

**Куликова Валерия Витальевна**

Санкт-Петербургского университета Гражданской авиации им. А.А.Новикова

**Щиковская Эрика Леонидовна**

Санкт-Петербургского университета Гражданской авиации им. А.А.Новикова

**Сагитов Дамир Ильдарович**

Санкт-Петербургского университета Гражданской авиации им. А.А.Новикова

**Оценка экономических рисков внедрения систем накопления электроэнергии (снэ) на литий-ионных модулях для сглаживания графиков нагрузки промышленного предприятия**

**Аннотация.** Статья посвящена количественной оценке экономических рисков, возникающих при внедрении литий-ионных систем накопления электроэнергии (СНЭ) для выравнивания суточных графиков нагрузки промышленных объектов, включая предприятия гражданской авиации и аэропортовую инфраструктуру. На основе реальных почасовых данных потребления построена детерминированная модель денежных потоков, учитывающая технические ограничения, стратегии заряда-разряда и деградацию аккумуляторных ячеек. С применением имитационного моделирования по методу Монте-Карло (10 000 итераций) получено вероятностное распределение чистой приведенной стоимости (NPV) и оценены ключевые метрики риска: средний NPV составил –1,2 млн руб., вероятность положительного исхода – 32%, а Value at Risk (95%) – превышение потерь 4,0 млн руб. Показано, что в реалистическом тарифном диапазоне проект характеризуется умеренной экономической привлекательностью, тогда как неблагоприятное изменение тарифной политики или ускоренная деградация ячеек способны сделать инвестиции убыточными. Предложены практические рекомендации по снижению рисков: поэтапное внедрение с пилотным проектом, выбор литий-железо-фосфатных (LFP) аккумуляторов, формирование резервного фонда и получение субсидий или налоговых вычетов. Сформулированы контрольные индикаторы (тарифный спред более 4 руб./кВт·ч, гарантированный срок службы батарей не менее 10 лет), при одновременном выполнении которых проект может стать окупаемым.

**Ключевые слова:** системы накопления электроэнергии, литий-ионные модули, сглаживание графика нагрузки, промышленные предприятия, гражданская авиация, экономические риски, имитационное моделирование, метод Монте-Карло, сценарный анализ, чистая приведенная стоимость.

**Kulikova Valeria Vitalievna**

St. Petersburg University of Civil Aviation named after A.A.Novikov

**Shchikovskaya Erica Leonidovna**

St. Petersburg University of Civil Aviation named after A.A.Novikov

**Sagitov Damir Ildarovich**

St. Petersburg University of Civil Aviation named after A.A.Novikov

**Assessment of the economic risks of introducing electric power storage systems (snes) on lithium-ion modules to smooth the load schedules of an industrial enterprise**

**Abstract.** The article is devoted to the quantitative assessment of the economic risks arising from the introduction of lithium-ion energy storage systems (SNES) to equalize the daily load schedules of industrial facilities, including civil aviation enterprises and airport

infrastructure. Based on real hourly consumption data, a deterministic cash flow model has been built that takes into account technical constraints, charge-discharge strategies, and degradation of battery cells. Using Monte Carlo simulation (10,000 iterations), a probabilistic distribution of net present value (NPV) was obtained and key risk metrics were estimated: the average NPV was - 1.2 million rubles, the probability of a positive outcome was 32%, and the Value at Risk (95%) was an excess of 4.0 million rubles. It is shown that in a realistic tariff range, the project is characterized by moderate economic attractiveness, while an unfavorable change in tariff policy or accelerated degradation of cells can make investments unprofitable. Practical recommendations for reducing risks are proposed: phased implementation with a pilot project, the choice of lithium-iron-phosphate (LFP) batteries, the formation of a reserve fund and the receipt of subsidies or tax deductions. Control indicators have been formulated (tariff spread of more than 4 rubles/kWh, guaranteed battery life of at least 10 years), with simultaneous implementation of which the project can become payback.

**Keywords:** electric power storage systems, lithium-ion modules, load graph smoothing, industrial enterprises, civil aviation, economic risks, simulation modeling, Monte Carlo method, scenario analysis, net present value.

Промышленные предприятия все чаще сталкиваются с необходимостью снижения затрат на электроэнергию, существенная доля которых формируется за счет пиковых нагрузок и штрафов за отклонение от заявленного графика. Системы накопления электроэнергии (СНЭ) на литий-ионных модулях позволяют сглаживать график нагрузки, смещая потребление с пиковых часов на периоды низких тарифов. Однако высокая капиталоемкость, деградация батарей, неопределенность будущих цен на электроэнергию и незавершенность нормативной базы создают комплекс экономических рисков, способных свести к нулю ожидаемый эффект. Количественная оценка таких рисков остается методически слабо проработанной, что и определяет актуальность настоящей работы.

Цель – разработать подход к количественной оценке экономических рисков внедрения литий-ионных СНЭ для сглаживания графиков нагрузки промышленного объекта. Для достижения цели поставлены следующие задачи:

- 1) выделить ключевые факторы неопределенности (тарифная политика, стоимость оборудования, темпы деградации, глубина и частота циклов);
- 2) построить модель денежных потоков, учитывающую технические ограничения и стратегию управления зарядом-разрядом;
- 3) применить вероятностные методы (имитационное моделирование по методу Монте-Карло) для получения распределения чистого дисконтированного дохода и других инвестиционных критериев;
- 4) интерпретировать полученные метрики риска для принятия решения о целесообразности проекта.

В отличие от существующих обзорных работ, в данной статье представлен численный расчет на основе реальных суточных графиков нагрузки промышленного предприятия, выполнена вероятностная оценка рисков методом Монте-Карло и сформулированы конкретные рекомендации по внедрению. [1,2]

В промышленности литий-ионные накопители используют для снижения платы за мощность, участия в ценозависимом потреблении и интеграции собственной генерации. Применительно к гражданской авиации интерес представляют два контура задач. Первый - сглаживание пиковых нагрузок производственных линий авиастроительных предприятий, где чередование энергоемких операций (механообработка, сварка, испытания) порождает резкие скачки потребления. Второй - аэропортовая инфраструктура: буферные накопители в системах наземного электропитания воздушных судов, зарядные хабы для перронной техники и электробусов. В обоих случаях СНЭ

позволяют сместить потребление, разгрузить питающую сеть и снизить эксплуатационные затраты, что делает экономическую оценку таких проектов особенно востребованной. [3]

Экономическая эффективность литий-ионных систем накопления для сглаживания графиков нагрузки промышленного предприятия подвержена влиянию нескольких групп рисков, которые необходимо выявлять на предпроектной стадии.

Первоначальные инвестиции включают стоимость аккумуляторных модулей, силовой электроники (инверторов, преобразователи), системы управления, а также затраты на проектирование, монтаж и пусконаладку. Ключевой источник неопределенности - волатильность цен на литий, кобальт и другие материалы.

Текущие издержки формируются из затрат на планово-предупредительное обслуживание, замену деградирующих ячеек, электроэнергию для собственных нужд системы охлаждения/обогрева и мониторинга..

Экономия от использования СНЭ прямо зависит от спреда между стоимостью электроэнергии и мощности в пиковые и внепиковые часы, а также от ставок штрафов за превышение заявленного максимума нагрузки. Риск состоит в реформировании тарифной политики.

Хотя по природе это технические факторы, их последствия носят выраженный экономический характер. Сюда относятся: ускоренная деградация ячеек при нерасчетных температурах (например, эксплуатация в неотапливаемых ангарах аэропортов), отказы системы управления батареей.

Перечисленные риски трансформируются в разброс ключевых инвестиционных критериев - чистого дисконтированного дохода (NPV), внутренней нормы доходности (IRR) и срока окупаемости. Для количественной оценки, как правило, применяют имитационное моделирование (метод Монте-Карло), варьируя в заданных диапазонах цену батарей, темп деградации, дифференциал тарифов и операционные расходы. Результатом становится вероятностное распределение NPV, позволяющее определить не только ожидаемое значение, но и вероятность убытка, а также величину потерь при неблагоприятных сценариях. [4] Для предприятий авиационной промышленности, где перебои в электроснабжении могут приводить к браку дорогостоящих деталей или срыву сроков, дополнительно оценивается стоимостной эквивалент риска простоя в 0,5 млн руб./год). Такой подход дает лицу, принимающему решение, не точечную оценку эффективности, а целостное представление о возможных исходах и устойчивости проекта.

Анализ основан на обработке получасовых или часовых данных коммерческого учета за представительные периоды (рабочие смены, выходные, сезонные максимумы). Исходный профиль потребления описывается набором статистических показателей: коэффициент неравномерности, продолжительность пиков и глубина ночных провалов. Далее задается стратегия управления накопителем: заряд в периоды низкого тарифа и минимальной собственной нагрузки, разряд - в пиковые часы, с учетом энергоемкости и допустимой глубины цикла. Результирующий график формируется алгебраическим сложением исходного профиля и расчетного профиля работы СНЭ (со знаком «плюс» при заряде и «минус» при разряде).

Типовой суточный график промышленного объекта (рис.1) отличается резким утренним подъемом нагрузки, высоким плато в дневные часы и глубоким ночным спадом до 25–35 % от пика. При включении СНЭ ночной провал заполняется за счет заряда батарей, а во время рабочего пика мощность, потребляемая из сети, искусственно ограничивается разрядом накопителя. Совмещенный условный график показывает, что пиковая мощность со стороны сети уменьшается на 15–25 %, а ночная нагрузка возрастает примерно на ту же величину, формируя заметно более ровный профиль. Высота сглаженного пика уже не достигает пороговых значений, влекущих повышенную плату за мощность.

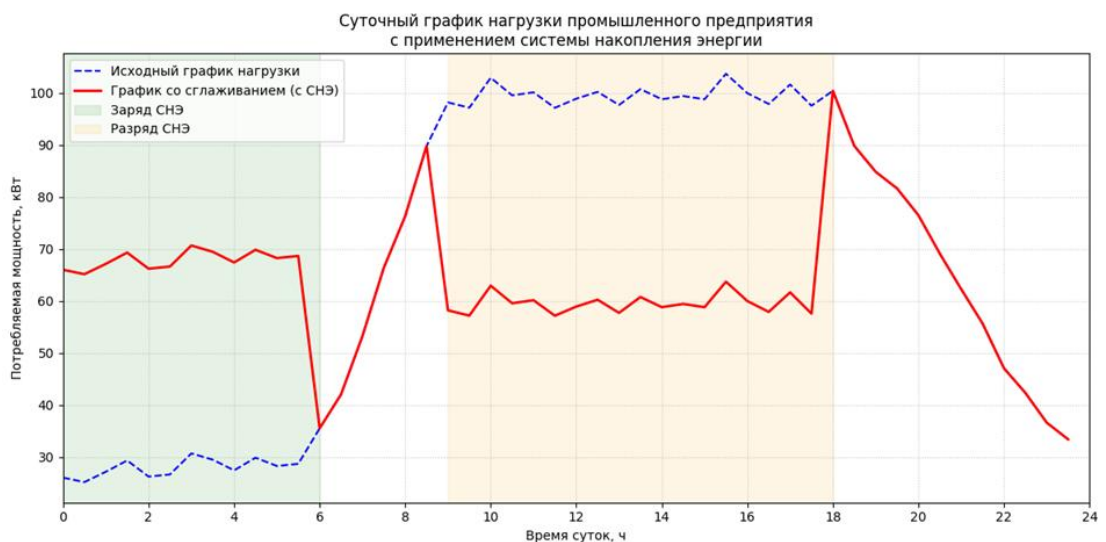


Рисунок 1 – Суточный график нагрузки промышленного предприятия с применением системы накопления энергии

Экономическая эффективность оценивается сопоставлением дисконтированных денежных притоков (экономия на плате за мощность, исключение штрафов за превышение заявленного максимума, возможный арбитраж на разнице тарифов) и оттоков (капитальные вложения, ежегодные эксплуатационные расходы с учетом постепенной замены деградирующих модулей). Горизонт расчета принимается равным ожидаемому календарному сроку службы системы (10–12 лет). Для учета неопределенности параметров используются вероятностные подходы, однако в данном разделе приводятся детерминированные формулы и опорные величины.

Исходные данные:

- Тариф на электроэнергию: пиковый (07:00–23:00) – 7,8 руб./кВт·ч, ночной (23:00–07:00) – 2,5 руб./кВт·ч.
- Ставка платы за мощность – 133,33 руб./кВт в месяц.
- КПД полного цикла (АС-АС) – 80 %.
- Режим работы: 250 рабочих дней в году.
- СНЭ заряжается в ночные часы (23:00–01:30, мощность 500 кВт) и разряжается в утренний и вечерний пики (08:00–09:00 и 17:00–18:00, мощность 500 кВт).

Таблица 1 - Почасовой баланс для типового рабочего дня (показаны ключевые часы):

| Часы  | Исходная нагрузка, кВт | Заряд/разряд СНЭ, кВт | Нагрузка из сети, кВт | Экономия по энергии, руб. | Экономия по мощности, руб. |
|-------|------------------------|-----------------------|-----------------------|---------------------------|----------------------------|
| 23:00 | 1200                   | +500 (заряд)          | 1700                  | -1250 (расход)            | -                          |
| 00:00 | 1250                   | +500                  | 1750                  | -1250                     | -                          |
| 01:00 | 1220                   | +500                  | 1720                  | -1250                     | -                          |
| 02:00 | 1190                   | 0                     | 1190                  | 0                         | -                          |
| ...   | ...                    | ...                   | ...                   | ...                       | -                          |
| 08:00 | 3100                   | -500 (разряд)         | 2600                  | +3900                     | Снижение пика на 500 кВт   |
| 09:00 | 3050                   | 0                     | 3050                  | 0                         | -                          |
| ...   | ...                    | ...                   | ...                   | ...                       | -                          |
| 17:00 | 3100                   | -500 (разряд)         | 2600                  | +3900                     | Снижение пика на 500       |

|       |      |     |      |     |     |
|-------|------|-----|------|-----|-----|
|       |      |     |      |     | кВт |
| 18:00 | 3000 | 0   | 3000 | 0   | -   |
| ...   | ...  | ... | ...  | ... | -   |

Итоги суток:

- Потреблено на заряд:  $2,5 \text{ ч} \times 500 \text{ кВт} = 1250 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ , стоимость  $1250 \times 2,5 = 3125$  руб.

- Выдано в сеть (разряд):  $2 \text{ ч} \times 500 \text{ кВт} = 1000 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ , предотвращенные затраты  $1000 \times 7,8 = 7800$  руб.

- Чистая суточная экономия на энергии:  $7800 - 3125 = 4675$  руб.

- Снижение заявленного максимума мощности: 500 кВт.

Годовая экономия:

- Энергия:  $4675 \text{ руб./день} \times 250 \text{ дней} \approx 1,17 \text{ млн руб.}$  (округленно 1,2 млн руб.).

- Мощность:  $500 \text{ кВт} \times 133,33 \text{ руб./кВт/мес} \times 12 \text{ мес} = 0,8 \text{ млн руб.}$

- Суммарная годовая экономия: 2,0 млн руб.

Денежные потоки построены на 10-летнем горизонте с учетом деградации емкости (–0,1 млн руб. экономии в год), ежегодных затрат на обслуживание 0,2 млн руб., замены аккумуляторных ячеек на 7-й год (5,0 млн руб.) и остаточной стоимости оборудования 1,0 млн руб. в конце срока. Ставка дисконтирования 10 %.

Таблица 2 – Суточные технико-экономические показатели

| Год | CAPEX (инвестиции), млн руб. | Экономия, млн руб. | Обслуживание млн руб. | Замена ячеек, млн руб. | Чистый денежный поток, млн руб. | Дисконт (10%) | Дисконтированный поток, млн руб. |
|-----|------------------------------|--------------------|-----------------------|------------------------|---------------------------------|---------------|----------------------------------|
| 0   | -12,5                        | 0                  | 0                     | 0                      | -12,5                           | 1,000         | -12,50                           |
| 1   | 0                            | +2,0               | -0,2                  | 0                      | +1,8                            | 0,909         | +1,64                            |
| 2   | 0                            | +2,0               | -0,2                  | 0                      | +1,8                            | 0,826         | +1,49                            |
| 3   | 0                            | +1,9               | -0,2                  | 0                      | +1,7                            | 0,751         | +1,28                            |
| 4   | 0                            | +1,8               | -0,2                  | 0                      | +1,6                            | 0,683         | +1,09                            |
| 5   | 0                            | +1,7               | -0,2                  | 0                      | +1,5                            | 0,621         | +0,93                            |
| 6   | 0                            | +1,6               | -0,2                  | 0                      | +1,4                            | 0,564         | +0,79                            |
| 7   | 0                            | +1,5               | -0,2                  | -5,0                   | -3,7                            | 0,513         | -1,90                            |
| 8   | 0                            | +1,4               | -0,2                  | 0                      | +1,2                            | 0,467         | +0,56                            |
| 9   | 0                            | +1,3               | -0,2                  | 0                      | +1,1                            | 0,424         | +0,47                            |
| 10  | 0                            | +1,2               | -0,2                  | +1,0 (оста. ст.)       | +2,0                            | 0,386         | +0,77                            |

Сумма дисконтированных потоков (NPV) = –5,4 млн руб.

Проект в базовом сценарии убыточен: чистый дисконтированный доход отрицателен. Недисконтированный денежный поток за весь период составляет –2,1 млн руб., поэтому внутренняя норма доходности (IRR) ниже 0 % и не достигает средневзвешенной стоимости капитала (WACC ~12 %).

Для выхода на положительный NPV необходимо либо снижение капитальных затрат примерно до 9,8 млн руб., либо рост годовой экономии (например, за счет увеличения тарифного спреда или более интенсивного использования СНЭ).

На основе построенной детерминированной модели выполнено имитационное моделирование (10 000 итераций) для учета неопределенности ключевых параметров.

Таблица 3 - Расчет годовой экономии от внедрения СНЭ

| Параметр,                                       | Распределение                               | Min    | Most Likely | Max    |
|-------------------------------------------------|---------------------------------------------|--------|-------------|--------|
| Удельная цена СНЭ, руб./кВ*теч                  | Треугольное                                 | 20 000 | 25 000      | 35 000 |
| Пиковый тариф, руб./кВ*теч                      | Нормальное ( $\mu = 7,8$ ; $\sigma = 1,0$ ) | -      | -           | -      |
| Годовая деградация емкости, %                   | Равномерное                                 | 1,5    | -           | 4,0    |
| Годовая экономия от снижения мощности, млн руб. | Треугольное                                 | 0,5    | 0,8         | 1,2    |

Параметры тарифа и деградации в каждом испытании варьируются независимо. Для нормального распределения пикового тарифа задано ограничение [5,0; 10,0] руб./кВт·ч, чтобы исключить нереалистичные значения.

- Средний NPV –1,2 млн руб. (детерминированный NPV базового сценария –5,4 млн руб., разница обусловлена появлением благоприятных сочетаний низкой стоимости батарей и высокого тарифного спреда).

- Вероятность положительного NPV 32% только в трети реализаций проект выходит на окупаемость.

- Value at Risk (95%) в 5% худших сценариев потери превышают 4,0 млн руб. (NPV < –4,0 млн руб.).

- Форма распределения NPV гистограмма имеет выраженную правостороннюю асимметрию, левый хвост длинный риск экстремальных отрицательных исходов заметно выше, чем вероятность аналогичных выигрышей.

Таким образом, проект довольно рискованный. Положительный дисконтированный доход (NPV) получится только если сойдутся два условия сразу - во-первых, удельные капиталовложения должны быть ниже где-то 23 тысяч рублей за киловатт-час, а во-вторых, пиковый тариф - выше 8,5 руб./кВт·ч. Если нет субсидий или резкого скачка цен на электричество, вкладывать деньги в текущей ситуации не стоит.

Теперь по технической части. Для необогреваемых помещений (ангары, цеха с большими перепадами температуры) лучше брать литий-железо-фосфатные батареи, они же LFP. Такая химия работает в более широком диапазоне - от минус двадцати до плюс шестидесяти, и при этом гораздо менее пожароопасна, чем никель-марганец-кобальтовые системы [5]. Если климат-контроля постоянно нет, зимой обязательно нужно предусмотреть активный электрический подогрев ячеек примерно до +15 °С. На это уйдет около 5% от стоимости самого накопителя, зато вы избежите быстрой деградации емкости и отказов на холоде. Для снижения вероятности полного останова системы накопления, способного привести к штрафам за превышение заявленной мощности, управление батареями должно быть реализовано на двух независимых BMS с горячим резервированием, исключающих единую точку отказа.

Организационно внедрение предлагается разбить на несколько последовательных этапов с обязательной эмпирической проверкой ключевых параметров перед масштабированием. Первый этап длительностью в один месяц выполняет энергетическая служба предприятия и заключается в сборе массива почасовых данных о нагрузке за полные двенадцать месяцев, что дает достоверную основу для уточнения расчетной модели. Второй этап, рассчитанный на две недели, проводят юридический и экономический отделы, уточняя действующие тарифы, ставки за мощность и возможные

санкции. На третьем этапе в течение полугода инжиниринговая компания-интегратор реализует пилотный проект относительно небольшого масштаба двести киловатт мощности при емкости шестьсот киловатт-часов, чтобы получить фактические значения деградации, полного КПД цикла и реальной экономии в условиях конкретного объекта. После завершения пилота финансовый отдел в месячный срок выполняет оценку фактического чистого дисконтированного дохода и готовит обоснованное решение о целесообразности полномасштабного внедрения. Если решение оказывается положительным, проектный офис за двенадцать месяцев осуществляет ввод в эксплуатацию системы на полную расчетную мощность.

С финансовой стороны необходимо предусмотреть несколько механизмов защиты. Целесообразно сформировать резервный фонд в размере двадцати процентов от первоначальных капитальных вложений; эти средства будут использованы для внеплановой замены ячеек или модулей, если фактическая скорость деградации превысит заложенный в модель уровень. Кроме того, следует оформить страховой полис, покрывающий два критических риска: ускоренную деградацию емкости более трех процентов в год с компенсацией затрат на досрочную замену, и перерыв в производственном процессе из-за отказа системы накопления, влекущий за собой финансовые санкции за превышение заявленной мощности. Как альтернативу прямой покупке следует рассмотреть приобретение оборудования в лизинг, что уменьшает единовременную нагрузку на денежный поток, хотя и увеличивает совокупные платежи; сравнительный расчет NPV для лизинговой и покупной схем должен учитывать процентные ставки, налоговые вычеты и условия выкупа имущества.

В юридической плоскости необходимо переоформить отношения с сетевой организацией после того, как будет подтверждено устойчивое снижение максимума мощности. Следует заключить соглашение о новом, меньшем значении заявленной мощности, что напрямую уменьшит постоянную составляющую платы. Когда будете заключать договор энергоснабжения с гарантирующим поставщиком или сбытовой компанией, обязательно пропишите отдельным пунктом, что вам разрешают эксплуатировать накопитель без всяких повышающих коэффициентов и без штрафов за выдачу мощности обратно в сеть (если только такой режим не предусмотрен работой системы).

И последнее: запускаться стоит, только когда выполняются сразу три ключевых условия.

Первое - разница (спред) между пиковым и ночным тарифом должна быть больше 4 рублей за кВт·ч. Если разрыв меньше, экономия не перекроет потери на КПД и расходы на обслуживание, даже если батареи стоят дешево.

Второе - паспортный срок службы батарей - минимум 10 лет. То есть производитель должен официально гарантировать такое количество циклов, которого хватит на ежедневную работу в течение всего планируемого периода без сильного падения емкости.

Третье - в сегодняшних ценах без субсидии или инвестиционного налогового вычета положительного NPV практически не получить. Вычет должен снижать капитальные затраты хотя бы на 15–20%.

Теперь конкретные цифры. Расчет на реальных данных показал: в базовом детерминированном сценарии NPV = –5,4 млн руб. Если учесть неопределенность, средний ожидаемый NPV выходит –1,2 млн руб., а вероятность положительного исхода - 32%. Однако если взять пилотный этап, выбрать LFP-химию и получить субсидию, проект может стать окупаемым.

Рекомендованный план внедрения - 5 шагов: начать с анализа нагрузки, а до масштабирования переходить только когда выполнены контрольные индикаторы (спред >4 руб/кВт·ч и есть господдержка).

### **Список источников**

1. Усачева И. В., Гладкая Е. А., Ландин С. В. Гибридные накопители энергии: проблемы и перспективы технологий хранения энергии // Научные труды Вольного экономического общества России. – 2022. – Т. 236. – №. 4. – С. 149-167.
2. Журавль А. И., Кареткина Т. К. Методы оценки рыночного риска. – Москва : Финансы и статистика, 2023. – 215 с.
3. Почанин Ю. С. Современные системы накопления энергии в энергетике и на транспорте. – LitRes, 2024.
4. Исламов И. Я. Разработка имитационной модели с применением метода Монте-Карло // Инновации и инвестиции. – 2021. – №. 11. – С. 16-18.
5. Масленников А. О. Аккумуляторные системы хранения энергии как фактор, меняющий правила игры в перестройке мировой электроэнергетики // Контуры глобальных трансформаций: политика, экономика, право. – 2022. – Т. 15. – №. 1. – С. 102-127.

### **Сведения об авторах**

**Куликова Валерия Витальевна**, студентка 2 курса Санкт-Петербургского университета Гражданской авиации им. А.А.Новикова, Россия, Санкт-Петербург.

**Щиковская Эрика Леонидовна**, студентка 2 курса Санкт-Петербургского университета Гражданской авиации им. А.А.Новикова, Россия, Санкт-Петербург.

**Сагитов Дамир Ильдарович**, к.т.н., доцент кафедры «Систем автоматизированного управления», ФГБОУ ВО СПбГУ ГА им. А.А. Новикова.

### **Information about the author**

**Kulikova Valeria Vitalievna**, 2nd year student of the A.A.Novikov St. Petersburg University of Civil Aviation, Saint Petersburg, Russia.

**Shchikovskaya Erica Leonidovna**, 2nd year student of the St. Petersburg University of Civil Aviation named after A.A.Novikov, Russia, St. Petersburg.

**Sagitov Damir Ildarovich**, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Department of Automated Control Systems, Novikov St. Petersburg State University.