхним и нижним водоемами, для которых только небольшая часть воды забирается из источника в целях восполнения потерь.

Рассмотрим возможный сценарий гидравлического аккумулирования энергии в энергосистеме, используя данные из «Концепции обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020-2030 годы» [15]. Согласно данной концепции к 2030 году генерирующая мощность энергосистемы, установленная и располагаемая, с учетом вывода из эксплуатации физически устаревшего оборудования (5,9 ГВт) составит 29,2 ГВт, в том числе: ТЭС – 15,1 ГВт (50,9 %); ГЭС – 3,8 ГВт (13,1 %); ВЭС – 3,0 ГВт (10,4 %); ФЭС – 5,0 ГВт (17,3 %); АЭС – 2,4 ГВт (8,3 %).

С учетом данного распределения мощности энергосистемы между электростанциями приводим некоторые примеры, прогнозируемых графиков суточной нагрузки из множества их возможных вариантов исходя из следующих условий (рис.4.):

а) в энергосистеме будет принята комбинированная схема выработки и аккумулирования энергии на базе ТЭС, ФЭС, ВЭС, ГЭС, АЭС и ГАЭС;

б) мощность АЭС, как правило, в течение суток будет неизменной;

в) идеальным условием для турбоагрегатов ТЭС будет работа с постоянной мощностью с оптимальным расходом топлива без переключений и отключений;

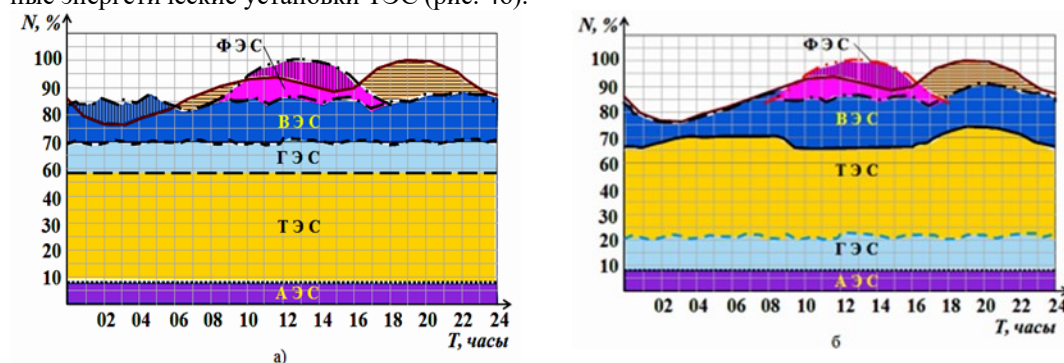
г) из-за лимитированной подачи воды, мощность ГЭС в течение суток будет мало меняться (однако, в течение недели и месяца объемы подачи воды могут заметно отличаться);

д) для питания насосных установок ГАЭС используется энергия ФЭС и ВЭС, что позволяет снизить энергетические затраты (из-за низкого тарифа на энергию), расход топлива и извлечь экологические выгоды.

Выполнение вышеприведенных условий приводит к аккумулированию энергии только фотоэлектрических и ветровых электростанций (рис. 4а). Из графика видно, что лишняя энергия ВЭС и ФЭС направляется насосным установкам ГАЭС для наполнения верхних водоемов, а затем накопленная вода используется в вечернее время для выработки энергии гидротурбинными установками ГАЭС.

При этом, исходя из зарубежного опыта, кратковременные периоды аккумулирования энергии (от нескольких минут до 4 часов) могут осуществляться литий-ионными аккумуляторными установками, а среднесрочные (5...12 часов) - с помощью ГАЭС.

Из-за переменчивости прихода возобновляемой энергии могут быть приняты различные варианты взаимодействия электростанций, например, при внезапном снижении мощности возобновляемых источников: для покрытия графика нагрузки могут быть задействованы маневренные энергетические установки ТЭС (рис. 4б).



а - графики с аккумулированием энергии ФЭС и ВЭС; б - график графики с аккумулированием энергии ФЭС и изменением мощности ТЭС.





-  Использование энергии ФЭС для питания насосных установок ГАЭС для накопления воды в верхних водоемах.
-  Использование энергии ВЭС для питания насосных установок ГАЭС для накопления воды в верхних водоемах.
-  Выработка электроэнергии гидротурбинными установками ГАЭС, используя накопленную воду в верхних водохранилищах.
-  График суточной нагрузки энергосистемы.

Рис. 4. Графики суточной нагрузки энергосистемы

Fig. 4. Graphs of daily power system load



4. Обсуждение (Discussion)

Какая доля ГАЭС для выравнивания суточной нагрузки энергосистемы необходима при данных условиях?

Опыт зарубежных энергосистем с преобладанием ТЭС (как в нашей республике) показывает, что доля всех высокоманевренных установок должна составлять не менее 25 % от суммарной установленной мощности энергосистемы [23,24]. При этом для организации оптимальной и надежной работы энергосистемы путем выравнивания суточной выработки энергии, доля ГАЭС (с учетом их способности осуществлять двойное регулирование – как генерации, так и нагрузки) должна составлять 10–12 % от установленной мощности электростанций [23,25,26].

Если следовать этим рекомендациям, то к 2030 году суммарная мощность ГАЭС, действующих в энергосистеме Республики должна быть равной 2,9...3,0 ГВт.

Если учесть прогнозы Евросоюза, приведенные в начале данной статьи, по достижению 4,4 % ной суточной потребности аккумулирования, то при объеме годовой выработки энергии 120,8 ТВт·часов можно получить, что в течение суток должна быть аккумулирована 14,0...15,0 ГВт·часов энергии.

Для достижения данных рубежей в республике ведутся определенные работы. Как было отмечено выше, приняты решения по строительству 4 ГАЭС общей мощностью 1600 МВт, а также отобраны несколько площадок для дальнейшей разработки и размещения ещё 3 ГАЭС общей мощностью 770 МВт.

5. Заключение (Conclusion)

1. Анализируются методы аккумулирования энергии в энергосистемах мира и установлено, что по основным техническим (срок эксплуатации, число часов аккумулирования энергии, число циклов) и экономическим показателям (удельные капитальные затраты и приведенная стоимость аккумулирования энергии) гидроаккумулирующие электрические станции являются более предпочтительными.

2. По результатам анализа использования САЭ за рубежом можно заключить, что кратковременные аккумулирования энергии (от нескольких минут до 4 часов) часто осуществляется литий-ионными аккумуляторными установками, при этом их основной задачей является поддержание нормированных значений частоты тока и создание части резервной мощности, а для среднесрочного (5...10 часов) аккумулирования энергии в большинстве случаев используются ГАЭС.

3. Если исходить из рекомендаций ведущих ученых и исследовательских центров мира, то для обеспечения оптимальной и надежной работы энергосистемы путем выравнивания суточной выработки энергии, требуемая доля ГАЭС составляет 10–12 % от суммарной установленной мощности всех электростанций, т.е. при планируемой генерирующей мощности в Республике Узбекистан к 2030 году в пределах 29...30 ГВт, мощность создаваемых ГАЭС должна быть не менее 2,0...3,0 ГВт.

ЛИТЕРАТУРА

1. Nelson Nsitem. Energy Storage. Bloomberg NEF. April, 2024.
2. Tristan Rayner. Energy storage installations rise 61% this year.
3. Commission staff working document Energy Storage - Underpinning a decarbonised and secure EU energy system.
4. Koolen, D., De Felice M. and Busch, S., Flexibility requirements and the role of storage in future European power systems, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2023.
5. Vilayanur Viswanathan, Kendall Mongird, Ryan Franks, Xiaolin Li, Vincent Sprenkle. Energy Storage Grand Challenge Cost and Performance Assessment 2022.
6. Pumped Storage Hydropower. The world's oldest battery. International Hydropower Association (IHA).
7. Mongird, K., V. Viswanathan., J. Alam, C. Vartanian, V. Sprenkle, and R. Baxter. 2020. 2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment, Technical Report DOE/PA-0204. Produced by Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) for U.S. Department of Energy's Energy Storage Grand Challenge (ESGC) initiative.
8. Mostafa H. Mostafa, Shady H.E. Abdel Aleem, Samia G. Ali, Ziad Ali, Almoataz Y. Abdelaziz. Techno-economic assessment of energy storage systems using annualized life cycle cost of storage (LCCOS) and levelized cost of energy (LCOE) metrics. Journal of Energy Storage Volume 2020. 29. June.



9. Christian Bussar et al. Optimal allocation and capacity of energy storage systems in a future European power system with 100% renewable energy generation. 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition, IRES 2013. Energy Procedia 46 (2014). -С 40 – 47.
10. Электричество и аккумулирование энергии. Компания DS New Energy г. Ханчжоу, Китай, 2023.
11. 2024 World Hydropower Outlook.
12. Сангинов А.А., Мухаммадиев М.М., Уришев Б.У. Использование и аккумулирование гидравлической энергии в энергосистеме Республики Узбекистан. Т. “Инновацион ривожланиш наشريёт матбаа уйи”, 2021. – 238 с.
13. Министерство энергетики Республики Узбекистан. Президент Узбекистана запустил шесть «зеленых» электростанций общей мощностью 2,4 гигаватта.
14. АО «Узбекгидроэнерго». 2017-2023 годы (новые мощности и производство энергии).
15. Концепция обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020-2030 годы.
16. Постановление Президента Республики Узбекистан, от 12.07.2024 г. № ПП-252 «Об ускорении мер по реформированию гидроэнергетической сферы».
17. Потребление электричества в Узбекистане растет на 7-8% в год. Новости Узбекистана UPL.UZ.
18. Hydropower Special Market Report. Analysis and forecast to 2030.
19. Энергетика. Развитие теплоэнергетики и гидроэнергетики (кн. 3). История, настоящее и будущее. /Под ред. Плачковой С.Г., Плачкова. И.В.
20. Отчёт производственно-технической деятельности УП «Талимарджанская ТЭС» за 2017 год. г. Нуристан. 2017. -37 с.
21. Васильев Ю.С., Претро Г.А. Гидроаккумулирующие электростанции/ Учебное пособие. ЛПИ. 1984. – 76 с.
22. Зубарев В.В. Аккумулирующие электростанции и их использование в энергосистемах. – М.: «Информэнерго», сер.4, вып.4, 1986.с.34-38
23. Синюгин В.Ю., Магрук В.И., Родионов В.Г. Гидроаккумулирующие электростанции в современной электроэнергетике/ – М. : ЭНАС, 2008.– 352 с.
24. Гидроаккумулирующие электростанции/ Под. ред. Л.Б. Шейнмана. – М.:Энергия, 1978. – 184 с.
25. Brandi A. Antal. Pumped Storage Hydropower: A Technical Review. B.S., University of Colorado, 2014. p. 84.
26. István Táci. Pumped Storage Hydroelectric Power Plants: Issues and Applications, Energy Regulators Regional Association. Budapest, Hungary, 2016. p. 11.

REFERENCES

1. Nelson Nsitem. Energy Storage. Bloomberg NEF. April, 2024. (In Eng.).
2. Tristan Rayner. Energy storage installations rise 61% this year. (In Eng.).
3. Commission staff working document Energy Storage - Underpinning a decarbonised and secure EU energy system. (In Eng.).
4. Koolen, D., De Felice M. and Busch, S., Flexibility requirements and the role of storage in future European power systems, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2023. (In Eng.).
5. Vilayanur Viswanathan., Kendall Mongird., Ryan Franks., Xiaolin Li, Vincent Sprengle. Energy Storage Grand Challenge Cost and Performance Assessment 2022. (In Eng.).
6. Pumped Storage Hydropower. The world's oldest battery. International Hydropower Association (IHA). (In Eng.).
7. Mongird, K., V. Viswanathan., J. Alam, C. Vartanian, V. Sprengle, and R. Baxter. 2020. *2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment*, Technical Report DOE/PA-0204. Produced by Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) for U.S. Department of Energy's Energy Storage Grand Challenge (ESGC) initiative. (In Eng.).
8. Mostafa H. Mostafa, Shady H.E. Abdel Aleem, Samia G. Ali, Ziad Ali, Almoataz Y. Abdelaziz. *Techno-economic assessment of energy storage systems using annualized life cycle cost of storage (LCCOS) and levelized cost of energy (LCOE) metrics*. Journal of Energy Storage Volume 2020. 29. June. (In Eng.).
9. Christian Bussar et al. Optimal allocation and capacity of energy storage systems in a future European power system with 100% renewable energy generation. 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition, IRES 2013. Energy Procedia 46 (2014) 40 – 47. (In Eng.).
10. Electricity and energy storage. DS New Energy Hangzhou, China. 2023. (In Russ.).
11. 2024 World Hydropower Outlook. (In Eng.).



12. Sanginov A.A., Muhammadiev M.M., Urishev B.U. Use and accumulation of hydraulic energy in the energy system of the Republic of Uzbekistan. T. "Innovation rivozhlanish nashriyot matbaa uyi", 2021. – 238 p. (In Russ.).
13. Ministry of Energy of the Republic of Uzbekistan. The President of Uzbekistan launched six "green" power plants with a total capacity of 2.4 gigawatts. (In Russ.).
14. JSC "Uzbekhydroenergo". 2017-2023 (new capacities and energy production). (In Russ.).
15. Concept of providing the Republic of Uzbekistan with electrical energy for 2020-2030. (In Russ.).
16. Resolution of the President of the Republic of Uzbekistan, dated July 12, 2024, No. PP-252 "On accelerating measures to reform the hydropower sector" (In Russ.).
17. Electricity consumption in Uzbekistan is growing by 7-8% per year. News of Uzbekistan UPL.UZ. (In Russ.).
18. Hydropower Special Market Report. Analysis and forecast to 2030. (In Eng.).
19. Energy. Development of thermal power and hydropower (book 3). History, present and future. Ed. Plachkova S.G., Plachkova. I.V. (In Russ.).
20. Report on the production and technical activities of UE "Talimarjan Thermal Power Plant" for 2017. Nuristan city. 2017. 37 p. (In Russ.).
21. Vasiliev Yu.S., Pretro G.A. Pumped storage power plants/Tutorial. ABI. 1984. – 76 p. (In Russ.).
22. Zubarev V.V. Storage power plants and their use in energy systems. –M.: "Informenergo", ser.4, issue 4, 1986.p.34-38. (In Russ.).
23. Sinyugin V.Yu., Magruk V.I., Rodionov V.G. Pumped storage power plants in modern electric power industry / – M.: ENAS, 2008. – 352 p. (In Russ.).
24. Pumped storage power plants/ Pod. ed. L.B. Sheinman. – M.: Energia, 1978. – 184 p. (In Russ.).
25. Brandi A. Antal. Pumped Storage Hydropower: A Technical Review. B.S., University of Colorado, 2014. p. 84. (In Eng.).
26. István Tàczi. Pumped Storage Hydroelectric Power Plants: Issues and Applications, Energy Regulators Regional Association. Budapest, Hungary, 2016. p. 11. (In Eng.).