

УДК 621.355: 519.713
DOI: 10.18799/24131830/2025/8/5217
Шифр специальности ВАК: 2.4.2, 2.4.1
Научная статья

Оценка температуры электрохимической среды литий-ионного аккумулятора на основе внешних датчиков

В.Г. Букреев, Х.Х.Ш. Ле Жа✉

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

✉sonsevas98@gmail.com

Аннотация. Актуальность. В настоящее время глобальное потепление представляет собой одну из наиболее актуальных экологических проблем, требующих незамедлительных решений. Одним из ключевых направлений снижения антропогенного воздействия на климат является переход к возобновляемым источникам энергии. Однако их непостоянный характер (зависимость от солнца, ветра и других факторов) требует применения эффективных систем накопления энергии. Кроме того, при освоении природных ресурсов возникает необходимость использования в критических ситуациях систем накопления энергии в качестве дополнительного источника электрической энергии. В этом контексте литий-ионные аккумуляторы приобрели особую значимость как эффективные накопители энергии благодаря ряду своих преимуществ. Однако широкое внедрение литий-ионных аккумуляторов сдерживается серьезной проблемой безопасности при возникновении теплового разгона. В связи с этим мониторинг теплового состояния литий-ионного аккумулятора играет ключевую роль в обеспечении безопасности его эксплуатации, а также повышения срока службы. **Цель** данного исследования заключается в разработке алгоритма оценки температуры электрохимической среды внутри литий-ионного аккумулятора на основе внешних датчиков, размещенных на его поверхности. **Методы.** Для достижения поставленной цели использовались экспериментальные данные, а также применялись математические и численные методы для расчета характеристик. **Результаты и выводы.** Показано, что в режиме заряда максимальная абсолютная погрешность оценки не превышает 0,85 °С, а в режиме разряда – 3,1 °С. Полученные данные свидетельствуют о том, что предложенный алгоритм обеспечивает достаточно высокую точность оценки внутренней температуры литий-ионного аккумулятора на основе измерений поверхностной температуры и напряжения аккумулятора.

Ключевые слова: литий-ионный аккумулятор, оценка теплового состояния, поверхностный датчик температуры, коэффициент поправки, тепловой разгон

Для цитирования: Букреев В.Г., Ле Жа Х.Х.Ш. Оценка температуры электрохимической среды литий-ионного аккумулятора на основе внешних датчиков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 8. – С. 130–140. DOI: 10.18799/24131830/2025/8/5217

UDC 621.355: 519.713
DOI: 10.18799/24131830/2025/8/5217
Scientific paper

Estimation of lithium-ion battery electrochemical core temperature based on external sensors

V.G. Bukreev, H.H.S. Le Gia✉

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

✉sonsevas98@gmail.com

Abstract. Relevance. Currently, global warming represents one of the most pressing environmental challenges, requiring immediate action. One of the key strategies for mitigating anthropogenic impact on the climate is the transition to renewable energy sources. However, their intermittent nature (dependence on sunlight, wind, and other factors) necessitates the use of

efficient energy storage systems. Moreover, in resource exploitation, energy storage systems may be required as an auxiliary source of electrical energy in critical situations. In this context, lithium-ion batteries have gained particular importance as efficient energy storage devices due to a number of inherent advantages. However, the widespread deployment of lithium-ion batteries is hindered by a critical safety issue – thermal runaway. Therefore, thermal state monitoring of lithium-ion batteries plays a crucial role in ensuring safe operation and extending service life. **Aim.** To develop an algorithm for estimating the internal electrochemical temperature of lithium-ion batteries based on external sensors mounted on the battery surface. **Methods.** The experimental data were collected and analyzed using mathematical and numerical methods for parameter calculation. **Results and conclusions.** The study demonstrates that during charging, the maximum absolute estimation error does not exceed 0.85°C, while during discharging it remains below 3.1°C. The obtained results indicate that the proposed algorithm provides sufficiently accurate estimation of internal lithium-ion battery temperature based on surface temperature and voltage measurements.

Keywords: lithium-ion battery, thermal state estimation, surface sensor, correction coefficient, thermal runaway

For citation: Bukreev V.G., Le Gia H.H.S. Estimation of lithium-ion battery electrochemical core temperature based on external sensors. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 8, pp. 130–140. DOI: 10.18799/24131830/2025/8/5217

Введение

Глобальное потепление остаётся одной из наиболее актуальных проблем, с которыми сталкивается мировое сообщество [1]. Основной причиной этого явления считается рост выбросов углекислого газа (CO₂), приводящий к усилению парникового эффекта [2, 3]. В условиях ухудшения экологической обстановки наблюдается стремительный рост интереса к возобновляемым источникам энергии, таким как солнечная и ветровая энергия [4, 5]. Однако использование этих источников связано с необходимостью эффективного накопления и хранения энергии для обеспечения стабильного и длительного энергоснабжения.

На сегодняшний день литий-ионные аккумуляторы (ЛИА) считаются одними из наиболее эффективных решений для хранения энергии благодаря ряду преимуществ, включая высокую удельную энергоёмкость, высокую выходную мощность и отсутствие эффекта памяти [6, 7]. Тем не менее одной из наиболее актуальных проблем, ограничивающих безопасность и долговечность ЛИА, является явление теплового разгона – неконтролируемого повышения температуры, способного привести к возгоранию или взрыву аккумулятора [8, 9].

Тепловой разгон может быть вызван различными факторами, включая перезаряд [10], перезаряд [11], перегрев [12], короткое замыкание [13, 14] или механические повреждения [15]. В этой связи особую значимость приобретает задача раннего прогнозирования предаварийного состояния ЛИА. Это позволяет не только предотвратить аварийные ситуации, но и продлить срок службы аккумуляторов, а также повысить безопасность их эксплуатации.

Одним из ключевых направлений в решении данной задачи является мониторинг теплового состояния ЛИА. Для оценки температурного режима используются различные методы, включая численные подходы (метод конечных разностей, метод

конечных элементов, метод конечных объемов) [16, 17], а также встроенные температурные датчики [18].

В научной литературе представлены разнообразные решения: кастомные миниатюрные термопары [19], массив термисторов [20, 21] термисторный датчик [22], датчик на основе волоконно-оптической решетки [23–25], термопары [26] и др. Также обсуждаются комбинированные подходы с применением как жёстких, так и мягких сенсоров [27].

Однако данные методы характеризуются рядом ограничений: высокой вычислительной сложностью, затрудняющей их использование в режиме реального времени, и потенциальным негативным влиянием встроенных сенсоров на электрохимическую производительность аккумулятора (например, снижение энергоёмкости, рост внутреннего сопротивления) [28].

В настоящей работе проводится исследование, направленное на разработку алгоритма оценки внутренней температуры аккумулятора с целью выявления признаков возможного теплового разгона.

Методика оценки внутренней температуры на основе корреляции напряжения и температуры ЛИА

Разработан алгоритм оценки внутренней температуры аккумулятора на основе показаний трёх поверхностных температурных датчиков и анализа изменения напряжения. Это особенно актуально, когда непосредственное измерение внутренней температуры ЛИА затрудняется из-за конструктивных ограничений или соображений безопасности.

Поскольку поверхностная температура всегда ниже внутренней из-за теплового сопротивления между слоями [29, 30], предлагается использовать поправочный коэффициент, компенсирующий эту

разницу. Коэффициент зависит от режима работы (заряд или разряд), а также от динамики изменения напряжения. Это позволяет приблизительно восстановить внутреннюю температуру по поверхностным измерениям.

Расчёт коэффициентов поправки в различных режимах работы ЛИА

Ключевым шагом в данном алгоритме является расчёт коэффициента поправки. На этапе обучения для конкретного типа ЛИА получают экспериментальные данные, включающие значения внутренней и поверхностной температуры, а также напряжения аккумулятора. На основе этих данных производится расчёт коэффициента поправки, отража-

ющего связь между температурой на поверхности корпуса и температурой внутри аккумулятора.

Процесс расчёта коэффициента поправки включает несколько последовательно выполняемых шагов (рис. 1), представленных ниже:

1. Сбор экспериментальных данных.

На начальном этапе для конкретного ЛИА проводится регистрация экспериментальных данных в динамике:

- внутренней температуры $T_{\text{внут}}(t)$, °C;
- температуры поверхности корпуса $T_{\text{поверх}}(t)$, °C;
- напряжения аккумулятора $U_r(t)$, В.

Данные регистрируются в ходе как зарядных, так и разрядных циклов, с равномерными временными интервалами, например, 1 секунда.

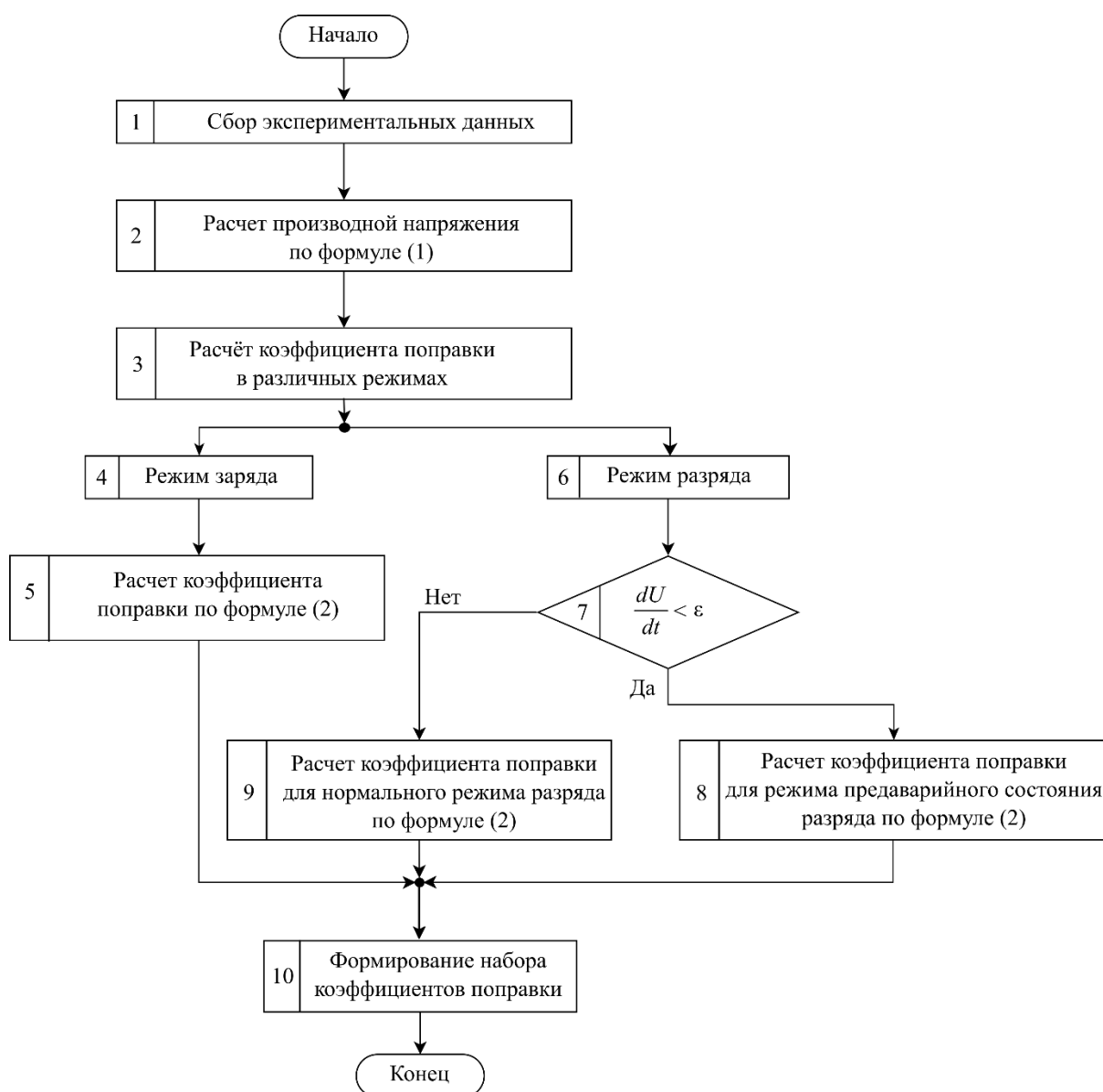


Рис. 1. Алгоритм расчета коэффициентов поправки в различных режимах работы ЛИА

Fig. 1. Algorithm for calculating correction coefficients in different lithium-ion batteries (LIB) operating modes

2. Оценка производной напряжения по скользящему линейному приближению.

Для определения динамики изменения состояния аккумулятора (например, переход в режим теплового разгона) рассчитывается производная напряжения по времени с использованием метода скользящего линейного приближения. В основе подхода лежит построение прямой линии по методу наименьших квадратов на каждом участке сигнала фиксированной длины, что позволяет уменьшить влияние шумов и обеспечить устойчивость к колебаниям данных.

На каждом шаге анализа рассматривается окно из N последовательных точек (t_i, U_i) . На этом интервале производится линейная аппроксимация зависимости вида $U(t)=at+b$. Угловой коэффициент a интерпретируется как приближённое значение производной напряжения по времени на данном участке. Коэффициент a рассчитывается по формуле линейной регрессии [31]:

$$\frac{dU}{dt} = a = \frac{N \sum t_i U_i - \sum t_i \sum U_i}{N \sum t_i^2 - (\sum t_i)^2}, \quad (1)$$

где N – размер окна; t_i – момент времени, в который проводилось измерение напряжения, с; U_i – значения напряжения, соответствующие моментам времени t_i , В.

Полученные значения производной используются для обнаружения моментов, в которых наблюдаются быстрые скачки изменения сигнала. В частности, при превышении порогового значения по модулю ($|a| > \varepsilon$) фиксируется начало аномального поведения аккумулятора, связанное с тепловым разгоном. Выбор ширины окна N и порогового значения ε осуществляется эмпирически в зависимости от характера анализируемых данных.

3. Расчёт коэффициента поправки в различных режимах.

Для учёта особенностей теплового состояния аккумулятора в разных условиях эксплуатации коэффициент поправки рассчитывается отдельно для режимов заряда и разряда.

3.1. Режим заряда.

В режиме заряда изменение напряжения обычно более предсказуемо, при этом температурный градиент между внутренними и поверхностными слоями аккумулятора остается незначительным. Коэффициент поправки представляет собой набор параметров a, b, c и d , рассчитывающихся на основе кубической модели:

$$T_{\text{внут}}(t) = aT_{\text{поверх}}^3(t) + bT_{\text{поверх}}^2(t) + cT_{\text{поверх}}(t) + d, \quad (2)$$

где $T_{\text{внут}}(t)$, $T_{\text{поверх}}(t)$ – значения внутренней и поверхностной температуры в момент времени t ; a, b, c, d – параметры кубической модели, определяемые методом наименьших квадратов [32].

3.2. Режим разряда.

В режиме разряда тепловые процессы приобретают более выраженный нелинейный характер, особенно при резких изменениях напряжения. В связи с этим расчёт коэффициента поправки осуществляется с учётом характера изменения напряжения во времени. Выделяются два характерных сценария:

- при $\frac{dU}{dt} < \varepsilon$ разница между внутренней и поверхностной температурами остается незначительной;
- при $\frac{dU}{dt} \geq \varepsilon$ наблюдаются резкие изменения внутренней температуры и значительное отклонение от поверхностной.

В обоих сценариях применяется единая модель (2), однако параметры a, b, c, d определяются отдельно, что обеспечивает более точное описание теплового состояния аккумулятора при изменяющихся условиях эксплуатации.

4. Формирование набора коэффициентов поправки.

На основании проведённого анализа формируется набор справочных коэффициентов поправки, включающий:

- набор параметров a, b, c и d для режима заряда;
- отдельные наборы коэффициентов a, b, c и d для каждого сценария в режиме разряда, определённых на основе величины производной изменения напряжения.

Полученные параметры используются при оценке текущего теплового состояния аккумулятора в режиме реального времени на основе данных с поверхностных температурных датчиков.

Оценка внутренней температуры ЛИА с использованием коэффициента поправки

После предварительного этапа расчёта коэффициента поправки в различных режимах эксплуатации становится возможной оценка внутренней температуры аккумулятора в режиме реального времени на основании внешних температурных и электрических характеристик.

Алгоритм оценки включает следующие этапы (рис. 2):

1. Сбор экспериментальных данных.

В процессе работы системы мониторинга в реальном времени регистрируются:

- значения поверхностной температуры с трех датчиков, расположенных в пространстве по координатным осям $x(t), y(t), z(t)$ в момент времени t , °С;
- значение напряжения $U(t)$ в те же временные моменты t , В;
- производная напряжения $\frac{dU}{dt}$, при необходимости, В·с⁻¹.

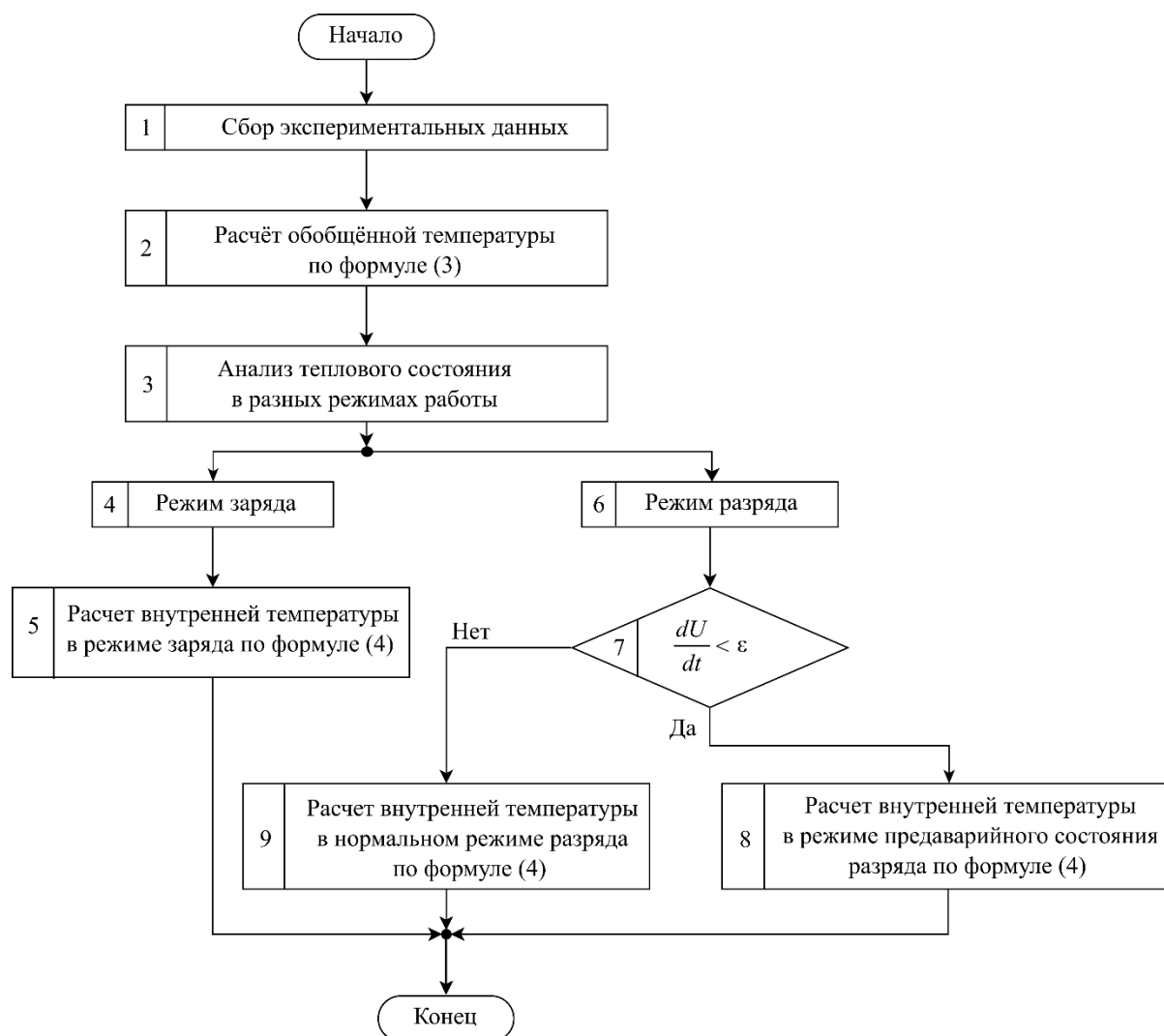


Рис. 2. Алгоритм оценки внутренней температуры с применением коэффициента поправки

Fig. 2. Algorithm for internal temperature estimation using correction coefficients

Этот поток данных позволяет оперативно оценить текущее тепловое состояние аккумулятора.

2. Расчёт обобщённой температуры.

Для предварительной оценки динамики температуры в электрохимической среде аккумулятора может быть использован промежуточный показатель – обобщённая температура $T_{об}(t)$, которая характеризует состояние поверхности аккумулятора и косвенно отражает динамику температуры внутри аккумулятора.

$$T_{об}(t) = \sqrt{\frac{x(t)^2 + y(t)^2 + z(t)^2}{3}}. \quad (3)$$

3. Анализ теплового состояния в разных режимах работы.

В зависимости от текущего режима работы аккумулятора (заряд или разряд), а также характера изменения напряжения выбирается соответствующий набор коэффициентов поправки a , b , c и d , определённых ранее.

Внутренняя температура $T_{внут}(t)$ ЛИА в каждый момент времени рассчитывается по кубической модели:

$$T_{внут}(t) = a \cdot T_{об}^3(t) + b \cdot T_{об}^2(t) + c \cdot T_{об}(t) + d, \quad (4)$$

где параметры модели a , b , c и d выбираются в соответствии с текущим сценарием теплового поведения аккумулятора, определяемым по величине производной напряжения $\frac{dU}{dt}$.

Пример расчёта совместного анализа напряжения и температуры ЛИА

В работе представлены результаты совместного анализа температурных и напряженческих характеристик ЛИА. Основное внимание уделено

расчёту поправочных коэффициентов, отражающих различие между внутренней и поверхностной температурами аккумулятора в различных режимах его эксплуатации. Расчёты выполнены на основе экспериментальных данных, представленных на рис. 5, с, d в [33], с использованием плоского аккумулятора формата CR2032.

Для повышения надёжности анализа температурные данные были предварительно усреднены, что позволило сформировать обобщённую картину температурного распределения в течение одного цикла заряд–разряд. Итоговые графики приведены на рис. 3, 4.

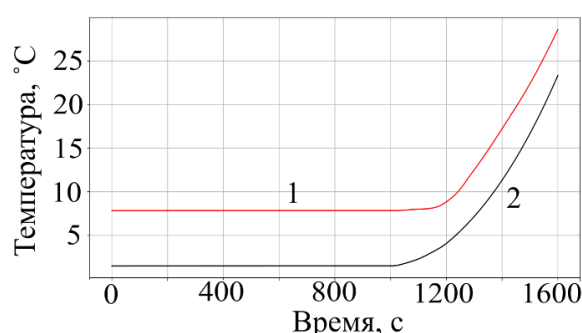


Рис. 3. Динамика внутренней (1) и поверхностной (2) температуры в режиме заряда

Fig. 3. Dynamics of internal (1) and surface (2) temperature during charging mode

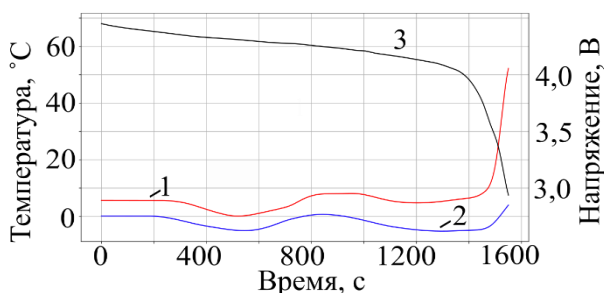


Рис. 4. Динамика внутренней (1), поверхностной (2) температуры и напряжения (3) в режиме разряда

Fig. 4. Dynamics of internal (1), surface (2) temperature and voltage (3) during discharge mode

Из графика видно (рис. 3), что в режиме заряда различие между внутренней и внешней температурами незначительно на всём диапазоне работы аккумулятора. В режиме разряда (рис. 4) данное различие также остаётся небольшим на начальных этапах, однако с продолжением разряда внутренняя температура начинает существенно превышать поверхностную. Следовательно, в пределах нормального рабочего диапазона поверхностная температура достаточно адекватно отражает динамику из-

менений внутренней температуры. Однако при приближении к предаварийному состоянию наблюдается увеличение температурного градиента между внутренней и внешней средами. Это объясняется тем, что внутренняя температура возрастает значительно быстрее, в то время как поверхность корпуса ЛИА не успевает реагировать на эти изменения.

Для оценки внутренней температуры на основе внешних измерений с датчиков важным этапом алгоритма является сбор экспериментальных данных. Температурные данные и напряжения аккумулятора, полученные с датчиков, подлежат предварительной обработке. Для использования этих данных в цифровой системе требуется применение аналогово-цифрового преобразователя (АЦП). В рамках данного исследования использовался 12-разрядный АЦП. Минимальное разрешение АЦП при измерении сигнала температуры и напряжения рассчитывается по формуле:

$$\Delta = \frac{x_{\max} - x_{\min}}{2^n - 1}, \quad (5)$$

где $x_{\max}$, $x_{\min}$ – максимальное и минимальное значения температуры диапазона измерения; n – разрядность АЦП.

Для корректной регистрации быстродинамических процессов АЦП должен обеспечивать достаточную частоту дискретизации. Минимальная частота дискретизации для заданной точности Δ_x определяется по выражению:

$$f_{\min} = \frac{\max\left(\frac{dx}{dt}\right)}{\Delta_x}, \quad (6)$$

где $\max\left(\frac{dx}{dt}\right)$ – максимальная производная сигнала.

В данной работе диапазон измерения температуры составляет от -10 до $+30$ °C. Согласно формуле (5), минимальное разрешение измерения температуры составляет примерно $0,0098$ °C. Для напряжения диапазон измерения составляет от 2 до 5 В, что соответствует минимальному разрешению порядка $0,0007$ В. Таким образом, 12-разрядный АЦП позволяет проводить измерение с точностью до $0,01$ для напряжения и температуры, что обеспечивает высокую точность оценки внутренней температуры аккумулятора.

Максимальная производная изменения температуры в конце режима разряда составляла около $0,122$ °C/с, а для напряжения – не более $0,5$ В/с. Согласно формуле (6), для сигнала с максимальной скоростью изменения (в данном случае – напряжения) минимальная необходимая частота дискретизации составляет 50 Гц. Согласно теореме Котель-

никова (Найквиста), частота дискретизации должна быть не менее удвоенной максимальной частоты сигнала:

$$f_s \geq 2f_{\max}.$$

Учитывая, что характерные временные масштабы изменения напряжения и температуры в аккумуляторе составляют единицы секунд, выбор частоты дискретизации не менее 100 Гц обеспечивает сохранение всей значимой информации при оцифровке. Современные 12-разрядные АЦП, такие как ADS7828, LTC1298, удовлетворяют требованиям:

- минимальное разрешение измерений не менее 0,01 °C и 0,01 В;
- частота дискретизации – до 1 кГц, что обеспечивает значительный запас по сравнению с расчетным минимумом.

Это подтверждает возможность реализации предложенного алгоритма в системах реального времени для мониторинга состояния ЛИА.

Анализ внутренней температуры в режиме разряда

Для точной оценки внутренней температуры в процессе заряда проведён расчёт поправочных коэффициентов между внутренней и внешней температурами на основе данных с внешних датчиков. В рис. 5 приведена абсолютная погрешность между двумя температурными значениями. Анализ графика показал, что на начальной стадии заряда разница оставалась стабильной и составляла около 6,3 °C. Однако по мере продолжения процесса заряда наблюдается тенденция к снижению указанного различия, минимальная погрешность достигает примерно 4,7 °C.

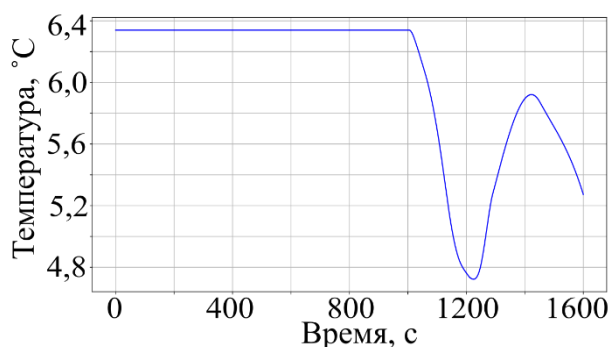


Рис. 5. Абсолютная погрешность между внутренней и поверхностной температурами в режиме заряда

Fig. 5. Absolute error between internal and surface temperatures during charging mode

Для оценки внутренней температуры применен метод наименьших квадратов по формуле (4). В

результате получен набор параметров кубической модели: $a=-0,002$; $b=0,072$; $c=0,29$; $d=7,201$.

На рис. 6, 7 представлены результаты аппроксимации температуры с учётом поправочного коэффициента.

Как видно, полученные значения хорошо коррелируют с реальной внутренней температурой. Максимальная абсолютная погрешность составила около 0,85 °C, что подтверждает эффективность предложенного метода для оценки теплового состояния ЛИА в режиме заряда.

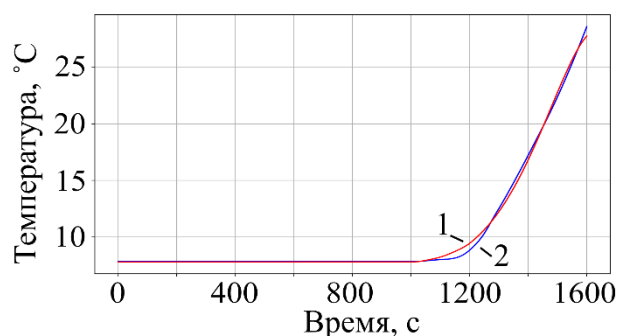


Рис. 6. Фактическая внутренняя (2) температура и расчётная внутренняя (1) температура с учётом поправочного коэффициента в режиме заряда

Fig. 6. Actual internal temperature (2) and calculated internal temperature (1) using correction coefficient during charge mode

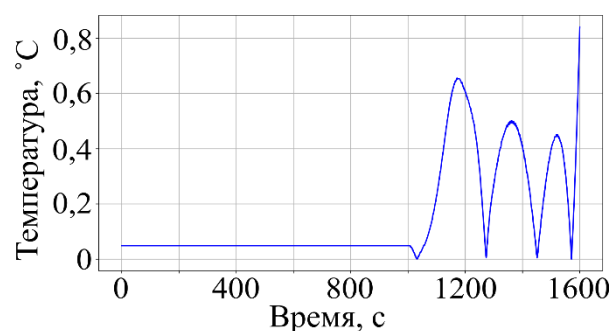


Рис. 7. Абсолютная погрешность расчета внутренней температуры с учетом справочного коэффициента в режиме заряда

Fig. 7. Absolute error in calculated internal temperature using correction coefficient during charge mode

Анализ внутренней температуры в режиме разряда

В дальнейшем анализ сосредоточен на оценке температурного поведения аккумулятора в режиме разряда. На рис. 8 представлена абсолютная погрешность между внутренней и внешней температурами в рассматриваемом режиме.

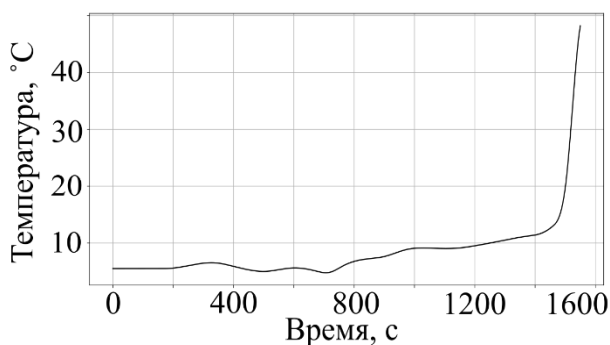


Рис. 8. Абсолютная погрешность между внутренней и поверхностной температурами в режиме разряда

Fig. 8. Absolute error between internal and surface temperatures during discharge mode

При анализе используется производная изменения напряжения, вычисляемая по коэффициенту наклона a в методе линейной регрессии (формула (1)). В данной работе размер скользящего окна N принят равным 5, а пороговое значение производной ε – 0,037 В/с. В процессе оценки производной выделено два характерных участка:

1. Нормальный рабочий режим.

На первом этапе рассматривается участок, соответствующий стабильному рабочему режиму аккумулятора, что подтверждается низкой производной изменения напряжения. Разница между внутренней и внешней температурами остаётся относительно небольшой – средняя погрешность около 5 °С. Оценка температуры выполнена по формуле (4) с использованием следующих параметров: $a=-0,053$; $b=-0,283$; $c=0,587$; $d=6,534$.

2. Приближение к предаварийному состоянию.

Во второй части рассмотрен участок разряда, близкий к критическому состоянию. На этом этапе наблюдается резкое увеличение температурного градиента между внутренней и внешней средами – максимальная абсолютная погрешность достигает до 48 °С, что свидетельствует о значительном расхождении между измеряемой и реальной температурой аккумулятора. Оценка внутренней температуры на данном участке также проводится по формуле (4), но с другими параметрами: $a=-0,041$; $b=0,132$; $c=6,183$; $d=28,949$.

Результаты оценки внутренней температуры и соответствующая погрешность для обоих режимов представлены на рис. 9, 10.

На графике (рис. 9) черной вертикальной линией отмечен момент, когда производная изменения напряжения превышает заданный порог ε . Видно, что с учетом поправочных параметров получена высокая точность оценки внутренней температуры. В нормальных режимах погрешность не превышает 3,1 °С, а при приближении к предаварийному со-

стоянию – не более 1 °С. Максимальная абсолютная погрешность на всем диапазоне составляет чуть выше 3 °С, что значительно ниже по сравнению с оценками без учёта коррекции. Это подтверждает целесообразность применения предлагаемого метода для мониторинга теплового состояния ЛИА в условиях, близких к аварийным.

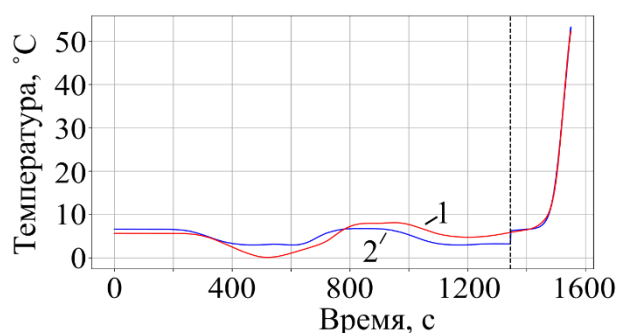


Рис. 9. Фактическая внутренняя температура (1) и расчётная внутренняя температура (2) с учётом поправочного коэффициента в режиме разряда

Fig. 9. Actual internal temperature (1) and calculated internal temperature (2) with correction coefficient during discharge mode

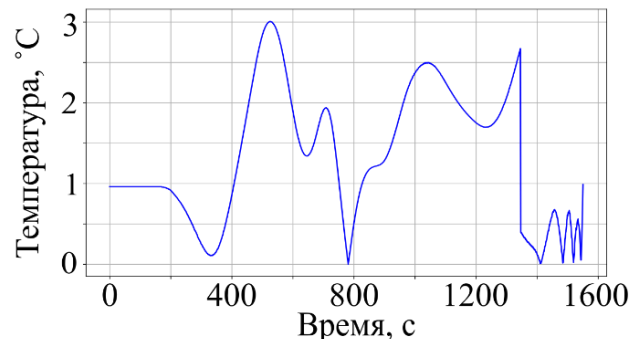


Рис. 10. Абсолютная погрешность расчета внутренней температуры с учетом справочного коэффициента в режиме разряда

Fig. 10. Absolute error in calculated internal temperature using correction coefficient during discharge mode

Заключение

В данной работе предложен алгоритм оценки внутренней температуры ЛИА на основе данных внешних датчиков. Для верификации точности алгоритма проведено сравнение расчетных значений внутренней температуры с экспериментальными данными, опубликованными в работе [32], с учётом поправочных коэффициентов, отражающих температурный градиент между внутренней и внешней средой аккумулятора. Проведённый анализ охватывает различные режимы работы ЛИА:

- в режиме заряда максимальная абсолютная погрешность оценки внутренней температуры составила 0,85 °C;
- в режиме разряда максимальная погрешность не превышает 3,1 °C.

Таким образом, полученные результаты подтверждают, что разработанный алгоритм обеспе-

чивает достаточно высокую точность оценки внутренней температуры аккумулятора на основе поверхностных температур, включая критические участки разряда, и может быть использован для раннего выявления тепловых аномалий, в том числе при приближении к предаварийному состоянию.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Global warming in the pipeline / J.E. Hansen, M. Sato, L. Simons et al. // Oxford Open Climate Change. – 2023. – Vol. 3. – № 1. DOI: <https://doi.org/10.1093/oxfclm/kgad008>.
2. Тетельмин В.В. Количественная оценка глобального потепления // Горная промышленность. – 2023. – № 3. – С. 64–70.
3. Тетельмин В.В. Формула максимального глобального потепления // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Экология и безопасность жизнедеятельности. – 2022. – Т. 30. – № 1. – С. 45–57.
4. Россихин Д.А., Выприцка Т.В., Сидорова А.В. Системы накопления электроэнергии: перспективы и потенциал развития // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2021. – № 9. – С. 4–9.
5. Приоритетные направления, ключевые технологии и сценарии развития систем накопления энергии / Л.В. Калимуллин, Д.К. Левченко, Ю.Б. Смирнова, Е.С. Тузикова // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2019. – № 1. – С. 42–54.
6. Кравченко Е.В. Обзор современных технологий накопления энергии // Компетентность. – 2023. – № 1. – С. 33–38.
7. Фатыхов Р.Р., Хантимеров С.М., Сулейманов Н.М. Перспективы применения литий-ионных аккумуляторов в качестве резервных источников питания на электрических станциях // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2017. – № 4 (36). – С. 45–53.
8. Харламенков А.С. Пожарная опасность применения литий-ионных аккумуляторов в России // Пожаровзрывобезопасность. – 2022. – Т. 31. – № 3. – С. 96–102.
9. Орлов О.И., Комельков В.А. Пожарная опасность литий-ионных аккумуляторов // Современные проблемы гражданской защиты. – 2023. – № 4 (49). – С. 177–189.
10. Research on overcharge mitigations and thermal runaway risk of 18650 lithium-ion batteries / W.H. Yan, W.X. Huang, Y. Yang, Z.W. Wei, H.S. Zhen, Y. Lin // Journal of Energy Storage. – 2025. – Vol. 120. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2025.116372>.
11. Experimental study of capacity fading mechanism in multiple overdischarge on LiNi_{0.5}Co_{0.2}Mn_{0.3}O₂/LiMn₂O₄/graphite lithium-ion batteries / H. Zhu, J. Ma, H. Ding, H. Wu, C. Zhang, X. Fang, H. Xuan, L. Lao, L. Ni, X. Wang // Ceramics International. – 2024. – Vol. 50. – № 19. – P. 35537–35548.
12. Schaeffler S., Jossen A. In situ measurement and modeling of internal thermal runaway propagation within lithium-ion cells under local overheating conditions // Journal of Power Sources. – 2024. – Vol. 614. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2024.234968>.
13. Experimental research on thermal-electrical behavior and mechanism during external short circuit for LiFePO₄ Li-ion battery / Z. An, Y. Zhao, X. Du, T. Shi, D. Zhang // Applied Energy. – 2023. – Vol. 332. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120519>.
14. Internal short circuit evaluation and corresponding failure mode analysis for lithium-ion batteries / L. Liu, X. Feng, C. Rahe, W. Li, L. Lu, X. He, D.U. Sauer, M. Ouyang // Journal of Energy Chemistry. – 2021. – Vol. 61. – P. 269–280.
15. Luo H., Xia Y., Zhou Q. Mechanical damage in a lithium-ion pouch cell under indentation loads // Journal of Power Sources. – 2017. – Vol. 357. – P. 61–70.
16. Ковеня В.М., Чирков Д.В. Методы конечных разностей и конечных объемов для решения задач математической физики. – Новосибирск: ИНУ, 2013. – 86 с.
17. Розин Л.А. Метод конечных элементов // Соросовский образовательный журнал. – 2000. – Т. 6. – № 4. – С. 120–127.
18. In-situ temperature monitoring of a lithium-ion battery using an embedded thermocouple for smart battery applications / B. Gulsoy, T.A. Vincent, J.E.H. Sansom, J. Marco // Journal of Energy Storage. – 2022. – Vol. 54. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105260>.
19. In situ measurement of radial temperature distributions in cylindrical Li-ion cells / G. Zhang, L. Cao, S. Ge, C.Y. Wang, C.E. Shaffer, C.D. Rahn // Journal of the electrochemical society. – 2014. – Vol. 161. – № 10. DOI: <https://doi.org/10.1149/2.0051410jes>.
20. Development of an in-vehicle power line communication network with in-situ instrumented smart cells / T.A. Vincent, B. Gulsoy, J.E.H. Sansom, J. Marco // Transportation Engineering. – 2021. – Vol. 6. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.treng.2021.100098>.
21. The design and impact of in-situ and operando thermal sensing for smart energy storage / J. Fleming, T. Amietszajew, J. Charmet, A.J. Roberts, D. Greenwood, R. Bhagat // Journal of Energy Storage. – 2019. – Vol. 22. – P. 36–43.
22. Internal field study of 21700 battery based on long-life embedded wireless temperature sensor / L. Yang, N. Li, L. Hu, S. Wang, L. Wang, J. Zhou, W.L. Song, L. Sun, T.S. Pan, H.S. Chen, D. Fang // Acta Mechanica Sinica. – 2021. – Vol. 37. – № 6. – P. 895–901.
23. Distributed thermal monitoring of lithium ion batteries with optical fibre sensors / Y. Yu, E. Vergori, D. Worwood, Y. Tripathy, Y. Guo, A. Somá, D. Greenwood, J. Marco // Journal of Energy Storage. – 2021. – Vol. 39. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102560>.
24. Thermo-electrochemical instrumentation of cylindrical Li-ion cells / E. McTurk, T. Amietszajew, J. Fleming, R. Bhagat // Journal of Power Sources. – 2018. – Vol. 379. – P. 309–316.

25. Internal and external temperature monitoring of a Li-ion battery with fiber Bragg grating sensors / S. Novais, M. Nascimento, L. Grande, M.F. Domingues, P. Antunes et al. // *Sensors*. – 2016. – Vol. 16. – № 9. DOI: <https://doi.org/10.3390/s16091394>.
26. Internal temperature detection of thermal runaway in lithium-ion cells tested by extended-volume accelerating rate calorimetry / C. Xu, X. Feng, W. Huang, Y. Duan, T. Chen, S. Gao, L. Lu, F. Jiang, M. Ouyang // *Journal of Energy Storage*. – 2020. – Vol. 31. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101670>.
27. Online internal temperature sensors in lithium-ion batteries: State-of-the-art and future trends / A. Jinasena, L. Spitthoff, M.S. Wahl, J.J. Lamb, P.R. Shearing, A.H. Strømman, O.S. Burheim // *Frontiers in Chemical Engineering*. – 2022. – Vol. 4. DOI: <https://doi.org/10.3389/fceng.2022.804704>.
28. A novel embedded method for in-situ measuring internal multi-point temperatures of lithium ion batteries / S. Zhu, J. Han, H.Y. An, T.S. Pan, Y.M. Wei, W.L. Song, H.S. Chen, D. Fang // *Journal of power sources*. – 2020. – Vol. 456. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2020.227981>.
29. Sensorless battery temperature measurements based on electrochemical impedance spectroscopy / L.H.J. Raijmakers, D.L. Danilov, J.P.M.V. Lammeren, M.J.G. Lammers, P.H.L. Notten // *Journal of Power Sources*. – 2014. – Vol. 247. – P. 539–544.
30. Sensorless temperature estimation of lithium-ion battery based on broadband impedance measurements / X. Du, J. Meng, J. Peng, Y. Zhang, T. Liu, R. Teodorescu // *IEEE Transactions on Power Electronics*. – 2022. – Vol. 37. – № 9. – P. 10101–10105.
31. Hansen P.C., Pereyra V., Scherer G. Least squares data fitting with applications. – Baltimore: JHU Press, 2013. – 328 p.
32. Зоркальцев В.И. Метод наименьших квадратов. – Новосибирск: ВО «Наука», 1995. – 220 с.
33. Real-time monitoring of internal temperature evolution of the lithium-ion coin cell battery during the charge and discharge process / P. Wang, X. Zhang, L. Yang, X. Zhang, M. Yang, H. Chen, D. Fang // *Extreme Mechanics Letters*. – 2016. – Vol. 9. – P. 459–466.

Информация об авторах

Виктор Григорьевич Букреев, доктор технических наук, профессор отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30; bukreev@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-9861-9765>

Ле Жа Хоанг Хай Шон, аспирант отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30; sonsevas98@gmail.com

Поступила в редакцию: 20.06.2025

Поступила после рецензирования: 26.06.2025

Принята к публикации: 30.06.2025

REFERENCES

1. Hansen J.E., Sato M., Simons L. Global warming in the pipeline. *Oxford Open Climate Change*, 2023, vol. 3, no. 1. DOI: <https://doi.org/10.1093/oxfclm/kgad008>.
2. Tetelmin V.V. Quantitative assessment of global warming. *Mining Industry*, 2023, no. 3, pp. 64–70. (In Russ.)
3. Tetelmin V.V. Formula for maximum global warming. *Bulletin of the Peoples' Friendship University of Russia. Series: Ecology and Life Safety*, 2022, vol. 30, no. 1, pp. 45–57. (In Russ.)
4. Rossikhin D.A., Vypritskaya T.V., Sidorova A.V. Energy storage systems: prospects and development potential. *Electrical Equipment: Operation and Maintenance*, 2021, no. 9, pp. 4–9. (In Russ.)
5. Kalimullin L.V., Levchenko D.K., Smirnova Yu.B., Tuzikova E.S. Priority directions, key technologies, and development scenarios for energy storage systems. *Bulletin of Ivanovo State Power Engineering University*, 2019, no. 1, pp. 42–54. (In Russ.)
6. Kravchenko E.V. Review of modern energy storage technologies. *Competence*, 2023, no. 1, pp. 33–38. (In Russ.)
7. Fatykhov R.R., Khantimerov S.M., Suleymanov N.M. Prospects for the use of lithium-ion batteries as backup power sources at power plants. *Bulletin of Kazan State Power Engineering University*, 2017, no. 4 (36), pp. 45–53. (In Russ.)
8. Kharlamenkov A.S. Fire hazard of lithium-ion battery applications in Russia. *Fire and Explosion Safety*, 2022, vol. 31, no. 3, pp. 96–102. (In Russ.)
9. Orlov O.I., Komelkov V.A. Fire hazard of lithium-ion batteries. *Modern Problems of Civil Protection*, 2023, no. 4 (49), pp. 177–189. (In Russ.)
10. Yan W.H., Huang W.X., Yang Y., Wei Z.W., Zhen H.S., Lin Y. Research on overcharge mitigations and thermal runaway risk of 18650 lithium-ion batteries. *Journal of Energy Storage*, 2025, vol. 120. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2025.116372>.
11. Zhu H., Ma J., Ding H., Wu H., Zhang C. Experimental study of capacity fading mechanism in multiple overdischarge on LiNi_{0.5}Co_{0.2}Mn_{0.3}O₂/LiMn₂O₄/graphite lithium-ion batteries. *Ceramics International*, 2024, vol. 50, no. 19, pp. 35537–35548.
12. Schaeffler S., Jossen A. In situ measurement and modeling of internal thermal runaway propagation within lithium-ion cells under local overheating conditions. *Journal of Power Sources*, 2024, vol. 614. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2024.234968>.
13. An Z., Zhao Y., Du X., Shi T., Zhang D. Experimental research on thermal-electrical behavior and mechanism during external short circuit for LiFePO₄ Li-ion battery. *Applied Energy*, 2023, vol. 332. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120519>.
14. Liu L., Feng X., Rahe C., Li W., Lu L., He X., Sauer D.U., Ouyang M. Internal short circuit evaluation and corresponding failure mode analysis for lithium-ion batteries. *Journal of Energy Chemistry*, 2021, vol. 61, pp. 269–280.
15. Luo H., Xia Y., Zhou Q. Mechanical damage in a lithium-ion pouch cell under indentation loads. *Journal of Power Sources*, 2017, vol. 357, pp. 61–70.
16. Kovenya V.M., Chirkov D.V. *Finite difference and finite volume methods for solving mathematical physics problems*. Novosibirsk, INU Publ., 2013. 86 p. (In Russ.)

17. Rozin L.A. Finite element method. *Soros Educational Journal*, 2000, vol. 6, no. 4, pp. 120–127. (In Russ.)
18. Gulsoy B., Vincent T.A., Sansom J.E.H., Marco J. In-situ temperature monitoring of a lithium-ion battery using an embedded thermocouple for smart battery applications. *Journal of Energy Storage*, 2022, vol. 54. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105260>.
19. Zhang G., Cao L., Ge S., Wang C.Y., Shaffer C.E., Rahn C.D. In situ measurement of radial temperature distributions in cylindrical Li-ion cells. *Journal of the electrochemical society*, 2014, vol. 161, no. 10. DOI: <https://doi.org/10.1149/2.0051410jes>.
20. Vincent T.A., Gulsoy B., Sansom J.E.H., Marco J. Development of an in-vehicle power line communication network with in-situ instrumented smart cells. *Transportation Engineering*, 2021, vol. 6. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.treng.2021.100098>.
21. Fleming J., Amietszajew T., Charmet J., Roberts A.J., Greenwood D., Bhagat R. The design and impact of in-situ and operando thermal sensing for smart energy storage. *Journal of Energy Storage*, 2019, vol. 22, pp. 36–43.
22. Yang L., Li N., Hu L., Wang S., Wang L. Internal field study of 21700 battery based on long-life embedded wireless temperature sensor. *Acta Mechanica Sinica*, 2021, vol. 37, no. 6, pp. 895–901.
23. Yu Y., Vergori E., Worwood D., Tripathy Y., Guo Y., Somá A., Greenwood D., Marco J. Distributed thermal monitoring of lithium ion batteries with optical fibre sensors. *Journal of Energy Storage*, 2021, vol. 39. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102560>.
24. McTurk E., Amietszajew T., Fleming J., Bhagat R. Thermo-electrochemical instrumentation of cylindrical Li-ion cells. *Journal of Power Sources*, 2018, vol. 379, pp. 309–316.
25. Novais S., Nascimento M., Grande L., Domingues M.F., Antunes P. Internal and external temperature monitoring of a Li-ion battery with fiber Bragg gratings sensors. *Sensors*, 2016, vol. 16, no. 9. DOI: <https://doi.org/10.3390/s16091394>.
26. Xu C., Feng X., Huang W., Duan Y., Chen T., Gao S., Lu L., Jiang F., Ouyang M. Internal temperature detection of thermal runaway in lithium-ion cells tested by extended-volume accelerating rate calorimetry. *Journal of Energy Storage*, 2020, vol. 31. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101670>.
27. Jinasena A., Spitthoff L., Wahl M.S., Lamb J.J., Shearing P.R., Strømman A.H., Burheim O.S. Online internal temperature sensors in lithium-ion batteries: State-of-the-art and future trends. *Frontiers in Chemical Engineering*, 2022, vol. 4. DOI: <https://doi.org/10.3389/fceng.2022.804704>.
28. Zhu S., Han J., An H.Y., Pan T.S., Wei Y.M., Song W.L., Chen H.S., Fang D. A novel embedded method for in-situ measuring internal multi-point temperatures of lithium ion batteries. *Journal of power sources*, 2020, vol. 456. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2020.227981>.
29. Raijmakers L.H.J., Danilov D.L., Lammeren J.P.M.V., Lammers M.J.G., Notten P.H.L. Sensorless battery temperature measurements based on electrochemical impedance spectroscopy. *Journal of Power Sources*, 2014, vol. 247, pp. 539–544.
30. Du X., Meng J., Peng J., Zhang Y., Liu T., Teodorescu R. Sensorless temperature estimation of lithium-ion battery based on broadband impedance measurements. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2022, vol. 37, no. 9, pp. 10101–10105.
31. Hansen P.C., Pereyra V., Scherer G. *Least squares data fitting with applications*, Baltimore, JHU Press, 2013. 328 p.
32. Zorkaltsev V.I. *Least Squares Method*. Novosibirsk, Nauka Publ., 1995. 220 p. (In Russ.)
33. Wang P., Zhang X., Yang L., Zhang X., Yang M., Chen H., Fang D. Real-time monitoring of internal temperature evolution of the lithium-ion coin cell battery during the charge and discharge process. *Extreme Mechanics Letters*, 2016, vol. 9, pp. 459–466.

Information about the authors

Viktor G. Bukreev, Dr. Sc., Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation; bukreev@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-9861-9765>

Le Gia Hoang Hai Son, Postgraduate Student, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation; sonsevas98@gmail.com

Received: 20.06.2025

Revised: 26.06.2025

Accepted: 30.06.2025