

УДК 621.316.11  
DOI: 10.25206/1813-8225-2024-192-67-75  
EDN: YGWBGL

М. Я. КЛЕЦЕЛЬ<sup>1</sup>  
Е. В. ПЕТРОВА<sup>2</sup>  
С. С. ГИРШИН<sup>2</sup>  
В. А. КРИВОЛАПОВ<sup>2</sup>  
В. Н. ГОРЮНОВ<sup>2</sup>  
В. М. ТРОЦЕНКО<sup>2</sup>

<sup>1</sup>НАО «Торайгыров университет»,  
г. Павлодар,  
Республика Казахстан

<sup>2</sup>Омский государственный  
технический университет,  
г. Омск

## ПОВЫШЕНИЕ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НА ОСНОВЕ ИНТЕГРАЦИИ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Эффективное и устойчивое функционирование энергосистем является критически важным элементом для обеспечения поставки электроэнергии, необходимой для поддержания жизненных функций современного общества. В этом контексте интеграция метеорологических данных в управление электрическими сетями приобретает все большее значение.

Метеорологические данные, такие как информация о погодных условиях, температуре, ветре и осадках, играют существенную роль в оперативном и стратегическом управлении энергосистемами. Их использование позволяет оптимизировать работу генерирующих и распределительных станций, использовать максимальную пропускную способность линий, а также улучшать планирование ремонтных работ и обновление инфраструктуры. Зная погодные условия, операторы электроэнергетических сетей могут принимать более обоснованные решения относительно распределения и управления энергоресурсами.

Данное исследование направлено на определение роли метеорологических данных в стратегиях управления современных энергетических систем.

Ключевые слова: температура провода, долгосрочное планирование, электрические сети, эффективность энергосистем, энергосбережение, воздушные линии электропередачи.

**Введение.** Электричество станет основным энергоносителем, на долю которого к 2050 году будет приходиться более 50 % от общего конечного потребления энергии [1]. Это напрямую связано с ростом благосостояния в странах с формирующейся рыночной экономикой и растущей электрификацией глобальной энергетической системы [2]. Согласно прогнозам Global Energy Outlook 2023 [3], к 2050 году предполагается увеличение мирового спроса на электроэнергию от 62 до 185 процентов по сравнению с уровнем 2021 года. Электрические сети тут играют ключевую роль в обеспечении энергии. К 2050 году будет добавлено более 45 миллионов километров распределительных линий и еще 4 миллиона километров линий электропередач вместе с основным оборудованием, силовыми трансформаторами и сопутствующим оборудованием управления и защиты, что увеличит существующую сеть более чем на 80 % [4].

По мере увеличения спроса на электроэнергию и установки новых генераторов требуются линии электропередачи для транспортировки все большего количества энергии. Большой объем производства энергии приводит к высокой передаваемой мощности по линиям, в результате чего они работают вблизи установленных пределов допустимой нагрузки или за их пределами [5]. Дальнейшее расширение системы невозможно без ее модернизации [6, с. 1]. Строительство новых линий или модернизация существующих — чрезвычайно дорогостоящий процесс, который требует не только крупных инвестиций, но и приводит к перебоям в обслуживании потребителей и дополнительным издержкам для производителей.

Следовательно, необходимо пересмотреть традиционную политику эксплуатации линий электропередачи для поддержания оптимального управления линиями.

**Причины повышения температуры.** Ограничение пропускной способности в первую очередь связано с тепловыми свойствами проводника [6, с. 1].

Основные факторы, которые способствуют повышению температуры воздушных линий (ВЛ) и создают нежелательное воздействие на проводники ВЛ:

- перегрузки;
- короткие замыкания;
- погодные условия.

Основные погодные параметры, влияющие на длительно допустимый ток  $I_{amp}$  (А), включают температуру окружающей среды  $T_a$  (°С), солнечную радиацию  $Q_s$  (Вт/м<sup>2</sup>), скорость ветра  $V_w$  (м/с) и направление ветра  $\phi$  (градус). В [7] произведен расчет проводника ACSR 240/30, определяющий диапазон изменения длительно допустимых токов под влиянием перечисленных факторов: 1)  $Q_s$ : 788–882 А; 2)  $\phi$ : 766–902 А; 3)  $T_a$ : 722–1024 А; 4)  $V_w$ : 617–1146 А.

**Влияние повышенной температуры.** Срок службы проводника измеряется десятилетиями, однако, если он эксплуатируется при температуре, превышающей расчетную, проводник может выйти из строя раньше запланированного срока службы [8]. Повышенная температура также вызывает расширение металла и повышенный прогиб на участке линии электропередачи. При строительстве линии электропередачи предполагается определенное расстояние между проводником и другим объектом, обеспечивающим возможность провисания. Однако, если проводник прогнется ниже установленного предела, он может соприкоснуться с посторонними

предметами, что может привести к вредным последствиям для самой линии или для близлежащего имущества. В худшем случае это может привести к травмам или смерти человека.

**Управление электрическими сетями с учетом погодных изменений.** По причинам, указанным выше, крайне важно тщательно контролировать количество передаваемой мощности, чтобы убедиться, что температура линии не превышает установленные пределы. Исторически сложилось так, что энергетические компании эксплуатировали свое оборудование консервативно, имея значительный запас прочности для преодоления непредвиденных обстоятельств. В идеале пропускная способность линии электропередачи намного превышает требуемую, и не нужно уделять никакого особого внимания сети. Но для этого необходимо глобально модернизировать существующие электрические сети. Однако для решения проблемы в краткосрочной перспективе нужны новые технологические решения.

Обеспечить решение проблемы при меньших затратах может «Динамическая тепловая оценка» (ДТО). Точное определение температуры линии в режиме реального времени при различных условиях окружающей среды может привести к безопасному увеличению передаваемой мощности по линии.

Прямые методы оценки линии основаны на прямом измерении характеристик линии электропередачи, таких как температура проводника, натяжение линии и провисание проводника. Прямой мониторинг проводников, как правило, обеспечивает высокую точность, но сопряжен с затратами на установку и техническое обслуживание, связанными с адекватным охватом всех пролетов линии. Безусловно, наилучшим подходом было бы контролировать каждый отрезок линии, но это привело бы к высоким затратам в случае длинных линий.

Иной подход использует тепловую модель, основанную на метеорологических данных без каких-либо полевых измерений для оценки рейтинга линии. Измеренные или прогнозируемые метеорологические данные рассматриваются в качестве основных входных данных. Устройства для мониторинга погоды считаются самым простым в реализации методом, поскольку нет необходимости устанавливать приборы на самой линии. В моделях оценки мощности линий, основанных на погодных условиях, по сравнению с прямыми методами, при оценке мощности присутствует большая неопределенность, поскольку температура линии и мощность определяются косвенно с помощью теоретических моделей и расчетов. Этот метод, очевидно, дешевле и проще в реализации, но вносит неопределенность, так что следует учитывать соответствующие погрешности в результатах. Основным принципом расчета теплопроводности с учетом погодных условий является IEEE 738 [9] и CIGRE 601 (обновленная версия CIGRE 207) [10]. Компания ПАО «ФСК ЕЭС» разработала свой стандарт расчета СТО 56947007-29.240.55.143-2013 [11].

ДТО обеспечивает более точную оценку линии, поскольку использует системы слежения в реальном времени, установленные непосредственно на проводнике или близлежащих метеостанциях, для измерения пропускной способности линии на основе изменений метеорологических переменных. Работа системы на базе ДТО обеспечивает стабильную температуру проводника и допустимый провес линии [12]. Диспетчеры будут использовать

эти данные для оценки пропускной способности воздушной линии.

Для ввода ДТО в эксплуатацию в систему необходимо интегрировать несколько различных технологических компонентов помимо измерительного оборудования. Для своевременной передачи данных между измерительным устройством и аналитическим модулем должен быть установлен канал связи. В качестве каналов связи можно использовать множество различных технологий — радио, сотовые сети, спутниковую связь и т. д.

**Универсальный метод расчета.** Уравнение теплового баланса IEEE 738:

$$q_c + q_r = q_s + PR(T_c), \quad (1)$$

где  $q_c$  — конвекционные тепловые потери;  $q_r$  — потери за счет теплового излучения;  $q_s$  — теплота от солнечного излучения;  $I$  — сила тока в проводнике;  $T_c$  — температура проводника;  $R(T_c)$  — сопротивление провода при температуре  $T_c$ .

Уравнение теплового баланса IEEE 738 для анализа переходных процессов:

$$q_c + q_r + mC_p(dT_c/dt) = q_s + PR(T_c), \quad (2)$$

где  $mC_p$  — общая теплоемкость провода.

Несмотря на теоретическую перспективу обеспечить более точную оценку с использованием расчетов для переходных процессов, на практике это представляет собой крайне сложную задачу. Помимо трудностей, связанных со сбором и обработкой данных, необходимо уделить внимание их сохранности и целостности. Следует учитывать, что расчеты переходных процессов могут быть чувствительны к изменениям в начальных данных и параметрах, что требует более тщательного контроля над их точностью и актуальностью. Кроме того, внедрение расчетов переходных процессов существенно увеличит объем необходимых финансовых ресурсов. Это связано с требованиями к вычислительным ресурсам и специализированному оборудованию.

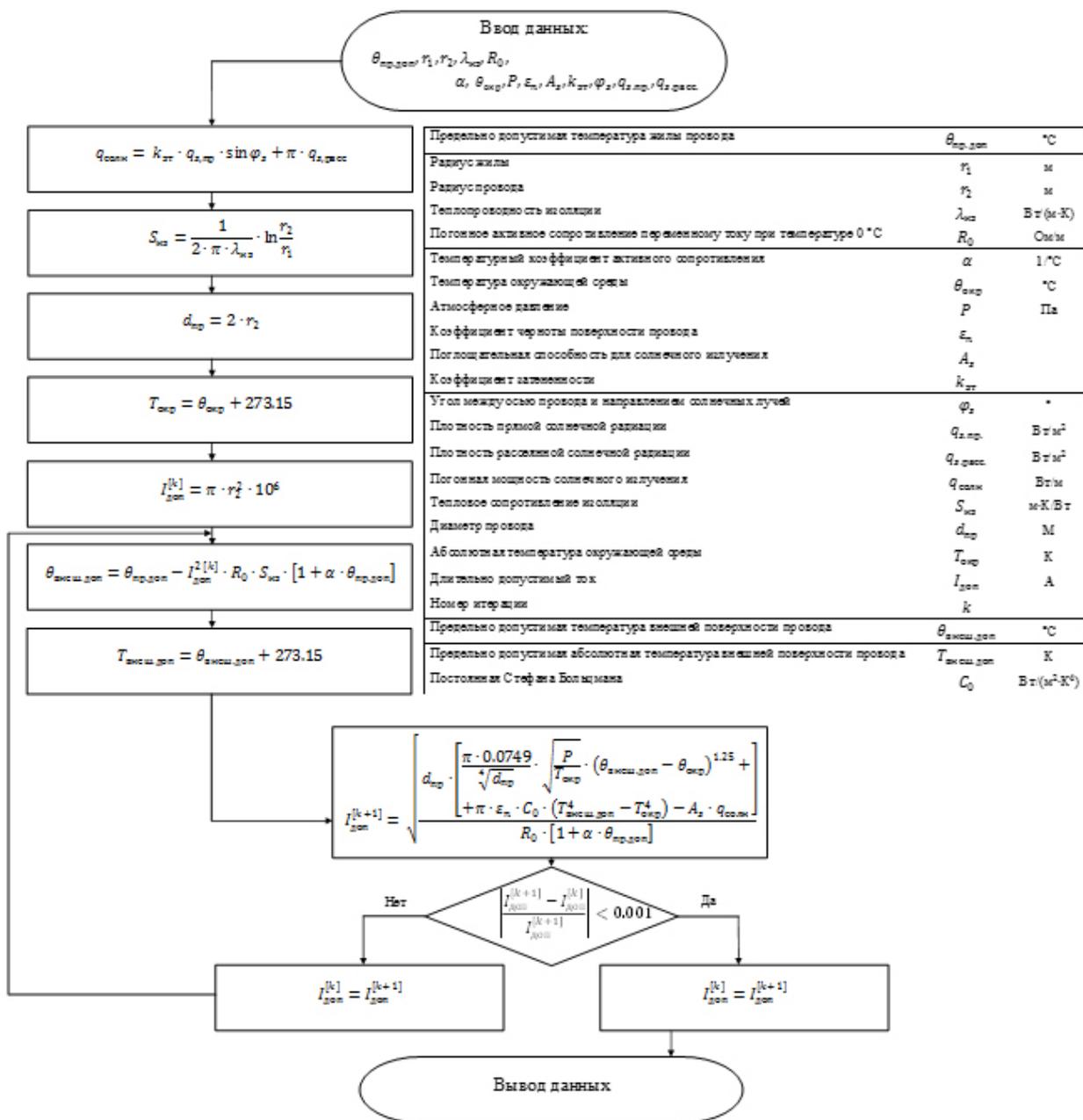


Рис. 1. Алгоритм расчета длительно допустимого тока для естественной конвекции

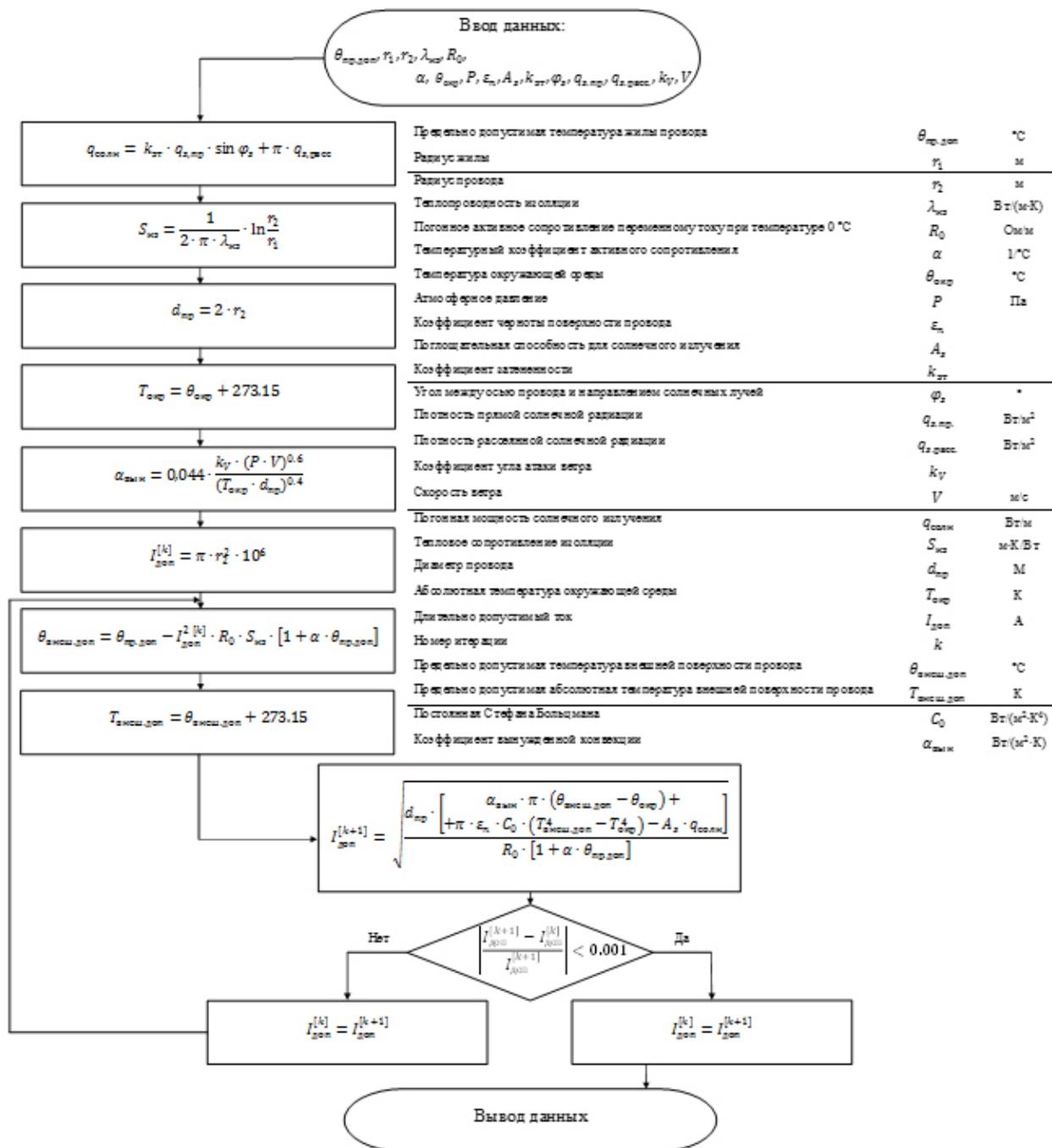


Рис. 2. Алгоритм расчета длительно допустимого тока для вынужденной конвекции

дованию, что потребует дополнительных финансовых инвестиций. Поэтому на практике инженеры и операторы электросетей могут использовать упрощенные модели и методы для более быстрой и допустимой оценки ДТО.

Основное важное соображение — это баланс между точностью и практичностью. В итоге, решение о внедрении расчетов переходных процессов для теплового баланса IEEE 738 должно быть тщательно обдумано с учетом всех вышеуказанных факторов, чтобы убедиться, что польза от более точных оценок будет оправдывать все затраты и сложности, связанные с этим подходом.

Существующие методы ограничены в применении к современным самонесущим проводам. Представленный ниже метод является универсальным и может быть использован для расчета традиционных проводов, высокотемпературных проводов

и самонесущих проводов [13]. На рис. 1 и рис. 2 изображены алгоритмы, используемые для определения длительно допустимого тока на основе данного метода при условиях как естественной, так и вынужденной конвекции. Эти алгоритмы используют итерационное приближение для поиска искомого значения.

Для иллюстрации расчетов возьмем почасовой прогноз погоды для города Омска с веб-сайта «<https://ru-meteo.ru/omsk/hour>», датированный 31 октября 2023 года, и произведем оценку длительно допустимого тока на протяжении 24 часов. Информация, предоставленная метеорологическим ресурсом, представлена в табл. 1.

В качестве данных для расчетов провода АС-240/32 используются следующие параметры:

— погонное активное сопротивление переменному току при температуре 20 °C: 0,118 Ом/км;

Таблица 1

## Прогноз погоды в Омске на 31.10.2023

Час	Атмосферное давление, мм рт.ст.	Скорость ветра, м/с	Направление ветра	Температура окружающей среды, гр.	Облачность	
0	755	4,9	Западное	-2,9	Да	
1		4,7		-3		
2		4,8		-3,1		
3		4,7				
4	754	4,6	Юго-Западное			-3,3
5		4,6				-3,5
6		4,5		-3,8		
7		4,4		-4		
8		4,5		-4,2		
9		4,5		-4,3		
10		4,4		-4,2		
11		4,2		-4		
12	753	3,8	Южное	-3,6		
13		3,4		-3,2		
14		3,2		-3		
15		3,1				
16		2,9				
17		2,3		-3,3		
18		3		-5,8		
19	3,1	-6,9				
20	754	3	Юго-Западное	-7,7		
21		3		-8		
22		Западное	2,8	-8,2		
23			2,6	-6,9		

- температурный коэффициент электрического сопротивления: 0,0043 1/°C;
- диаметр провода: 0,0216 м;
- коэффициент затененности: 0,7;
- коэффициент черноты поверхности провода: 0,6;
- поглощательная способность провода для солнечной изоляции: 0,6;
- предельно допустимая температура провода: 70 °C;

— коэффициент угла атаки ветра при западном направлении ветра примем: 1, при южном: 0,5, при юго-западном: 0,75;

— плотность потока солнечной радиации по условиям облачности принята равной нулю.

Полученные результаты вычислений приведены на рис. 3. Этот пример расчета длительно допустимого тока иллюстрирует, как метеорологические данные могут быть использованы для оценки длительно допустимого тока в условиях переменной погоды. Диапазон длительно допустимого тока варьируется в пределах от 893,79 А до 1455,6 А.

**Экономические перспективы.** Основным преимуществом ДТО является экономия средств, связанная с использованием существующего оборудования для передачи большего количества энергии, что позволяет более эффективно использовать имеющиеся ресурсы и одновременно предлагает недорогую альтернативу затратам миллионов долларов на модернизацию линий.

Использование ДТО может обеспечить экономическую безопасность. Обычно ДТО предоставляет пределы, превышающие статические сезонные (более 95 % расчетных значений в опыте Terna), но можно также обнаружить случаи более низкого рейтинга из-за очень неблагоприятных условий окружающей среды [14].

Чтобы рассчитать конечную стоимость, необходимо принять во внимание преимущества, достигнутые от внедрения ДТО, такие как отсрочка строительства линии электропередачи и дополнительная пропускная способность, что может привести к значительной экономии. Прогнозировать точную экономическую выгоду, связанную со снижением затрат, сложно, поскольку будущие метеорологические условия и потоки нагрузки не будут известны с уверенностью до тех пор, пока они не произойдут. Однако обоснованная оценка может быть произведена путем изучения снижением затрат в разные периоды времени и в разных местностях различных электросетевых компаний.

В [15] описывают, что использование ДТО обеспечивает необходимую пропускную способность, позволяющую сети безопасно функционировать даже тогда, когда сеть работает почти на полную мощность. Без ДТО алгоритм планирования не смог найти решение из-за нарушения ограничений в определенных случаях. В [16] представлена положительная корреляция между мощностью ветра и ДТО. Анализ потенциальной экономической выгоды, полученной от применения ДТО к линиям электропередачи, соединяющему сибирскую и ев-

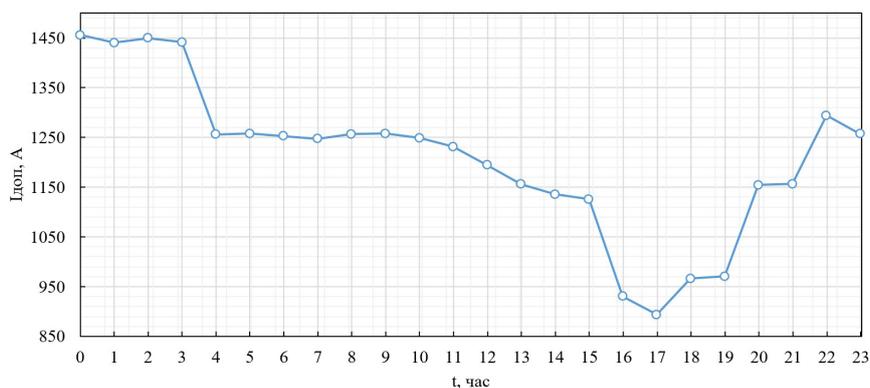


Рис. 3. Результаты расчета на сутки вперед

ропейскую зону России, был проведен в [17]. Был сделан вывод, что можно сэкономить до 8 % затрат, транспортируя больше дешевой сибирской энергии в европейскую зону с использованием ДТО. В [18] представлено исследование, в котором был сделан вывод, что применение ДТО на линии в Южной Альберте (Канада) может увеличить средний рейтинг на 22 %. В [19, с. 601] результаты иллюстрируют, что увеличение пропускной способности линии на 5–10 % по сравнению со статическим пределом может помочь уменьшить перегрузки на линиях электропередачи. В [20] ДТО обеспечил повышенную ситуационную осведомленность для более чем 450 миль линий электропередачи в очень сложной местности.

**Ограничения.** Несмотря на потенциал ДТО для достижения экономии средств и его способность повышать надежность и отказоустойчивость электросетей, широкому внедрению препятствуют несколько барьеров и ограничений. В целом, энергетическая отрасль в значительной степени не склонна к риску с внедрением новых технологий.

Многие энергетические компании могут не применять ДТО, поскольку они больше озабочены безопасностью и надежностью системы, а не экономией. Кроме того, для линий электропередачи с незначительной нагрузкой системные операторы могут не считать полезными динамические характеристики [19, с. 607].

Линии электропередачи обычно пересекают большие территории и охватывают несколько погодных регионов, которые по-разному влияют на показатели линий. Следовательно, пропускная способность и удлинение проводника обычно неодинаковы по всей линии электропередачи. Безопасная практика заключается в том, чтобы использовать самый горячий отрезок линии или тот отрезок линии, который вытянулся и провис больше всего. Определение критических пролетов гарантирует, что все участки линии всегда будут обладать достаточной тепловой мощностью для соответствия используемому номиналу линии. Определение этих промежутков не является простой задачей и влияет на стоимость внедрения ДТО.

Системы ДТО также могут полностью или частично выходить из строя, например, при потере связи. Ошибки моделирования включают неточные математические модели оценки, ошибки прогнозирования погоды. Например, в старых линиях электропередачи тепловые и механические свойства проводника могли со временем измениться из-за старения и использования в прошлом, что привело к неточным результатам при расчетах.

ДТО линии также сопряжен с рядом рисков при резком изменении погодных факторов. Например, если запланирована работа линии электропередачи на максимально возможно передаваемой мощности из-за прогноза сильных ветров, но изменение погоды вызывает внезапное падение скорости ветра в режиме реального времени, тогда линия будет работать выше своего фактического теплового предела. В этой ситуации существует повышенный риск нарушения высота провеса или, в крайних случаях, нагрева до такой степени, что материал и механические свойства линии электропередачи постоянно ухудшаются.

Интеграция в диспетчерскую систему управления является также сложным этапом внедрения ДТО, поскольку добавление дополнительной информации в диспетчерскую может чрезмерно обре-

менить операторов. В дополнение к этому процессу необходимо дополнительное обучение сотрудников.

Кибербезопасность вызывает растущую озабоченность в электроэнергетике; добавление новых технологий, коммуникационного оборудования и компьютеров для обработки данных увеличивает площадь кибератак.

**Заключение.** Интеграция метеорологических данных в энергосистемы имеет огромный потенциал для улучшения эффективности, надежности и устойчивости энергоснабжения. Она позволяет оперативно реагировать на изменчивость погоды и адаптировать стратегии управления сетями под текущие погодные условия. Это особенно важно в контексте растущего потребления электроэнергии во всем мире. Путем анализа данных о погоде и электропотреблении, а также с использованием современных методов моделирования и оптимизации можно достичь значительных экономических выгод. Однако следует отметить, что успешная интеграция метеорологических данных требует совместных усилий со стороны энергетических компаний, метеорологических служб, исследовательских учреждений и государственных органов. Экономические выгоды этого подхода могут быть значительными, а реализация будет способствовать более устойчивой и экономически эффективной энергетике в будущем.

В настоящее время Россия отстает от других стран во внедрении этих технологий. Тем не менее компания ПАО «Россети» в новой редакции положения «О единой технической политике в электросетевом комплексе» [21] ставит одну из ключевых задач «применение систем диагностирования технического состояния ВЛ под рабочим напряжением без вывода из работы», что говорит о заинтересованности в этом направлении.

Результаты данной работы могут стать основой для дальнейших исследований для практической реализации интеграции метеорологических данных в управление электрическими сетями.

#### Библиографический список

1. World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway // International Energy Agency. URL: <https://www.irena.org/Publications/2023/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook-2023> (дата обращения: 05.11.2023).
2. bp Energy Outlook 2023 // BP. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2023.pdf> (дата обращения: 05.11.2023).
3. Global Energy Outlook 2023: Sowing the Seeds of an Energy Transition // Resources for the Future. URL: <https://www.rff.org/publications/reports/global-energy-outlook-2023> (дата обращения: 05.11.2023).
4. World Energy Outlook 2022 // International Energy Agency. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/830fe099-5530-48f2-a7c1-11f35d510983/WorldEnergyOutlook2022.pdf> (дата обращения: 05.11.2023).
5. Paldino G. M., De Caro De F., De Stefani J. [et al.]. A Digital Twin Approach for Improving Estimation Accuracy in Dynamic Thermal Rating of Transmission Lines // *Energies*. 2022. Vol. 15, № 6. P. 2254. DOI: 10.3390/en15062254.
6. Barton T., Musilek P. Day-Ahead Dynamic Thermal Line Rating Using Numerical Weather Prediction // 2019 IEEE Canadian Conference of Electrical and Computer Engineering (CCECE). 2019. P. 1–7. DOI: 10.1109/CCECE.2019.8861883.
7. Liu Z., Deng H., Peng R. [et al.]. An Equivalent Heat Transfer Model Instead of Wind Speed Measuring for Dynamic

Thermal Rating of Transmission Lines // *Energies*. 2020. Vol. 13, № 18. P. 4679. DOI: 10.3390/en13184679.

8. Barton T. Forecasting of Dynamic Thermal Line Rating Under the Conditions of Temporal Discretization and Correlation: Thesis. Canada, 2021. 127 p. DOI: 10.7939/r3-hjji-9269.

9. IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors // IEEE. 2013. P. 1–72. DOI: 10.1109/IEEESTD.2013.6692858.

10. Guide for thermal rating calculations of overhead lines // CIGRE. 2014. 95 p.

11. СТО 56947007-29.240.55.143-2013. Методика расчета предельных токовых нагрузок по условиям сохранения механической прочности проводов и допустимых габаритов воздушных линий. Стандарт организации. Введ. 2013–02–13. Москва: ОАО ФСК ЕЭС, 2013. 42 с.

12. Morteza A., Sadipour M., Fard R. S. [et al.]. A dagging-based deep learning framework for transmission line flexibility assessment // *IET Renewable Power Generation*. 2022. Vol. 17. DOI: 10.1049/rpg2.12663.

13. Петрова Е. В. Оценка влияния солнечной радиации на нагрузочные потери активной мощности в высокотемпературных и самонесущих изолированных проводах линий электропередачи // *Известия Транссиба*. 2019. № 3 (39). С. 134–145. EDN: LDQZUC.

14. Massaro F., Ippolito M. G., Carlini E. M. [et al.]. Maximizing energy transfer and RES integration using dynamic thermal rating: Italian TSO experience // *Electric Power Systems Research*. 2019. Vol. 174. P. 105864. DOI: 10.1016/j.epr.2019.105864.

15. Dabbaghjamesh M., Kavousi-Fard A., Mehraeen S. Effective Scheduling of Reconfigurable Microgrids with Dynamic Thermal Line Rating // *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2019. Vol. 66, no. 2. P. 1552–1564. DOI: 10.1109/TIE.2018.2827978.

16. Viafora N., Delikaraoglou S., Pinson P. [et al.]. Chance-constrained optimal power flow with non-parametric probability distributions of dynamic line ratings // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2020. Vol. 114. P. 105389. DOI: 10.1016/j.ijepes.2019.105389.

17. Bubenchikov K., Gonzalez-Castellanos A., Pozo D. Benefits of Dynamic Line Rating for the Russian Power Corridor between the European and Siberian Zones // 2020 International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE). 2020. P. 1–6. DOI: 10.1109/REEPE49198.2020.9059177.

18. Bhattarai B. P., Gentle J. P., McJunkin T. [et al.]. Improvement of Transmission Line Ampacity Utilization by Weather-Based Dynamic Line Rating // *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2018. Vol. 33, no. 4. P. 1853–1863. DOI: 10.1109/TPWRD.2018.2798411.

19. Karimi S., Musilek P., Knight A. M. Dynamic thermal rating of transmission lines: A review // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. Vol. 91. P. 600–612. DOI: 10.1016/j.rser.2018.04.001.

20. Abboud A. W., Gentle J. P., McJunkin T. R. [et al.]. Using Computational Fluid Dynamics of Wind Simulations Coupled with Weather Data to Calculate Dynamic Line Ratings // *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2020. Vol. 35, no. 2. P. 745–753. DOI: 10.1109/TPWRD.2019.2925520.

21. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» (новая редакция) //

ПАО «Россети». 2022. URL: [https://rosseti-yug.ru/upload/iblock/04b/Положение%20о%20единой%20технической%20политике%20ПАО%20Россети%20\(ред.492\).pdf](https://rosseti-yug.ru/upload/iblock/04b/Положение%20о%20единой%20технической%20политике%20ПАО%20Россети%20(ред.492).pdf) (дата обращения: 05.11.2023).

**КЛЕЦЕЛЬ Марк Яковлевич**, доктор технических наук, профессор кафедры «Электроэнергетика» НАО «Торайгыров университет», г. Павлодар, Республика Казахстан.

SPIN-код: 7986-1196

AuthorID (РИНЦ): 498610

Адрес для переписки: mkletsel@mail.ru

**ПЕТРОВА Елена Владимировна**, старший преподаватель кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» Омского государственного технического университета (ОмГТУ), г. Омск.

SPIN-код: 2750-7350

AuthorID (РИНЦ): 685250

**ГИРШИН Станислав Сергеевич**, кандидат технических наук, доцент (Россия), доцент кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» ОмГТУ, г. Омск.

SPIN-код: 1125-1521

AuthorID (РИНЦ): 297584

AuthorID (SCOPUS): 57190579930

**КРИВОЛАПОВ Владислав Александрович**, аспирант кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» ОмГТУ, г. Омск.

Адрес для переписки: krivolapov\_vladislav@mail.ru

**ГОРЮНОВ Владимир Николаевич**, доктор технических наук, профессор (Россия), заведующий кафедрой «Электроснабжение промышленных предприятий» ОмГТУ, г. Омск.

SPIN-код: 2765-2945

AuthorID (РИНЦ): 302109

AuthorID (SCOPUS): 7003455231

Адрес для переписки: vladimirgoryunov2016@yandex.ru

**ТРОЦЕНКО Владислав Михайлович**, старший преподаватель кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» ОмГТУ, г. Омск.

SPIN-код: 3958-5882

AuthorID (РИНЦ): 889516

#### Для цитирования

Клецель М. Я., Петрова Е. В., Гиршин С. С., Криволапов В. А., Горюнов В. Н., Троценко В. М. Повышение пропускной способности электрических сетей на основе интеграции метеорологических данных // *Омский научный вестник*. 2024. № 4 (192). С. 67–75. DOI: 10.25206/1813-8225-2024-192-67-75.

Статья поступила в редакцию 21.12.2023 г.

© М. Я. Клецель, Е. В. Петрова, С. С. Гиршин,

В. А. Криволапов, В. Н. Горюнов, В. М. Троценко

## INCREASING THE CAPACITY OF ELECTRIC GRIDS BASED ON THE INTEGRATION OF METEOROLOGICAL DATA

The efficient and sustainable functioning of energy systems is a critical element for supplying of electricity necessary to maintain the vital functions of modern society. Therefore, the integration of meteorological data into the management of electrical grids is becoming increasingly important.

Meteorological data, such as information on weather conditions, temperature, wind and precipitation, play an essential role in the operational and strategic management of power systems. Their use allows optimizing the operation of generating and distribution stations, using the maximum capacity of lines, as well as improve the planning of repair work and infrastructure upgrades. On the basis of the weather conditions, operators of electric power grids can make more informed decisions regarding the distribution and management of energy resources.

The research is aimed at determining the role of meteorological data in the management strategies of modern energy systems.

**Keywords:** wire temperature, long-term planning, electric grids, efficiency of power systems, energy saving, overhead power transmission lines.

### References

1. P World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway // International Energy Agency. URL: <https://www.irena.org/Publications/2023/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook-2023> (accessed: 05.11.2023). (In Engl.).
2. bp Energy Outlook 2023 // BP. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2023.pdf> (accessed: 05.11.2023). (In Engl.).
3. Global Energy Outlook 2023: Sowing the Seeds of an Energy Transition // Resources for the Future. URL: <https://www.rff.org/publications/reports/global-energy-outlook-2023> (accessed: 05.11.2023). (In Engl.).
4. World Energy Outlook 2022 // International Energy Agency. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/830fe099-5530-48f2-a7c1-11f35d510983/WorldEnergyOutlook2022.pdf> (accessed: 05.11.2023). (In Engl.).
5. Paldino G. M., De Caro F., De Stefani J. [et al.]. A Digital Twin Approach for Improving Estimation Accuracy in Dynamic Thermal Rating of Transmission Lines // *Energies*. 2022. Vol. 15, no. 6. P. 2254. DOI: 10.3390/en15062254. (In Engl.).
6. Barton T., Musilek P. Day-Ahead Dynamic Thermal Line Rating Using Numerical Weather Prediction // 2019 IEEE Canadian Conference of Electrical and Computer Engineering (CCECE). 2019. P. 1–7. DOI: 10.1109/CCECE.2019.8861883. (In Engl.).
7. Liu Z., Deng H., Peng R. [et al.]. An Equivalent Heat Transfer Model Instead of Wind Speed Measuring for Dynamic Thermal Rating of Transmission Lines // *Energies*. 2020. Vol. 13, no. 18. P. 4679. DOI: 10.3390/en13184679. (In Engl.).
8. Barton T. Forecasting of Dynamic Thermal Line Rating Under the Conditions of Temporal Discretization and Correlation: Thesis. Canada, 2021. 127 p. DOI: 10.7939/r3-hjjj-9269. (In Engl.).
9. IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors // IEEE. 2013. P. 1–72. DOI: 10.1109/IEEESTD.2013.6692858. (In Engl.).
10. Guide for thermal rating calculations of overhead lines // CIGRE. 2014. 95 p. (In Engl.).
11. STO 56947007-29.240.55.143-2013. Metodika rascheta predel'nykh tokovykh nagruzok po usloviyam sokhraneniya mekhanicheskoy prochnosti provodov i dopustimyykh gabaritov vozdushnykh liniy: Standart organizatsii [Methodology for calculating maximum current loads under the conditions of maintaining the mechanical strength of wires and permissible dimensions of overhead lines. Organisation Standard]. Moscow, 2013. 42 p. (In Russ.).
12. Morteza A., Sadipour M., Fard R. S. [et al.]. A dagging-based deep learning framework for transmission line flexibility assessment // *IET Renewable Power Generation*. 2022. Vol. 17. DOI: 10.1049/rpg2.12663. (In Engl.).
13. Petrova E. V. Otsenka vliyaniya solnechnoy radiatsii na nagruzochnyye poteri aktivnoy moshchnosti v vysoko-

temperaturnykh i samonesushchikh izolirovannykh provodakh liniy elektropredachi [Assessment of solar radiation effect on real-power losses under load in high-temperature and self-supporting insulated wires of power lines] // *Izvestiya Transsiba. Journal of Transsib Railway Studies*. 2019. No. 3 (39). P. 134–145. EDN: LDQZUC. (In Russ.).

14. Massaro F., Ippolito M. G., Carlini E. M. [et al.]. Maximizing energy transfer and RES integration using dynamic thermal rating: Italian TSO experience // *Electric Power Systems Research*. 2019. Vol. 174. P. 105864. DOI: 10.1016/j.epsr.2019.105864. (In Engl.).

15. Dabbaghjamanesh M., Kavousi-Fard A., Mehraeen S. Effective Scheduling of Reconfigurable Microgrids with Dynamic Thermal Line Rating // *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2019. Vol. 66, no. 2. P. 1552–1564. DOI: 10.1109/TIE.2018.2827978. (In Engl.).

16. Viafora N., Delikaraoglou S., Pinson P. [et al.]. Chance-constrained optimal power flow with non-parametric probability distributions of dynamic line ratings // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2020. Vol. 114. P. 105389. DOI: 10.1016/j.ijepes.2019.105389. (In Engl.).

17. Bubenchikov K., Gonzalez-Castellanos A., Pozo D. Benefits of Dynamic Line Rating for the Russian Power Corridor between the European and Siberian Zones // 2020 International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE). 2020. P. 1–6. DOI: 10.1109/REEPE49198.2020.9059177. (In Engl.).

18. Bhattarai B. P., Gentle J. P., McJunkin T. [et al.]. Improvement of Transmission Line Ampacity Utilization by Weather-Based Dynamic Line Rating // *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2018. Vol. 33, no. 4. P. 1853–1863. DOI: 10.1109/TPWRD.2018.2798411. (In Engl.).

19. Karimi S., Musilek P., Knight A. M. Dynamic thermal rating of transmission lines: A review // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. Vol. 91. P. 600–612. DOI: 10.1016/j.rser.2018.04.001. (In Engl.).

20. Abboud A. W., Gentle J. P., McJunkin T. R. [et al.]. Using Computational Fluid Dynamics of Wind Simulations Coupled with Weather Data to Calculate Dynamic Line Ratings // *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2020. Vol. 35, no. 2. P. 745–753. DOI: 10.1109/TPWRD.2019.2925520. (In Engl.).

21. Polozheniye PAO «Rosseti» «O edinoy tekhnicheskoy politike v elektrossetvom komplekse» (novaya redaktsiya) [Regulations of PJSC Rosseti «On a unified technical policy in the electric grid complex» (new edition)] // PAO «Rosseti». *Public Joint Stock Company «Rosseti»*. 2022. URL: [https://rosseti-yug.ru/upload/iblock/04b/Положение%20о%20единой%20технологической%20политике%20ПАО%20Россети%20\(ред.492\).pdf](https://rosseti-yug.ru/upload/iblock/04b/Положение%20о%20единой%20технологической%20политике%20ПАО%20Россети%20(ред.492).pdf) (accessed: 05.11.2023). (In Russ.).

**KLETSEL Mark Yakovlevich**, Doctor of Technical Sciences, Professor of Electric Power Engineering Department, Toraihyrov University, Pavlodar, Republic of Kazakhstan.

SPIN-code: 7986-1196

AuthorID (RSCI): 498610

Correspondence address: mkletsel@mail.ru

**PETROVA Elena Vladimirovna**, Senior Lecturer of Power Supply for Industrial Enterprises Department, Omsk State Technical University (OmSTU), Omsk.

SPIN-code: 2750-7350

AuthorID (RSCI): 685250

**GIRSHIN Stanislav Sergeyevich**, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Associate Professor of Power Supply for Industrial Enterprises Department, OmSTU, Omsk.

SPIN-code: 1125-1521

AuthorID (RSCI): 297584

AuthorID (SCOPUS): 57190579930

**KRIVOLAPOV Vladislav Aleksandrovich**, Graduate Student of Power Supply for Industrial Enterprises Department, OmSTU, Omsk.

Correspondence address: krivolapov\_vladislav@mail.ru

**GORYUNOV Vladimir Nikolayevich**, Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of Power Supply for Industrial Enterprises Department, OmSTU, Omsk.

SPIN-code: 2765-2945

AuthorID (RSCI): 302109

AuthorID (SCOPUS): 7003455231

Correspondence address: vladimorgoryunov2016@yandex.ru

**TROTSENKO Vladislav Mikhaylovich**, Senior Lecturer of Power Supply for Industrial Enterprises Department, OmSTU, Omsk.

SPIN-code: 3958-5882

AuthorID (RSCI): 889516

#### For citations

Kletsel M. Ya., Petrova E. V., Girshin S. S., Krivolapov V. A., Goryunov V. N., Trotsenko V. M. Increasing the capacity of electric grids based on the integration of meteorological data // *Omsk Scientific Bulletin*. 2024. No. 4 (192). P. 67–75. DOI: 10.25206/1813-8225-2024-192-67-75.

Received December 21, 2023.

© M. Ya. Kletsel, E. V. Petrova, S. S. Girshin,

V. A. Krivolapov, V. N. Goryunov, V. M. Trotsenko