



# Qayta tiklanadigan energiya manbalaridan foydalanish asosida yirik nasos stansiyalarining energiya xarajatlarini qisqartirish

Muradulla Muxammadiyev<sup>1</sup>, Boboraim Urishev<sup>2</sup>, Sanjar R. Jurayev<sup>1,a)</sup>

<sup>1</sup> DSc, prof., Toshkent davlat texnika universiteti, Toshkent, 100095, O'zbekiston; [muhammadiev\\_m@rambler.ru](mailto:muhammadiev_m@rambler.ru) <https://orcid.org/0009-0007-5636-7337>

<sup>2</sup> DSc, prof., Qarshi davlat texnika universiteti, Qarshi, 180100, O'zbekiston; [bob\\_urishev@mail.ru](mailto:bob_urishev@mail.ru) <http://orcid.org/0009-0004-6546-8226>

<sup>1a)</sup> PhD, dots., Toshkent davlat texnika universiteti, Toshkent, 100095, O'zbekiston; [r.juraev.sanjar@gmail.com](mailto:r.juraev.sanjar@gmail.com) <https://orcid.org/0000-0002-3032-0852>

**Dolzarbliq:** iste'molchilarni markazlashtirilgan energiya tizimi orqali energiya bilan ta'minlashning qator kamchiliklari mavjud, masalan, uzoqda joylashgan ba'zi iste'molchilarga energiya yetkazib berishda isrofining kattaligi, yuqori manevrli elektr stansiyalari va energiya saqlash tizimlarining ishtiroki kamligi tufayli ishlab chiqarish jarayonida zarur moslashuvchanlik yo'qligi, shuningdek energiya iste'moli va narxlarini tartibga solishning yuqori samarali mexanizmlari mavjud emasligini keltirish mumkin. Bugungi kunda jahon energetika sohasida markazlashgan energetika tizimining yuqorida qayd etilgan kamchiliklari boshqa, samaraliroq energiya tizimlariga, misol uchun, lokal energiya tizimlariga o'tish uchun sharoit yaratdi. Bunday tizimlardan birini Tolimarjon issiqlik elektr stansiyasi, Qarshi magistral kanali nasos stansiyalari kaskadi (elektr energiyasi iste'molchisi), fotoelektr stansiyasi va Tolimarjon suv omboridagi gidroelektr stansiyasini o'z ichiga olgan Tolimarjon energetika va suv xo'jaligi zonasi negizida yaratish taklif etilmoqda.

**Maqsad:** Qarshi magistral kanali nasos stansiyalari kaskadini kombinatsiyalashgan tizim asosida elektr energiyasi bilan ta'minlash parametrlarini tahlil qilish va asoslash, taklif etilayotgan energiya tizimida elektr energiyasining keltirilgan narxini (LCOE) va undan foydalanishning iqtisodiy samaradorligini aniqlash.

**Usullari:** turli elektr stansiyalaridan kombinatsiyalashgan holda foydalanishning energetik-iqtisodiy tahlili va parametrlarini hisoblash usullari qo'llanildi.

**Natijalar:** hisoblash natijalari shuni ko'rsatdiki, Qarshi magistral kanali nasos stansiyalari kaskadining energiyaga bo'lgan ehtiyojining bir qismini qayta tiklanadigan energiya manbalari bilan qoplash uchun lokal energiya tizimidan foydalanish elektr energiyasining keltirilgan narxini (LCOE) kamaytirish, shu orqali suv ta'minoti uchun energiya xarajatlarini qisqartirish va energiya ta'minoti ishonchligini oshirish imkonini beradi.

**Kalit so'zlar:** fotoelektr stansiyalari, nasos stansiyalari, gidroelektrostansiyalar, energiya saqlash tizimlari, energiyaning keltirilgan narxi, elektr stansiyasi.

**For citation:** M. Muxammadiyev, B.Urishev, S.R. Jurayev. Reducing energy costs of large pumping stations by using renewable energy sources. Scientific and technical journal of Problems of Energy and Sources Saving, 2025, no. 3, pp. 179-188.

<https://doi.org/10.5281/zenodo.16936052>

Received: 9.03.2025  
Revised: 18.04.2025  
Accepted: 21.07.2025  
Published: 23.08.2025

**Copyright:** © Muradulla Muxammadiyev, Boboraim Urishev, Sanjar R. Jurayev, 2025. 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/>).

## Снижение энергетических затрат крупных насосных станций использованием возобновляемых источников энергии

Мурадulla Мухаммадиев<sup>1</sup>, Боборайм Уришев<sup>2</sup>, Санжар Р. Жураев<sup>1, a)</sup>

<sup>1</sup> DSc, проф., Ташкентский государственный технический университет, Ташкент, 100095, Узбекистан; [muhammadiev\\_m@rambler.ru](mailto:muhammadiev_m@rambler.ru) <https://orcid.org/0009-0007-5636-7337>

<sup>2</sup> DSc, проф., Каршинский государственный технический университет, Карши, 180100, Узбекистан; [bob\\_urishev@mail.ru](mailto:bob_urishev@mail.ru) <http://orcid.org/0009-0004-6546-8226>

<sup>1a)</sup> PhD, доц., DSc, проф., Ташкентский государственный технический университет, Ташкент, 100095, Узбекистан; [r.juraev.sanjar@gmail.com](mailto:r.juraev.sanjar@gmail.com) <https://orcid.org/0000-0002-3032-0852>

**Актуальность:** энергоснабжение потребителей централизованной энергосистемой имеет существенные недостатки, к которым можно причислить значительные потери энергии из-за отдаленности части потребителей, отсутствие нужной гибкости производственного процесса в связи с низкой долей участия в нем высокоманевренных электростанций и систем аккумулирования энергии, а также высокоэффективных механизмов регулирования потребления и тарификации энергии. Сегодня в мировой энергетике указанные недостатки централизованной энергосистемы создали условия для перехода к другим, более эффективным энергетическим системам, к таковым можно отнести локальные энергосистемы. Предложено создание одной из таких систем на базе Талимарджанской энерговодохозяйственной зоны, включающей в себе Талимарджанскую тепловую электрическую станцию, каскада насосных станций Каршинского магистрального канала (потребитель электроэнергии), фотоэлектрическая станция и ГЭС на Талимарджанском водохранилище.

**Цель:** анализ и обоснование параметров комбинированного энергоснабжения каскада насосных станций Каршинского магистрального канала, определение приведенной стоимости электроэнергии (LCOE) и экономического эффекта от использования предложенной энергосистемы.

**Методы:** использованы методы энергоэкономического анализа и расчетов параметров комбинированного использования разных электростанций.



**Результаты:** результаты расчетов показали, что использование локальной энергосистемы для покрытия части энергопотребности каскада насосных станций Каршинского магистрального канала возобновляемыми источниками энергии позволяет снизить приведенной стоимости электроэнергии (LCOE), тем самым сокращает энергетических затрат при подаче воды, повышает надежность энергоснабжения.

**Ключевые слова:** фотоэлектрические станции, насосные станции, гидроэлектрические станции, энергоаккумулирующие системы, приведенная стоимость энергии, мощность станции.

## Reducing energy costs of large pumping stations by using renewable energy sources

Muradulla Mukhammadiyev<sup>1</sup>, Boboraim Urishev<sup>2</sup>, Sanjar R. Jurayev<sup>1,a)</sup>

<sup>1</sup> DSc, prof., Tashkent State Technical University, Tashkent, 100095, Uzbekistan; [muhammadiev\\_m@rambler.ru](mailto:muhammadiev_m@rambler.ru) <https://orcid.org/0009-0007-5636-7337>

<sup>2</sup> DSc, prof., Karshi State Technical University, Karshi, 180100, Uzbekistan; [bob\\_irishev@mail.ru](mailto:bob_irishev@mail.ru) <http://orcid.org/0009-0004-6546-8226>

<sup>1,a)</sup> PhD., assoc.prof., Tashkent State Technical University, Tashkent, 100095, Uzbekistan; [r.juraev.sanjar@gmail.com](mailto:r.juraev.sanjar@gmail.com) <https://orcid.org/0000-0002-3032-0852>

**Relevance:** the energy supply of consumers by the centralized energy system has significant shortcomings, which include significant energy losses due to the remoteness of some consumers, the lack of the necessary flexibility of the production process due to the low share of highly maneuverable power plants and energy storage systems, as well as highly efficient mechanisms for regulating consumption and tariffing of energy. Today, in the world energy industry, these shortcomings of the centralized energy system have created conditions for the transition to other, more efficient energy systems, which include local energy systems. It is proposed to create one of such systems on the basis of the Talimarjan energy and water management zone, including the Talimarjan thermal power plant, a cascade of pumping stations of the Karshi main canal (electricity consumer), a photovoltaic plant and a hydroelectric power station on the Talimarjan reservoir.

**Aim:** analysis and justification of the parameters of combined power supply of the cascade of pumping stations of the Karshi main canal, determination of the levelized cost of electricity (LCOE) and the economic effect of using the proposed power system.

**Methods:** methods of energy-economic analysis and calculations of the parameters of combined use of different power plants were used.

**Results:** the results of the calculations showed that the use of a local power system to cover part of the energy needs of the cascade of pumping stations of the Karshi main canal with renewable energy sources allows to reduce the levelized cost of electricity (LCOE), thereby reducing energy costs for water supply, increasing the reliability of power supply.

**Keywords:** photovoltaic stations, pumping stations, hydroelectric stations, energy storage systems, levelized cost of energy, station capacity.

### 1. Введение (Introduction)

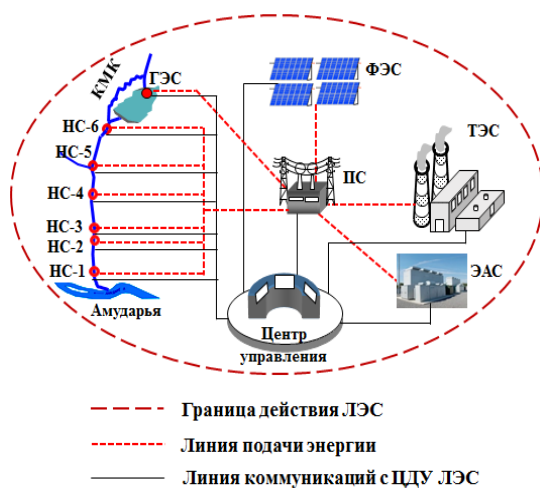
В Республике Узбекистан энергоснабжение потребителей осуществляется централизованной энергосистемой, которая имеет существенные недостатки, присущие всем подобным энергосистемам в странах мира. Этим недостаткам можно причислить значительные потери энергии из-за отдаленности части потребителей, отсутствие нужной гибкости производственного процесса в связи с низкой долей участия в нем высокоманевренных электростанций и систем аккумулирования энергии, а также высокоэффективных механизмов регулирования потребления и тарификации энергии. Все эти недостатки в конечном счете приводят к повышению расхода топлива и себестоимости производимой энергии.

Сегодня в мировой энергетике указанные недостатки централизованной энергосистемы создали условия для перехода к другим, более эффективным энергетическим системам, к таковым можно отнести локальные энергосистемы (ЛЭС) [1,2]. ЛЭС - относительно небольшие энергетические системы, служащие для покрытия потребности в энергии потребителей, расположенных в черте определенной границы и имеющие все необходимые условия для генерации, аккумулирования, передачи и распределения энергии. В большинстве случаев ЛЭС создаются на базе ВИЭ, при этом они могут быть подключены к централизованной энергетической сети для осуществления закупки и продажи энергии в зависимости от сложившихся климатических условий. Главной особенностью ЛЭС является ее энергоэффективность, по мнению консалтинговой и исследовательской компании Navigant Research данное преимущество по сравнению с централизованными энергосистемами является неоспоримым [3].

В настоящее время ЛЭС уже занимают весомые доли в энергетике многих развитых стран. В странах Европы в настоящий момент на объектах ЛЭС получают около 30% всей вырабатываемой энергии [4].

## 2. Методы и материалы (Methods and materials)

На наш взгляд, одной из возможных эффективных ЛЭС может быть создана на базе Талимарджанской энерговодохозяйственной зоны, расположенной на юге Республики Узбекистан и включающей в себе Талимарджанскую тепловую электрическую станцию (ТЭС) с установленной мощностью 1700 МВт, каскада насосных станций Каршинского магистрального канала (НС КМК) с установленной мощностью 450 МВт, Талимарджанское наливное водохранилище с проектным объемом 1,5 млрд. м<sup>3</sup> (рис. 1). Основными предпосылками для создания данной ЛЭС являются следующие: - в зоне ЛЭС действует крупнейший потребитель электроэнергии - каскад НС КМК, имеющий шесть ступеней машинного водоподъема, с годовым потреблением в пределах 2,0...2,2 млрд. кВт·часов, что составляет около 3 % от общего объема энергопотребления по Республике (рис. 2). Подача воды на орошаемые площади с таким потреблением электроэнергии увеличивает себестоимость продукции почти в два раза, что требует принимать конкретные решения по снижению энергетических затрат.



**Рис. 1.** Схема энергоснабжения насосных станций Каршинского магистрального канала на базе ЛЭС, состоящей из ТЭС, ФЭС, ГЭС и ЭАС

**Fig. 1.** Power supply scheme of the pumping stations of the Karshi main canal based on the EPS, consisting of TPP, SPP, HPP, and WPP



**Рис. 2.** План расположения каскада насосных станций Каршинского магистрального канала и Талимарджанского водохранилища

**Fig. 2.** Layout plan of the cascade of pumping stations of the Karshi main canal and the Talimarjan reservoir

Это особо подчеркнуто в презентации Министерства энергетики Республики при Президенте Республики от 23 июня 2025 года, посвященной вопросам обеспечения крупных промышленных предприятий "зеленой" энергией [5]. Согласно данной презентации при электроснабжении крупных насосных станций будут использованы фотоэлектрические станции (ФЭС) и энерго-аккумулирующие системы (ЭАС), в первую очередь, в насосных станциях Каршинского магистрального канала;

- наличие Талимарджанского водохранилища создает условия для выработки электроэнергии с помощью гидроэлектрической станции (ГЭС), устанавливаемой в водовыпускном сооружении [6];

- в силу известных преимуществ ВИЭ по сравнению с ТЭС для энергообеспечения каскада НС выгодно максимальное использование энергии фотоэлектрических станций (ФЭС) в рамках предлагаемой ЛЭС;

- Талимарджанская ТЭС, как объект централизованной энергосистемы может участвовать в ЛЭС в качестве гарантированного источника энергии в периодах недостаточности вырабатываемой энергии ФЭС и ГЭС. Участие Талимарджанской ТЭС в этой схеме выгодно тем, что использование энергии ГЭС, ФЭС с ЭАС частично снимает напряженность при обеспечении пиковых нагрузок турбоагрегатами, а перевод каскада НС в форсированный режим работы с максимальным потреблением энергии в ночных минимумах нагрузки позволяет снизить переключений в режимах работы энергетического оборудования, что



благоприятно отражается в экономии топлива и повышении надежности работы станции [7];

- все объекты предлагаемой ЛЭС находятся в непосредственной взаимной близости, что позволяет сократить затраты, связанные с транспортировкой энергии.

Баланс энергии в вышеприведенной энергосистеме, очевидно, определяется следующей зависимостью

$$\mathcal{E}_{НС} = \mathcal{E}_{ТЭС} + \mathcal{E}_{ГЭС} + \mathcal{E}_{ФЭС} - \Delta\mathcal{E} \quad (1)$$

где  $\Delta\mathcal{E}$  – потери в коммутациях, при транспортировке энергии, а также ее объемы, затрачиваемые на собственные нужды.

Мощности электростанций, используемые в ЛЭС определяются исходя из стоимости электроэнергии, предлагаемые производителями в данный момент и ограничений, накладываемых на использование мощности ресурсов. Тариф на электроэнергию централизованной энергосистемы Республики на 01.07.2025 составляет  $1000 \text{ сум (кВт}\cdot\text{час)}^{-1}$  (в долларовом эквиваленте  $0,0788 \text{ $(кВт}\cdot\text{час)}^{-1}$ ). При этом необходимо отметить, что стоимость энергии ГЭС будет ниже указанной, однако пока в Республике отдельный тариф для электроэнергии ГЭС не установлен, поэтому его можно принимать по международным данным, равным на  $0,057 \text{ $(кВт}\cdot\text{час)}^{-1}$  [8].

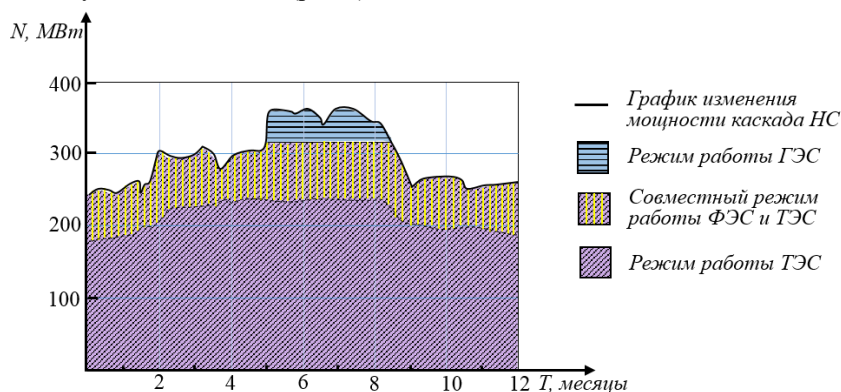
Стоимость электроэнергии солнечных электростанций, возводимых в Республике Узбекистан колеблется от  $0,02679 \text{ $(кВт}\cdot\text{час)}^{-1}$  (компания Masdar Clean Energy) до  $0,04273 \text{ $(кВт}\cdot\text{час)}^{-1}$  (компания Total Eren) [9], а средняя ее стоимость в мире колеблется в пределах  $0,02...0,06 \text{ $(кВт}\cdot\text{час)}^{-1}$  [10], а в последнем отчете Международного агентства по возобновляемым источникам энергии “Renewable power generation costs in 2023”, опубликованном в сентябре 2024 года, она принята равной  $0,044 \text{ $(кВт}\cdot\text{час)}^{-1}$  [9].

Исходя из вышеприведенных можно отметить, что по тарифам на электроэнергию привлекательным вариантом является использование солнечной энергии для энергообеспечения каскада НС, более того, в близлежащей территории Талимарджанского водохранилища завершается строительство ФЭС мощностью 500 МВт компанией «China Gezhouba Group Overseas Investment Co. LTD» [11].

ГЭС, которая будет включена в состав ЛЭС, можно построить на водовыпускном сооружении Талимарджанского водохранилища, работающего в течение 3,0...6,0 месяцев в летнее время. ГЭС в зависимости от накопленного объема воды в водохранилище может выработать до 50 000 МВт·часов электроэнергии в год при средней мощности 50 МВт [6].

Таким образом, наиболее подходящими электростанциями, которые могут участвовать в составе ЛЭС для энергоснабжения каскада НС являются Талимарджанская ТЭС, ФЭС и ГЭС.

Примерные режимы работы ТЭС, ФЭС, ГЭС можно характеризовать на основе годового графика нагрузки каскада НС за 2024 год с суммарным объемом 2173000 МВт·часов по данным управления эксплуатации НС КМК (рис.3)



**Рис. 3.** График годового режима работы каскада НС КМК и электростанций ЛЭС

**Fig. 3.** Annual operating schedule of the cascade of pumping stations of the Karshi main canal and the power plants of the EPS

Режим работы ГЭС характеризуется величинами мощности, зависящими от расхода водовыпускного сооружения в периоде с мая – по август месяцы с максимальным значением 60 МВт.

Из всех режимов работы ЛЭС, показанных на рис. 3 представляет интерес совместный режим работы ФЭС, ТЭС и ГЭС, определяемый на основе интеграции работы ФЭС в режим работы централизованной энергосистемы и с учетом продолжительности периода солнечной активности. С целью лучшего понимания данного процесса рассмотрим график суточного режима работы ЛЭС, приведенный на рис. 4.

На графике проиллюстрирована возможность покрытия среднесуточной энергетической нагрузки НС КМК мощностью 300 МВт (установленная мощность 450 МВт), которая, как правило, в стационарных рабочих режимах работы НС в течение суток почти не изменяется.

При этом основным участником ЛЭС является ТЭС, а в периоды солнечной активности излишняя часть энергии ФЭС при ее средней мощности в размере 400 МВт (установленная мощность 500 МВт), превышающая потребления или не используемая для нужд НС КМК, накапливается в системе аккумулирования энергии (ЭАС).

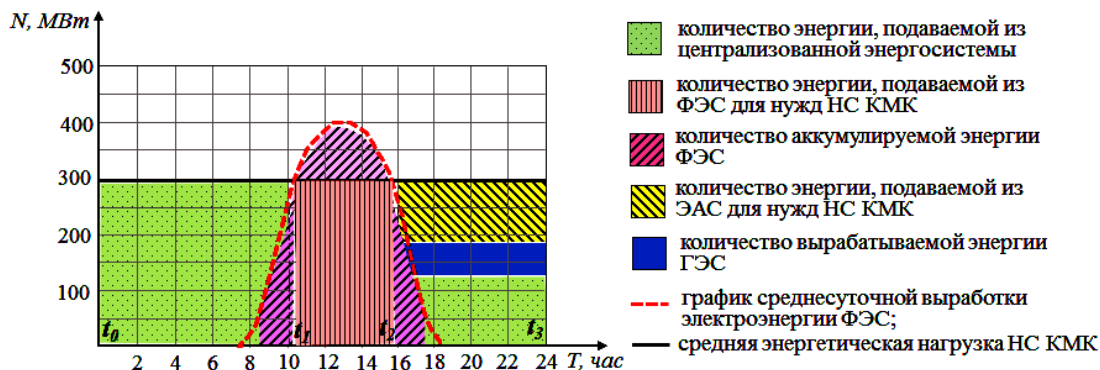


Рис. 4. Суточный график режима работы ЛЭС

Fig. 4. Daily operating schedule of the EPS

Из графика видно, что в период с 16<sup>00</sup> до 24<sup>00</sup> для покрытия части потребления НС КМК используется аккумулированная в накопителе энергия, а также энергия ГЭС, работающей в тех периодах, когда осуществляется выпуск воды из Талимарджанского водохранилища.

Количество годовой потребляемой энергии каскадом НС КМК в период  $T_{год}$  можно выразить следующей зависимостью

$$\mathcal{E}_{НС}(T_{год}) = \sum_{i=1}^n \mathcal{E}_{НСi}(T_{сут}) = \int_{t_0}^{t_k} N_{НС}(t) dt \quad (2)$$

где,  $\mathcal{E}_{НС}(T_{сут})$  – количество потребляемой энергии каскадом НС КМК в течение суток,  $N_{НС}$  – мощность каскада НС КМК,  $n$  – количество суток в течение времени  $T_{год}$ .

Суточная потребляемая энергия каскадом НС КМК на основе графика, приведенного на рис. 4 определяется по следующему уравнению

$$\mathcal{E}_{НС}(T_{сут}) = N_{ТЭС} T_{t_1-t_0} + \int_{t_1}^{t_2} (N_{ФЭС} - N_{ФЭС}^{акк})(t) dt + N_{ТЭС} T_{t_3-t_2} - \int_{t_2}^{t_3} (N_{акк} + N_{ГЭС})(t) dt \quad (3)$$

где,  $N_{ТЭС}(t)$ ,  $N_{ФЭС}(t)$ ,  $N_{ГЭС}(t)$  – мощность ТЭС, ФЭС и ГЭС подаваемая для потребления НС КМК в момент времени  $t$ ,  $N_{ФЭС}^{акк}(t)$  – мощность аккумулируемой энергии ФЭС,  $N_{акк}(t)$  – мощность САЭ.

Количество электроэнергии, подаваемая из ТЭС можно определить следующим образом

$$\mathcal{E}_{ТЭС}(T_{ТЭС}) = \int_{t_0}^{t_1} N_{ТЭС}(t) dt + \int_{t_2}^{t_3} N_{ТЭС}(t) dt = N_{НС} T_{t_1-t_0} + N_{НС} T_{t_3-t_2} - \int_{t_2}^{t_3} N_{акк}(t) dt - \int_{t_2}^{t_3} N_{ГЭС}(t) dt \quad (4)$$

где,  $T_{ТЭС}$ ,  $T_{t_1-t_0}$ ,  $T_{t_3-t_2}$  – продолжительность работы ТЭС в сутки, а также в промежутках времени в сутки  $t_1 - t_0$  и  $t_3 - t_2$ .

Объем аккумулируемой энергии ФЭС в промежутке времени  $t_2 - t_1$  можно вычислить следующей зависимостью

$$\int_{t_2}^{t_3} N_{акк}(t) dt = \int_{t_{c1}}^{t_{c2}} (N_{ФЭС} - \Delta N_{акк})(t) dt - N_{НС} T_{t_2-t_1} \quad (5)$$

где  $\Delta N_{акк}(t) dt$  – величина потери энергии при ее аккумулировании,  $t_{c2} - t_{c1}$  – продолжительность работы ФЭС в течение суток.

Мощность вырабатываемой энергии ГЭС можно определить по известной зависимости

$$N_{ГЭС}(t) = 9,81 \cdot Q_{ГЭС}(t) \cdot H(t) \cdot \eta_{ГЭС} \quad (6)$$

Расход воды в ГЭС  $Q_{ГЭС}(t)$  зависит от времени подачи объема  $\Delta V_B$ , и в связи с этим его можно определить так

$$Q_{ГЭС}(t) = dV_B/dt, \quad (7)$$



Используя зависимости (6) и (7) можно вычислить мощность следующим образом

$$\int_{t_2}^{t_1} N_{ГЭС}(t) dt = 9,81 \int_{t_1}^{t_2} dV_B \cdot \eta_{ГЭС} H(t) \quad (8)$$

При этом напор ГЭС определяется по известной зависимости

$$H(t) = H_T(t) - \Delta H(t) = \nabla BB(t) - \nabla HB(t) - \Delta H(t), \quad (9)$$

где  $\nabla BB$ ,  $\nabla HB$  – отметки поверхности воды в водохранилище и нижнем бьефе,  $\Delta H$  – потери напора в водопроводящем тракте ГЭС,  $\eta_{ГЭС}$  – коэффициент полезного действия ГЭС.

Обычно, выпуск воды из водохранилища осуществляется по заранее составленному графику, и по нему можно определить значение  $Q_{ГЭС}(t)$ , а по данным отметок верхнего и нижнего бьефов величину  $H(t)$ .

### 3. Результаты и обсуждение (Results and discussion)

По результатам расчетов, выполненных по вышеприведенной методике для питания НС каскада получены следующие годовые показатели выработки электроэнергии:

1. В настоящее время покрытие энергетических потребностей НС КМК осуществляется из централизованной энергосистемы, исходя из этого предположим, что при тарифе  $0,0788$  \$(кВт·час)<sup>-1</sup> затраты на потребление  $2173000$  МВт·часов электроэнергии будет составлять  $171232$  тыс. \$.

2. Количество производимой ФЭС электроэнергии можно определить, опираясь на результаты исследования, приведенных в работах [12,13,14], которые показывают, что в Кашкадарьинской области, где расположена строящаяся ФЭС мощностью  $500$  МВт, среднегодовая выработка электроэнергии ФЭС пиковой мощностью  $0,1$  МВт, установленной с ориентиром к югу под углом, равным к географической широте местности, рассчитанная с учетом всех видов потерь по диаграмме Санкея, составляет  $114,97 \approx 115,0$  МВт·часов. Отсюда, годовая выработка электроэнергии, принятой ФЭС максимальной мощностью  $500$  МВт равна на  $575\,000$  МВт·часов, а среднесуточная выработка составляет  $1575$  МВт·часов.

На основе анализа годовой выработки электроэнергии ФЭС и потребления каскадом НС КМК можно сделать вывод о том, что  $20...40$  % электроэнергии ФЭС необходимо аккумулировать в специальной энергоаккумулирующей системе. С учетом данного обстоятельства принимаем размер аккумулирования энергии  $20$  %, и это составляет  $315$  МВт·часов в сутки, которая будет направлена на покрытие потребности НС КМК, согласно графика на рис. 3, в период  $16^{00} - 24^{00}$  (при этом мощность ЭАС будет составлять  $40$  МВт). Таким образом из  $575\,000$  МВт·часов годовой выработанной ФЭС энергии  $460000$  МВт·часов (с учетом  $20$  % аккумулирования энергии) будет поставляться в насосные станции, а ее стоимость определяем по тарифу, предложенному IRENA в размере  $0,044$  \$(кВт·час)<sup>-1</sup>.

Стоимость аккумулирования электроэнергии в объеме  $115000$  МВт·часов определяем по приведенной стоимости накопления энергии (LCOS) по данным компании Lazard, которая на июнь 2025 года составляет  $115$  \$(МВт·час)<sup>-1</sup> [15].

3. Результаты расчетов энергетических показателей ГЭС показали, что количество вырабатываемой ГЭС электроэнергии составляет  $20000...50000$  МВт·часов [6]. Принимая данный объем равным  $30000$  МВт·часов и с учетом тарифа электроэнергии ГЭС в размере  $0,057$  \$(кВт·час)<sup>-1</sup> определяем стоимость выработанной ГЭС энергии.

4. Основная часть нагрузки каскада НС в электроэнергии покрывается Талимарджанской ТЭС, объем которого определяется разницей между общей потребности в электроэнергии НС КМК и суммарным объемом производства энергии ФЭС, ГЭС и ЭАС.

5. Получаемый эффект от разницы тарифов на электроэнергию при использовании предложенной системы энергоснабжения каскада НС определяется энергетическими затратами в двух вариантах: энергоснабжение НС КМК из централизованной и локальной энергосистем.

6. Значение приведенной стоимости электроэнергии (LCOE) ЛЭС можно рассчитать по следующей формуле [16,17].

$$LCOE = \frac{K_{ЛЭС} \cdot b_{воз} + K_{ЭЭС} + K_{ЭАС}}{\Delta_{ФЭС+ГЭС+ЭАС}} = \frac{561810 \cdot 0,0794 + 5618 + 115000 \cdot 0,115}{605000} = 0,105 \text{ \$/кВт} \cdot \text{час}$$

где  $K_{ЛЭС}$  – капитальные затраты на строительство ФЭС и ЭАС, определяемые по удельным показателям стоимости энергии.

$$K_{ЛЭС} = N_{ФЭС} \cdot \alpha_{ФЭС} + N_{ГЭС} \cdot \alpha_{ГЭС} + N_{ЭАС} \cdot \alpha_{ЭАС} = 500 \cdot 758 + 50 \cdot 2785 + 40 \cdot 1089 = 561810 \text{ тыс. \$}.$$

Значения удельных показателей стоимости энергии:  $\alpha_{ФЭС} = 758$  \$/кВт;  $\alpha_{ГЭС} = 2785$  \$/кВт определены по данным [8], а  $\alpha_{ЭАС} = 1089$  \$/кВт определяется по данным Международной ассоциации гидроэнергетиков, PNNL Министерства энергетики США [16,18].  $\Delta_{ФЭС+ГЭС+ЭАС}$  – суммарный объем выработки энергии электростанциями, МВт·час,  $b_{воз}$  – коэффициент возврата



капитала.

Расчет коэффициента возврата капитала определяется при сроке службы ЛЭС 20 лет и ставки дисконтирования  $d$  по следующей формуле [17,19]

$$b_{\text{воз}} = \frac{d \cdot (1 + d)^m}{(1 + d)^m - 1} = \frac{0,0487 \cdot (1 + 0,0487)^{20}}{(1 + 0,0487)^{20} - 1} = 0,0794$$

Ставка дисконтирования вычисляется при номинальной ставки банка 14 % и уровня инфляции 8,7 % [20] по нижеприведенной формуле [21].

$$d = \frac{i-f}{1+f} = \frac{0,14-0,087}{1+0,087} = 0,0487$$

где,  $i$  – значение номинальной банковской ставки;  $f$  – величина инфляции.

$K_{\text{экс}}$  – коэффициент эксплуатации принята в размере 1 % от  $K_{\text{ЛЭС}}$  [22].

Средняя удельная стоимость аккумулирования энергии принята 115 \$/МВт·час [15].

Для сравнения приводим LCOE существующей централизованной системы энергоснабжения, в которой преимущественно используются ТЭС. Консалтинговая компания Lazard приводят данные о значениях LCOE ТЭС со стоимостью очистки выбросов от CO<sub>2</sub> относительно 2023 года. Так, например, LCOE ТЭС с парогазовыми установками с комбинированным циклом с учетом стоимости очистки от CO<sub>2</sub> составляет 0,128 \$/кВт·час, а с пиковыми газовыми установками составляет 0,126...0,24 \$/кВт·час [15].

Вышеприведенные данные показывают, что эффективность предлагаемой ЛЭС с долевым участием ФЭС и ГЭС 27,8 % в общем объеме энергоснабжения и аккумулированием 20 % солнечной энергии составляет 1,22 раза по значению LCOE. При этом годовая экономия энергетических затрат от использования предложенной ЛЭС составляет 12499 тыс. \$.

Данные преимущества предложенной схемы энергоснабжения каскада НС можно разъяснить следующим образом:

- энергоснабжение каскада НС с помощью энергии ФЭС и ГЭС по сравнению с вариантом из ТЭС существенно снижает энергозатраты, так как в настоящее время удельная стоимость энергии по данным компании Lazard на 2025 год для парогазовых установок с комбинированным циклом составляет до 0,078 \$(кВт·час)<sup>-1</sup> (без очистки от CO<sub>2</sub>) [15]. При этом стоит отметить, что в современной энергетике четко прослеживается тенденция снижения стоимости основных видов возобновляемой энергии, а ископаемого топлива повышается из-за удорожания углеводородов;

- использование возобновляемых источников энергии при энергоснабжении каскада НС КМК позволяет сократить затраты по очистке вредных выбросов от сжигания ископаемого топлива, прежде всего углекислого газа. По данным агентства по охране окружающей среды США расчетные затраты на экологические мероприятия по очистке от CO<sub>2</sub> составляет 42 доллар/тонна [23], а по расчетам Международного валютного фонда 75 доллар/тонна [24]. Если принимать данные Международного энергетического агентства о возможном количестве выбрасываемого CO<sub>2</sub> равным на 0,48 кг/кВт·час [25], то при замещении объема выработки энергии мощностями ГЭС и ФЭС в рассматриваемой энергосистеме сокращения эмиссии CO<sub>2</sub> составляет 290400 тонн, что при удельных ценах очистных работ 42 доллар/тонна будет 12,2 млн. \$ в год.

Результаты расчетов приведены в таблице 1.

**Таблица 1.** Экономические показатели энергосистем по снабжению электроэнергией НС КМК  
**Table 1.** Economic indicators of power supply systems for the PS of the KMC

Эн. система	Эл. станции	Мощность МВт	Удельные кап. затр. \$/кВт	Кап. затраты тыс. \$	Выраб. энергия МВт·час	Удел. эн. затраты \$/кВт·час	Стоимость эл. энергии тыс. \$	LCOE \$/кВт·час
ЛЭС	ФЭС	500	758	379000	460000	0,044	20240	0,105
	ЭАС	40	1089	43560	115000	0,115	13225	
	ГЭС	50	2785	139250	30000	0,057	1710	
	ТЭС	-	-		1568000	0,0788	123558	
	Всего				2173000		158733	
ТЭС	ТЭС				2173000	0,0788	171232	0,128
Экономия энергетических затрат							12499	1.22 раза
Экономия затрат на очистку выбросов от CO <sub>2</sub>							12200	
Всего величина экономического эффекта							24699	

Использование предлагаемой ЛЭС, помимо экономических, позволяет достичь системных выгод, которых можно выразить таким образом:

- предлагаемая ЛЭС даёт возможность улучшить суточного режима работы ТЭС путем



снижения ее нагрузку в часах с повышенным потреблением энергии за счет использования мощностей ФЭС и ГЭС;

- предлагаемая ЛЭС предназначена для энергообеспечения крупного потребителя, энергетическая нагрузка которого в суточном, даже недельном разрезе мало меняется, что создаёт благоприятное условие для использования высокотехнологичной управляющей системы, состоящей из интеллектуальных систем учета электроэнергии, превосходной коммуникации, специальных программных продуктов, которые будут обеспечивать баланс мощности подключенных источников энергии и мощности потребления, приводящего к минимизации затрат, повышению качества электроэнергии и надежности ее подачи.

#### 4. Заключение (Conclusion)

1. Предложена схема локальной энергосистемы на примере Талимарджанского энерговодохозяйственного комплекса, предназначенной для энергоснабжения насосных станций Каршинского магистрального канала.

2. Расчеты по определению приведенной стоимости энергии LCOE показали, что значение LCOE предлагаемой ЛЭС с долевым участием ФЭС и ГЭС 27,8 % в общем объеме энергоснабжения и аккумулярованием 20 % солнечной энергии составляет 1,22 раза меньше по сравнению с LCOE централизованной энергосистемы.

3. Результаты расчетов основных параметров энергоснабжения каскада НС КМК с годовым потреблением электроэнергии 2173000 МВт·часов на базе ЛЭС, состоящей из ФЭС и ГЭС с выработкой электроэнергии 575 000 МВт·часов и 30000 МВт·часов соответственно, и энергоаккумулирующей системы с накоплением 115000 МВт·час электроэнергии в год, при покрытии остальной части нагрузки от централизованной энергосистемы в объеме 1568000 МВт·часов показали, что использование данной энергосистемы позволяет достичь экономии затрат в размере 12499 тыс. \$ в год.

4. Показана возможность достижения экономии от исключения затрат по очистке выбросов CO<sub>2</sub> при использовании предлагаемой ЛЭС в размере 12200 тыс. \$ в год.

5. Предлагаемая ЛЭС даёт возможность улучшить суточного режима работы ТЭС путем снижения ее нагрузку в часах с повышенным потреблением энергии за счет использования мощностей ФЭС и ГЭС.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Urishev B. Microgrid Control Based on the Use and Storage of Renewable Energy Sources. USA, Journal Applied Solar Energy, 2018, Vol. 54, No. 5, pp. 388–391. DOI: 10.3103/S0003701X18050201

2. Urishev B. Decentralized Energy Systems, Based on Renewable Energy Sources. USA, Journal Applied Solar Energy, 2019, Vol. 55, No. 3, pp. 207–212. DOI: 10.3103/S0003701X19030101

3. Navigant Research. Forecasts Distributed Power Generation Growth. <https://sdg.iisd.org/news/navigant-research-forecasts-distributed-power-generation-growth/>

4. World Energy Outlook 2017. Special Report. Energy Access Outlook. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/9a67c2fc-b605-4994-8eb5-29a0ac219499/WEO2017SpecialReport\\_EnergyAccessOutlook.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/9a67c2fc-b605-4994-8eb5-29a0ac219499/WEO2017SpecialReport_EnergyAccessOutlook.pdf)

5. Ёирик саноат корхоналари қайта тикланувчи энергиядан фойдаланади. <https://president.uz/uz/lists/view/8253>

6. Уришев Б., Умиров А.П. Использование энергетического потенциала гидротехнических сооружений водохозяйственных систем. Ташкент. «Проблемы энерго- и ресурсосбережения», №3, 2021. с. 347–355.

7. Сангинов А.А., Мухаммадиев М.М., Уришев Б.У. Использование и аккумулярование гидравлической энергии в энергосистеме Республики Узбекистан. Т.: “Инновацион ривожланиш нашриёт матбаа уйи”, 2021, 238 с.

8. Renewable power generation costs in 2023. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA\\_Renewable\\_power\\_generation\\_costs\\_in\\_2023.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf)

9. Первый открытый тендер на строительство ФЭС выиграла компания из ОАЭ. Агентство финансовых новостей. <https://dividends.nuz.uz/2019/10/04/pobeditelem-tendera-na-stroitelstvo-fjes-stala-kompanija-iz-oaje/>.

10. Christoph Kost, Paul Müller, Jael S. Schweiger, Verena Fluri, Jessica Thomsen. Levelized cost of electricity renewable energy technologies, July 2024. Fraunhofer institute for solar energy systems ise. [https://www.qualenergia.it/wp-content/uploads/2024/10/EN2024\\_ISE\\_Study\\_Levelized\\_Cost\\_of\\_Electricity\\_Renewable\\_Energy\\_Technologies.pdf](https://www.qualenergia.it/wp-content/uploads/2024/10/EN2024_ISE_Study_Levelized_Cost_of_Electricity_Renewable_Energy_Technologies.pdf)

11. Постановление Президента Республики Узбекистан № ПП-191 «О мерах по реализации



инвестиционного проекта строительство солнечной фотоэлектрической станции мощностью 500 МВт в Нишанском районе Кашкадарьинской области» от 14.06.2023 г. <https://lex.uz/ru/docs/6497411>

12. Рахимов Э.Ю. Ўзбекистоннинг гелиоэнергетик ресурсларини баҳолаш учун маълумотлар базасини шакллантириш ва верификациялаш.: Техн. фан. бўйича PhD диссерт. – Фарғона: Фарғ. политех. инст., 2021. – 116 бет.

13. Avezova N.R, Rahimov E.Yu., Izzatillaev J.O. Resource Indicators Used for Solar Photovoltaic Plants in Uzbekistan 1//Applied Solar Energy. –USA. 2018, Vol. 54, №4, pp. 273–278. DOI: 10.3103/S0003701X18040023.

14. Rahimov E.Yu., Sadullaeva Sh.E., Kolomiets Yu.G., Tashmatov Kh.K., Usmonov N.O. Analysis of the Solar Energy Potential of the Republic of Uzbekistan// Applied Solar Energy.- USA, 2017. Vol. 53, №4, pp. 344–346.

15. Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis—Version 18.0. June 2025. <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energyplus-lcoeplus/>

16. Vilayanur Viswanathan, Kendall Mongird, Ryan Franks, Xiaolin Li, Vincent Sprenkle. Energy Storage Grand Challenge Cost and Performance Assessment 2022. Pacific Northwest National Laboratory. <https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/ESGC%20Cost%20Performance%20Report%202022%20PNNL-33283.pdf>

17. Xiao Xu, Weihao Hu., Di Cao, Qi Huang, Cong Chen, Zhe Chen. Optimized sizing of a standalone PV-wind-hydropower station with pumped-storage installation hybrid energy system. Renewable Energy 147 (2020) 1418-1431. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.09.099>

18. Pumped Storage Hydropower. The world's oldest battery. International Hydropower Association (IHA). [https://www.esmap.org/sites/default/files/ESP/WB\\_PSH\\_16Jun22.pdf](https://www.esmap.org/sites/default/files/ESP/WB_PSH_16Jun22.pdf)

19. Gobind Pillaia, Husain Ali Yaqoob Naser. Techno-Economic Potential of Largescale Photovoltaics in Bahrain. <https://core.ac.uk/download/pdf/322330335.pdf>

20. Инфляция годовая, с начала года и месячная. Центральный банк Республики Узбекистан. <https://cbu.uz/ru/monetary-policy/annual-inflation/indicators/>

21. Gobind Pillaia, Husain Ali Yaqoob Naser. Techno-Economic Potential of Largescale Photovoltaics in Bahrain. <https://core.ac.uk/download/pdf/322330335.pdf>

22. Vladimir Koritarov, Jonghwan Kwon, Quentin Ploussard, Patrick Balducci. A Review of Technology Innovations for Pumped Storage Hydropower. Argonne National Laboratory. April 2022.

23. United States Environmental Protection Agency. Climate Change The Social Cost of Carbon. [https://19january2017snapshot.epa.gov/climatechange/social-cost-carbon\\_.html](https://19january2017snapshot.epa.gov/climatechange/social-cost-carbon_.html)

24. Kenneth Gillingham. Carbon Calculus. Finance & development, december 2019, vol. 56, no.4. <https://www.imf.org/external/pubs/ft/fandd/2019/12/the-true-cost-of-reducing-greenhouse-gas-emissions-gillingham.htm>

25. Углеродоемкость электроэнергии в мире и России. Аналитический центр при правительстве РФ. Энергетический бюллетень, №72, 2019. 28 с. <https://ac.gov.ru/files/publication/a/22245.pdf>

## REFERENCES

1. Urishev B. Microgrid Control Based on the Use and Storage of Renewable Energy Sources. USA, Journal Applied Solar Energy, 2018, Vol. 54, No. 5, pp. 388–391. DOI:10.3103/S0003701X18050201

2. Urishev B. Decentralized Energy Systems, Based on Renewable Energy Sources. USA, Journal Applied Solar Energy, 2019, Vol. 55, No. 3, pp. 207–212. DOI: 10.3103/S0003701X19030101

3. Navigant Research. Forecasts Distributed Power Generation Growth. <https://sdg.iisd.org/news/navigant-research-forecasts-distributed-power-generation-growth/>

4. World Energy Outlook 2017. Special Report. Energy Access Outlook. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/9a67c2fc-b605-4994-8eb5-29a0ac219499/WEO2017SpecialReport\\_EnergyAccessOutlook.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/9a67c2fc-b605-4994-8eb5-29a0ac219499/WEO2017SpecialReport_EnergyAccessOutlook.pdf)

5. Large industrial enterprises use renewable energy. <https://president.uz/uz/lists/view/8253>

6. Urishev B., Umirov A.P. Using the energy potential of hydraulic structures of water management systems. Tashkent. "Problems of Energy and Resource Saving," No3, 2021. p. 347-355.

7. Sanginov A.A., Muhammadiyev M.M., Urishev B.U. Use and Accumulation of Hydraulic Energy in the Energy System of the Republic of Uzbekistan. T.: "Innovative Development Publishing House," 2021, 238 p.

8. Renewable power generation costs in 2023. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA\\_Renewable\\_power\\_generation\\_costs\\_in\\_2023.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf)

9. A company from the UAE won the first open tender for the construction of the FES. Financial



- News Agency. [https://dividends.nuz.uz/2019/10/04/\\_pobeditelem-tendera-na-stroitelstvo-fjes-stala-kompanija-iz-oaje/](https://dividends.nuz.uz/2019/10/04/_pobeditelem-tendera-na-stroitelstvo-fjes-stala-kompanija-iz-oaje/).
10. Christoph Kost, Paul Müller, Jael S. Schweiger, Verena Fluri, Jessica Thomsen. Levelized cost of electricity renewable energy technologies, July 2024. Fraunhofer institute for solar energy systems. [https://www.qualenergia.it/wp-content/uploads/2024/10/EN2024\\_ISE\\_Study\\_Levelized\\_Cost\\_of\\_Electricity\\_Renewable\\_Energy\\_Technologies.pdf](https://www.qualenergia.it/wp-content/uploads/2024/10/EN2024_ISE_Study_Levelized_Cost_of_Electricity_Renewable_Energy_Technologies.pdf)
  11. Resolution of the President of the Republic of Uzbekistan No. PP-191 dated 14.06.2023 "On measures to implement the investment project for the construction of a 500 MW solar photovoltaic station in the Nishan district of Kashkadarya region." <https://lex.uz/ru/docs/6497411>
  12. Rakhimov E.Yu. Formation and verification of a database for assessing the solar energy resources of Uzbekistan. - Fergana: Fergana Polytechnic Institute, 2021. - 116 pages.
  13. Avezova N.R., Rahimov E.Yu., Izzatillaev J.O. Resource Indicators Used for Solar Photovoltaic Plants in Uzbekistan I//Applied Solar Energy. -USA. 2018, Vol. 54, №4, pp. 273–278. DOI: 10.3103/S0003701X18040023.
  14. Rahimov E.Yu., Sadullaeva Sh.E., Kolomiets Yu.G., Tashmatov Kh.K., Usmonov N.O. Analysis of the Solar Energy Potential of the Republic of Uzbekistan// Applied Solar Energy.- USA, 2017. Vol. 53, №4, pp. 344–346.
  15. Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis—Version 18.0. June 2025. <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energyplus-lcoeplus/>
  16. Vilayanur Viswanathan, Kendall Mongird, Ryan Franks, Xiaolin Li, Vincent Sprenkle. Energy Storage Grand Challenge Cost and Performance Assessment 2022. Pacific Northwest National Laboratory. <https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/ESGC%20Cost%20Performance%20Report%202022%20PNNL-33283.pdf>
  17. Xiao Xu, Weihao Hu,, Di Cao, Qi Huang, Cong Chen, Zhe Chen. Optimized sizing of a standalone PV-wind-hydropower station with pumped-storage installation hybrid energy system. Renewable Energy 147 (2020) 1418-1431. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.09.099>
  18. Pumped Storage Hydropower. The world's oldest battery. International Hydropower Association (IHA). [https://www.esmap.org/sites/default/files/ESP/WB\\_PSH\\_16Jun22.pdf](https://www.esmap.org/sites/default/files/ESP/WB_PSH_16Jun22.pdf)
  19. Gobind Pillaia, Husain Ali Yaqoob Naser. Techno-Economic Potential of Largescale Photovoltaics in Bahrain. <https://core.ac.uk/download/pdf/322330335.pdf>
  20. Inflation is annual, from the beginning of the year and monthly. Central Bank of the Republic of Uzbekistan. <https://cbu.uz/ru/monetary-policy/annual-inflation/indicators/>
  21. Gobind Pillaia, Husain Ali Yaqoob Naser. Techno-Economic Potential of Largescale Photovoltaics in Bahrain. <https://core.ac.uk/download/pdf/322330335.pdf>
  22. Vladimir Koritarov, Jonghwan Kwon, Quentin Ploussard, Patrick Balducci. A Review of Technology Innovations for Pumped Storage Hydropower. Argonne National Laboratory. April 2022.
  23. United States Environmental Protection Agency. Climate Change The Social Cost of Carbon. [https://19january2017snapshot.epa.gov/climatechange/social-cost-carbon\\_.html](https://19january2017snapshot.epa.gov/climatechange/social-cost-carbon_.html)
  24. [Kenneth Gillingham](#). Carbon Calculus. Finance & development, december 2019, vol. 56, no.4. <https://www.imf.org/external/pubs/ft/fandd/2019/12/the-true-cost-of-reducing-greenhouse-gas-emissions-gillingham.htm>
  25. Carbon intensity of electricity in the world and Russia. Analytical Center under the Government of the Russian Federation. Energy Bulletin, No72, 2019. 28 p. <https://ac.gov.ru/files/publication/a/22245.pdf>