

О превентивной оценке возникновения отказов и причинах их возникновения (на примере филиала ПАО «Россети Волги» – «Ульяновские распределительные сети») On a preventive assessment of failures and their causes. Case study of the Ulyanovsk Distribution Networks, a branch of Rosseti Volga, PJSC

Наумов И.В.^{1,2*}, Соболева А.Э.²
Naumov I.V.^{1,2*}, Soboleva A.E.²

¹Иркутский государственный аграрный университет, Иркутская область, пос. Молодежный, Российская Федерация,

²Иркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутск, Российская Федерация

¹Irkutsk State Agrarian University, Irkutsk Oblast, Molodezhny, Russian Federation,

²Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russian Federation

*professornaumov@list.ru, <https://orcid.org/0000-0003-4767-0127>, SPIN-код: 3954-3292, AuthorID: 168795.



Наумов И.В.



Соболева А.Э.

Резюме. Актуальность темы исследования обусловлена необходимостью объективной оценки уровня технического состояния электрических сетей, как одного из действенных инструментариев, лежащих в основе разработки противоаварийных мероприятий. **Целью** статьи является анализ условий функционирования одного из филиалов ПАО «Россети Волги» – «Ульяновских распределительных сетей» при транспорте электрической энергии по всем структурным подразделениям этой компании. В соответствии с поставленными задачами дана объективная характеристика структурно-балансовых особенностей электрических сетей компании. **Методы.** В качестве основных методов исследования использовались общенаучные методы статистического и численного анализа, методы теории электрических цепей и теории прогнозирования. В качестве инструментария расчетов использовалось программное обеспечение Excel, MATLAB и пакеты авторских программ. Произведен анализ аварийной ситуации в сетях компании за длительный период наблюдения, установлены критерии оценки событий отказов в зависимости от величины недоотпуска электрической энергии. Проанализированы основные причины повреждаемости исследуемых электрических сетей за период 2018-2023 гг. и определено их процентное соотношение в общем количестве отказов за исследуемый интервал времени. Произведена превентивная оценка возникновения аварийных отказов на краткосрочную перспективу с учетом сезонной компоненты, учитывающей возможную флуктуацию отказов, обусловленную особенностями сочетаний климатических условий территорий, по которым осуществляется трассировка электрических сетей. Для визуализации расчетных данных анализа использованы технологии графических редакторов Excel и MATLAB. **Выводы.** Полученные результаты исследований могут быть интересны руководству компании «Ульяновские распределительные сети» в качестве отправного материала при разработке комплекса противоаварийных мероприятий. Также материал статьи может представлять интерес инженерным службам других электросетевых компаний и научным работникам, занимающимся исследованиями в области повышения уровня надежности электроснабжения.

Abstract. The relevance of the research topic is due to the need for objectively assessing the technical state of power grids as one of the effective tools used in drafting emergency response measures. The **Aim** of the paper is to analyse the operational condition of one of the branches of Rosseti Volga, PJSC, the Ulyanovsk Distribution Networks, in the process of transmission of electrical power throughout its business units. Given the task at hand, an objective description of the structure and balance of the company's power supply network was defined. **Methods.** As the main methods of research, the author used the general scientific methods of statistical and numerical analysis, the circuit and prediction theory. Excel, MATLAB and proprietary software packages were used as calculation tools. The author analysed emergency situations in the company's networks over a long period of observation, defined the criteria for assessing failures depending on the amount of undersupplied electrical power. The research analysed the main causes of damage to the examined power networks for the period between 2018 and 2023 and identified their share in the total number of failures for the above period. The occurrence of emergency outages in the short term was preventively

assessed given the seasonality that takes into account the possible fluctuation of failures due to the particular combination of climate conditions of the territories where the electrical networks are situated. The calculated data was visualised using Excel and MATLAB. **Conclusions.** The paper's findings may be of interest to the management of the Ulyanovsk Distribution Networks as the foundation of a potential set of emergency measures. The article may be also of interest to engineering services of other power grid companies and researchers involved with improving the reliability of power supply.

Ключевые слова: аварийные отключения, недоотпуск электроэнергии, электросетевое оборудование, причины повреждений, превентивная оценка, авторегрессионные модели, индекс сезонности.

Keywords: emergency shutdowns, undersupply of energy, power grid equipment, causes of damage, preventive assessment, autoregressive models, seasonality index.

Для цитирования: Наумов И.В., Соболева А.Э. О превентивной оценке возникновения отказов и причинах их возникновения (на примере филиала ПАО «Россети Волги» – «Ульяновские распределительные сети») // Надежность. 2025. №1. С. 28-37. <https://doi.org/10.21683/1729-2646-2025-25-1-28-37>

For citation: Naumov I.V., Soboleva A.E. On a preventive assessment of failures and their causes. Case study of the Ulyanovsk Distribution Networks, a branch of Rosseti Volga, PJSC. *Dependability* 2025;1:28-37. <https://doi.org/10.21683/1729-2646-2025-25-1-28-37>

Поступила: 27.08.2024 / **После доработки:** 09.12.2024 / **К печати:** 05.03.2025

Received on: 27.08.2024 / **Revised on:** 09.12.2024 / **For printing:** 05.03.2025

Введение

Общий объем произведенной электрической энергии (ЭЭ) всеми электростанциями ЕЭС России в 2022 г. составил 1121,6 млрд кВт·ч, а объем электропотребления – 1106,3 млрд кВт·ч. По ПАО «Россети Волги» полезный отпуск ЭЭ в этом году составил 47,92 млрд кВт·ч [1]. И главной задачей электропередачи по электрическим сетям всех напряжений является сокращение количества аварийных ситуаций при транспорте ЭЭ.

Непрерывность обеспечения ЭЭ различных форм электропотребления является самой главной задачей электроэнергетической отрасли любого государства. В Российской Федерации в настоящее время текущее электропотребление, кроме всего прочего, ужесточается требованиями круглосуточной работы предприятий, обеспечивающих военные заказы, для достижения целей специальной военной операции. При этом состояние электросетевого оборудования распределительных электрических сетей, осуществляющих электропередачу потребителям, внушает серьезное опасение с точки зрения надежности его функционирования. По российским электрическим сетям в зависимости от территориальных и климатических условий электропередачи уровень износа достигает запредельных значений. Так, для сетей Кемеровской области (Новокузнецк) износ составляет 92%, сети «Тверьэнерго» – 75%, «Ярэнерго» – 70%, Белгородская область – 67%; Самарская – 56% [2, 3]. Кроме того, и срок эксплуатации электрических сетей имеет существенное значение. Например, доля оборудования и линий электропередачи (ЛЭП) со сверхнормативным сроком службы в сетях ПАО «Россети Волги» составляет: Самарские сети – 36,2% и 21,82%; сети «Чувашэнерго» – 60,08% и 40,84%; «Мордовэнерго» – 69,99% и 63,6%; «Пензаэнерго» – 79,4% и 49,9%; Ульяновские

сети – 70,9% и 59,67%; «Оренбургэнерго» – 71,27% и 72,94%; ПАО «Россети Московский регион» – 51,2% и 53,6%; сети Мурманской области – 81,51% и 59,36%; Свердловская – 72,8% и 54,4% и проч. [4]. Соответственно сказанному, вопрос повышения уровня надежности при транспорте ЭЭ по системам электропередачи занимает главенствующее положение в сложившемся положении вещей в структуре электроэнергетики России и обуславливает цель разработки всего комплекса противоаварийных мероприятий (ПАМ). Исходя из подходов рассмотрения проблемы, некоторыми авторами рекомендуется выделять пять классов достижения этой поставленной цели: концептуальные, информационные, нормативные, исследовательские, а также задачи анализа и синтеза [5]. При этом первые 3 из них не являются проблемными, поскольку обусловлены целью исследования и объемом исходных данных. Четвертый класс объединяет всю систему применяемых существующих методов, алгоритмов и программного обеспечения для их успешного использования при аналитическом обзоре собранной информации. Наконец, последняя составляющая, представляющая квинтэссенцию произведенного анализа, синтезируется в виде результата, использование которого в той или иной степени позволяет достичь поставленной цели. Одним из таких результатов может служить получение данных прогнозных значений по аварийным ситуациям в исследуемых электрических сетях, на основе которых разрабатываются конкретные ПАМ, успешная реализация которых позволяет предотвратить или сократить отказы оборудования по определенным причинам, помочь в планировании и прогнозировании бюджета компании, а также формировании комплектов запасных частей.

В настоящее время наиболее используемыми инструментами прогнозирования количества аварийных от-

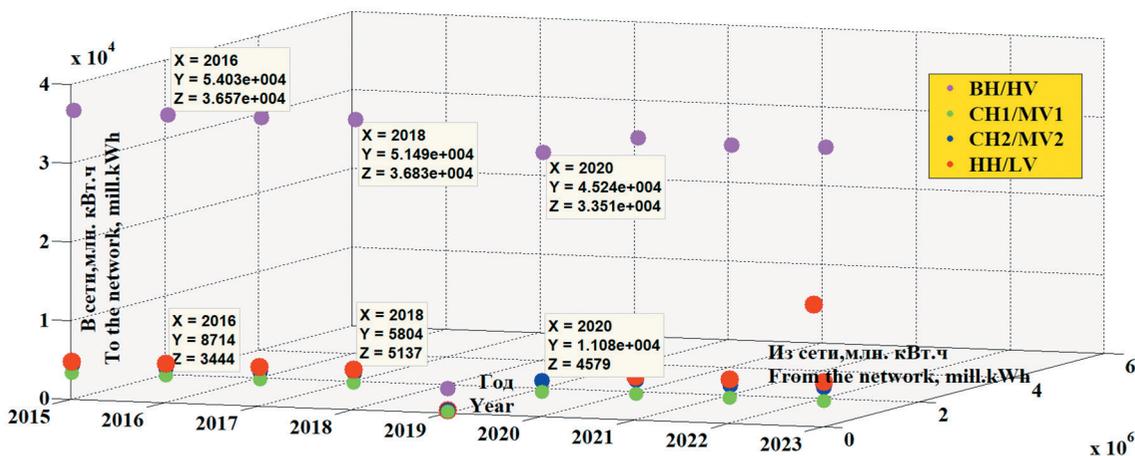


Рис. 1. Передача электрической энергии в сети и из сетей компании УлРС

ключений (АО) (отказов) в электрических сетях являются методы, основанные на интерполяции временных рядов выборки данных, математическом ожидании отказов и на авторегрессионных трендовых моделях изменения прогнозируемой величины. Основу данных методов составляет аналитическая оценка предшествующего ряда данных выборки по АО объекта исследования и расширение полученных тенденций для создания прогнозных характеристик исследуемого показателя на определенную перспективу. Безусловно, учесть влияние всех возможных факторов для получения превентивной оценки АО в электрических сетях невозможно, поскольку флуктуация отдельных значений ряда выборки данных порою носит непредсказуемый характер. Особенно это свойственно тем территориям, где в течение суток могут происходить резкие изменения климатических характеристик: температуры, влажности, атмосферных явлений.

Тем не менее, современные технологии прогнозирования позволяют получить максимально приближенные к действительности данные по превентивным отказам в электрических сетях исследуемых объектов.

Целью статьи является получение превентивных значений отказов в исследуемых электрических сетях на основе использования технологии статистических методов прогнозирования по классификационным признакам причин возникновения этих отказов. Для достижения указанной цели поставлен ряд следующих задач: *характеристики объекта исследования, численный анализ аварийных отказов в электрических сетях и классификация полученных количественных показателей по причинам их возникновения, превентивная оценка и получение прогнозных значений отказов по установленным причинам с учетом сезонной составляющей.*

Характеристика компании. 30 июля 1958 г. Совнархозом Ульяновского экономического района было принято решение о создании Ульяновской энергосистемы [6], а с 1 апреля 2008 г. Ульяновские распределительные сети (далее по тексту – УлРС) вошли в качестве одного из 7 филиалов в состав ПАО «Россети Волги». В настоящее время УлРС обеспечивают ЭЭ население Ульяновской области в количестве 1191,7 тыс. человек на площади

37,3 тыс. км² [1]. Предприятия компании, включающие 4 производственных объединения в составе 21 РЭС¹, имеют на балансе 171 подстанцию (ПС) напряжением 110/35 кВ и 5337 ПС 6-10/0,4 кВ. Общая протяженность ЛЭП всех напряжений составляет 22,5 тыс. км [6].

Балансовая характеристика по передаче ЭЭ в сети и из сетей компании за период 2015-2023 гг. представлена на рис. 1. Анализ рис. 1 показывает, что общий объем переданной ЭЭ в сети УлРС за период 2015-2023 гг. составил 6422651,789 тыс. кВт·ч. Из них по сетям ВН – 64,27%; СН1 – 10,9%; СН2 – 17,05%; НН – 7,8%². Из сетей УРС передано потребителям за этот же период всего 397210,947 тыс. кВт·ч, из них на долю сетей ВН – 73 %; СН1 – 6,77 %; СН2 – 9,55 %; НН – 10,67% [7]. Уровень потерь ЭЭ при передаче составил 6,48% [8].

1. Результаты и обсуждение

Аварийность электропередачи в УлРС. По опубликованным данным доля электрооборудования и ЛЭП УлРС со сверхнормативным сроком эксплуатации находится на втором месте из 7 филиалов ПАО «Россети Волги» и составляет 70,9% и 59,67%, соответственно [4].

На основании данных, опубликованных в открытой печати [19], произведена оценка АО в сетях компании УлРС за 2015-2023 гг. Количественная характеристика и последствия отказов представлены в табл. 1, а динамика изменения отказов по месяцам исследуемого периода показана на рис. 2.

Анализ данных табл. 1 и рис. 2 показывает, что за исследуемый период времени процентное соотношение количества отказов по годам от общего количества отказов (10772) выглядит следующим образом: 2015 – 7,8%; 2016 – 7,08%; 2017 – 7,15%; 2018 – 13,06%; 2019 – 13,48%; 2020 – 13,12%; 2021 – 12,54%; 2022 – 12,77% и 2023 – 12,98%. Как видно, наибольшее количество АО произошло в 2019 г., а наименьшее – в 2016 г. При этом

¹ РЭС – предприятие районных электрических сетей

² ВН – сети высокого напряжения (110 кВ и выше); СН1 – сети среднего напряжения (35 кВ); СН2 – сети среднего напряжения (6-35 кВ); НН – сети низкого напряжения (0,4 кВ)

Табл. 1. Количество АО и величина недоотпуска ЭЭ в сетях УЛРС за период 2015-2023 гг.

Год /Месяц	Количество отказов, шт. /Величина недоотпуска ЭЭ, тыс.кВт.ч.								
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Январь	27/8,4938	28/8,0560	25/7,3082	197/7,8567	33/6,6169	64/5,2148	71/15,2454	63/5,8307	91/24,2902
Февраль	40/9,8344	36/9,3750	35/8,8447	173/8,3877	122/7,5393	118/12,8458	89/10,4464	155/34,5842	36/3,5351
Март	61/25,8594	55/23,6420	55/20,9276	81/19,7901	84/19,1591	126/13,4053	75/7,5215	145/18,7750	95/7,3435
Апрель	64/28,0979	62/26,6710	48/24,1360	122/24,2261	81/21,9195	181/32,7857	131/11,0056	84/28,3041	194/16,4304
Май	82/21,2472	77/19,3120	74/28,7813	186/25,7993	128/27,9336	153/16,7817	136/11,8927	90/9,1317	103/39,5334
Июнь	62/18,0922	61/16,4790	69/8,7880	113/15,9425	129/13,4953	87/8,6149	155/17,9141	104/15,2129	99/6,8074
Июль	107/30,1380	100/26,6140	99/71,9039	92/9,5323	163/29,2663	181/32,7857	148/27,1208	182/34,3375	228/32,9084
Август	91/29,8965	88/26,3860	80/7,3120	124/65,3634	192/25,4615	153/16,7817	116/14,9660	84/12,5453	92/9,8133
Сентябрь	86/19,9593	81/17,6270	79/6,0956	93/14,6407	148/18,0930	87/8,6149	105/15,7235	91/9,7575	56/6,6749
Октябрь	68/13,2922	57/12,1970	62/10,0001	77/9,6103	137/25,4164	100/16,1250	89/14,0074	70/30,7215	143/44,7001
Ноябрь	70/28,9788	89/26,0350	63/21,0110	69/15,3739	105/16,3220	78/14,0742	102/16,6036	186/88,9811	80/10,5269
Декабрь	83/32,5075	29/29,7030	81/22,0447	80/18,2937	131/12,6120	85/18,0562	134/21,8208	121/28,1608	182/21,3781

недоотпуск ЭЭ в результате перерывов электроснабжения из общего объема недопоставленной ЭЭ (2124,9366 тыс. кВт·ч) по этим же годам выглядит следующим образом: 2015 – 12,55%; 2016 – 12,39%; 2017 – 11,16 %; 2018 – 11,05%; 2019 – 10,54%; 2020 – 9,23%; 2021 – 8,67%; 2022 – 14,89% и 2023 – 10,54%. Таким образом, даже увеличение количества отказов начиная с 2018 г. не привело к увеличению недоотпуска и, даже наоборот, с каждым годом происходит снижение количества недоотпущенной ЭЭ до 2022 г. – в среднем на 5,9% ежегодно. Но в 2022 г. произошло резкое возрастание величины недоотпуска – на 41,8%, а затем, в 2023 г. – вновь недоотпуск ЭЭ снижается.

О причинах повреждений и интенсивности возникших отказов. Следует отметить, что основной характеристикой последствий любых АО является величина недоотпуска ЭЭ, которая зависит от продолжительности перерыва электроснабжения (ЭС), связанной со степенью серьезности произошедшей аварии и продолжительностью ее устранения. Анализ произведем за прошедшие 6 лет – с 2018 по 2023 гг.

На рис. 3 представлены диаграммы интенсивности отказов в соответствии с принятой классификацией за период 2018-2023 гг.

В материалах исследований, опубликованных в [10, 11] предлагается оценивать интенсивность аварийных ситуаций по следующим признакам: а) отказы, не повлекшие перерыва ЭС, то есть те отказы, после которых при срабатывании системы автоматического повторного включения (АПВ) напряжение электропитания восстанавливается – $N_{АПВ}$; б) повлекшие перерыв ЭС с недоотпуском ЭЭ до 1 тыс. кВт·ч ($N_{<1}$); в) повлекшие перерыв ЭС при недоотпуске ЭЭ от 1 тыс. кВт·ч до 9,99 тыс. кВт·ч ($N_{<10}$); г) повлекшие перерыв ЭС с недоотпуском от 10 и более тыс. кВт·ч ($N_{>10}$).

Проведенный анализ рис. 3 показал следующее.

Из общего количества отказов за период 2018-2023 гг., равного 8398 шт. на отказы, перерыв в результате которых привел к недоотпуску ЭЭ менее 1 тыс. кВт·ч приходится «львиная» доля – 92,24% (7746 шт.). При этом количество таких отказов распределилось по годам наблюдения примерно равномерно – по 17% (рис. 3, а).

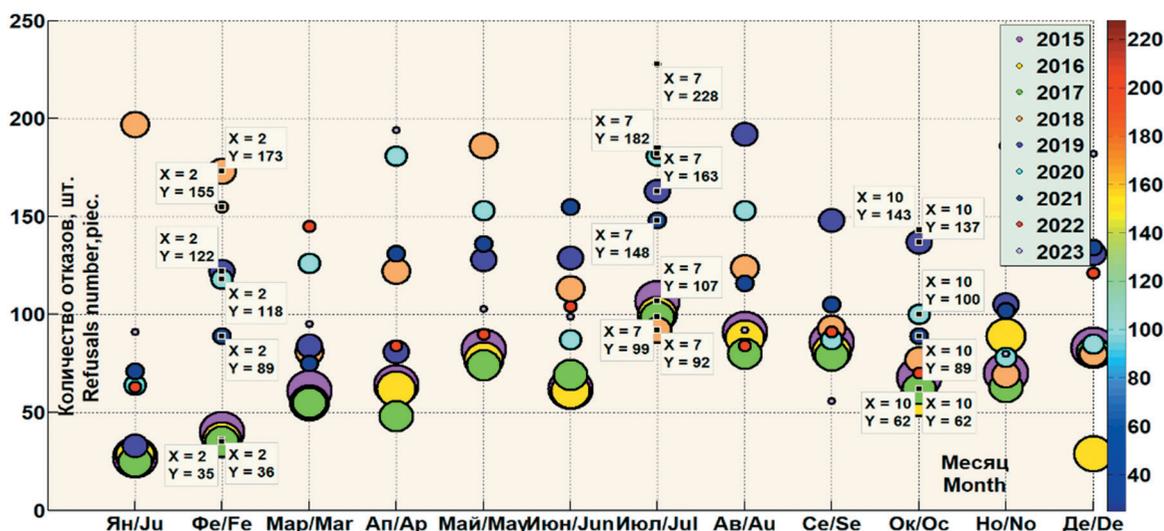


Рис. 2. Изменение количества отказов в электрических сетях УЛРС по месяцам года

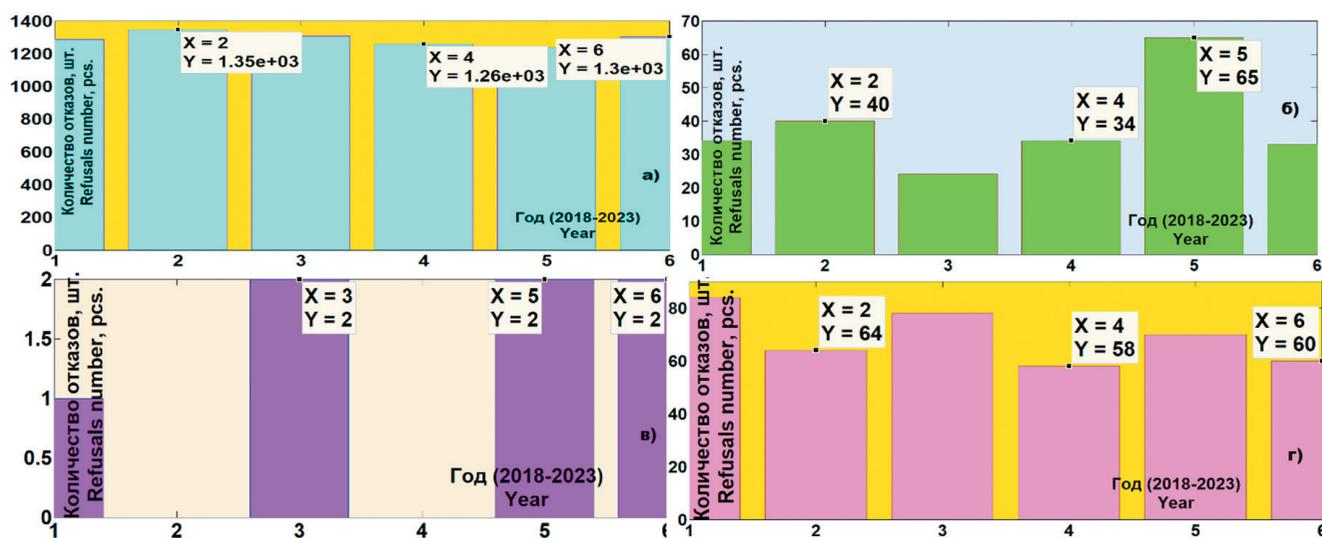


Рис. 3. Диаграммы изменения интенсивности отказов в электрических сетях УлРС за период 2018-2023 гг:

а) $N_{₁}$ – отказы; б) $N_{₁}$ – отказы; в) $N_{₁₀}$ – отказы; г) $N_{_{АПВ}}$ – отказы

Количество отказов, перерыв которых вызвал недоотпуск ЭЭ в пределах от 1 до 10 тыс. кВт·ч составило 2,74% (230 отказов – рис. 3, б). При этом их наибольшее количество соответствует именно 2022 г. (28% от всего количества $N_{₁}$). Отказы, в результате которых недоотпуск ЭЭ составил более 10 тыс. кВт·ч составили всего 0,083% всех отказов (7 отказов – рис. 3, в). При этом в 2019 и в 2021 гг. таких отказов не наблюдалось. Тем не менее, несмотря на небольшое количество отказов этой категории, их интенсивность достаточно высока: общий недоотпуск ЭЭ только от 7 отказов за 6 лет составил 123,2 тыс. кВт·ч (8,93% всего количества ЭЭ, недоотпущенной за эти годы – 1379,2894 тыс. кВт·ч.). Кроме того, как было показано выше, в 2022 г. произошел самый большой недоотпуск ЭЭ – на этот год приходится 34,5 тыс. кВт·ч отказов $N_{₁}$ -типа (10,9% всего недоотпуска ЭЭ в этом году – 316,3423 тыс. кВт·ч.). Последнюю группу составляют самовосстанавливающиеся отказы ($N_{_{АПВ}}$ – рис. 3, г). На их долю приходится 4,93% (414 отказов). Как правило, такие отказы возникают вследствие схлеста проводов при сильных порывах ветра.

В соответствии с [12] за этот же период (2018-2023 гг.) произведен анализ причин, по которым произошло возникновение указанных аварийных отключений. Установлено, что основными группами причин явились следующие: **1** – причины, обусловленные износом основного электросетевого оборудования, приводящего к его неудовлетворительному техническому состоянию (старение изоляции, потеря механической прочности провода, изменение свойств материалов и т.д.); **2** – случайные события (наброс посторонних предметов на воздушные линии, проезд крупногабаритной техники, воздействие животных и птиц и прочие), вызвавшие внешнее механическое воздействие, в результате которого могут произойти: обрыв, разрушение контакта, электродуговое повреждение и проч.; **3** – повреждения в электрических сетях потребителя, носящие различный

характер; **4** – группа причин, связанных со стихийными явлениями (гроза, атмосферные перенапряжения, непрекращающиеся порывы ветра) приводящие к внешнему воздействию на элементы электрических сетей и электроустановок; и **5** – группа причин, связанных с недостатками конструкции электроустановок, дефектами, а также неустановленные причины.

Как показал анализ, за период 2018-2023 гг. всего произошло 8306 аварийных события (табл. 2). При этом наибольшее количество (68,64%) произошло по *первой* группе причин. Из общего количества отказов по этой причине (5701 шт.) в 2018 и 2019 гг. произошло 20,8% и 21% отказов, соответственно. В последующие годы отказы по этой причине распределились следующим образом: 2020 – 15,2%; 2021 – 15,96%; 2022 – 13,16%; 2023 – 13,86%. При этом наиболее «повреждаемыми» месяцами года по этим причинам является весенне-летний период (апрель, май, июнь, июль и август). Усредненное количество повреждений, приходящихся на долю каждого месяца для этого периода, составляет 9,34% (в среднем по 532 отказа). Общее снижение отказов по этой причине свидетельствует о том, что руководство компании уделяет значительное внимание проведению запланированных ПАМ, что выражается в своевременной замене изношенных конструктивных частей элементов электрических сетей, а также производства реконструкционных работ, связанных с перетяжкой проводов воздушных ЛЭП, регулированием стрел провеса, а также выравнивания опор ЛЭП.

Второй по значимости группой являются причины, связанные со случайными событиями. На долю этих причин приходится 21,88% всех отказов (1817 событий). При этом менее всего таких отказов приходилось на 2018 г. – 3,1% (56 отказов), а более всего – на 2023 г. – 25,1% (456 шт.). Наибольшее количество повреждений по этой причине происходило в *июле* месяце (12,88% – 234 отказа), наименьшее – в *январе* (4,5% – 82 отказа).

Табл. 2. Динамика изменения количества отказов по причинам за 2018-2023 гг. по месяцам года

Год	Распределение отказов по месяцам года по причинам (1-я, 2-я, 3-я, 4-я, 5-я)											
	Янв	Фев	Мар	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек
2018	192,1,1, 0, 2	146,1,0, 26, 1	76,3,1, 0, 0	118,7,1, 3, 1	127,3,1, 45, 1	81,8,1, 19, 1	84,6,2, 23, 2	67,8,1, 4,0	89,7,3, 0, 0	66,4,3, 0, 1	65,3,1, 0, 0	74,5,0, 0, 0
2019	26,4,0, 2, 0	105,4,0, 17, 0	63,4,1, 15, 0	73,6,2, 0, 0	108,12,4, 14, 0	99,11,1, 5, 0	141,15,0, 6, 0	171,20,1, 2, 1	137,25,2, 0, 0	96,37,2, 0, 0	72,34,1, 0,0	107,21,0, 0, 0
2020	48,9,3, 0, 0	89,28,1, 2, 2	85,35,0, 4, 1	48,9,3, 0, 0	89,28,1, 2, 2	85,35,0, 4, 1	96,65,1, 28, 2	86,55,5, 2, 1	60,25,0, 0, 0	65,37,1, 0, 0	58,18,1, 5,0	59,26,0, 0, 1
2021	52,23,2, 2, 2	68,19,0, 13, 0	46,25,0, 0, 0	105,30,0, 0, 0	100,32,2, 2, 0	109,20,2, 50, 1	96,28,1, 24, 6	80,23,5, 1, 2	67,32,3, 0, 0	59,31,2, 0, 0	75,22,3, 0, 0	53,36,0, 47, 1
2022	42,21,0, 0, 2	43,52,3, 7, 0	80,57,1, 17, 0	46,29,4, 3, 1	62,34,4, 0, 0	61,34,7, 4, 1	118,41,3, 15, 2	56,27,5, 0, 0	53,29,6, 0, 1	27,20,10, 2, 1	96,48,9, 42, 2	66,29,5, 10, 3
2023	57,24,3, 0, 3	23,15,0, 0, 0	63,32,0, 0, 0	130,51,2, 13, 0	49,46,1, 11, 1	65,28,1, 5, 0	71,79,3, 72, 2	40,47,2, 1, 0	31,20,3, 0, 1	81,51,1, 6, 6	45,26,3, 0, 2	135,37,6, 1, 5

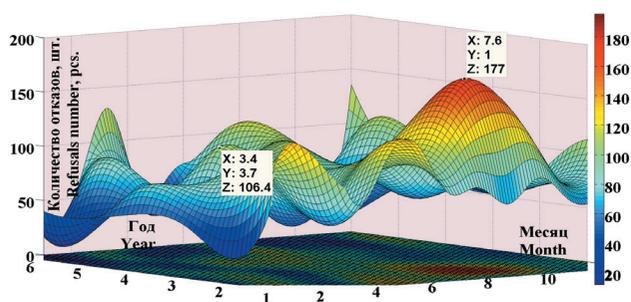


Рис. 4. Изменение интерполированного количества отказов по 1-й причине в УРС за 2018-2023 гг.

Количество отказов, произошедших по остальным причинам, распределено следующим образом. Отказы, связанные со стихийными событиями (4 группа причин), находятся на *третьем* месте – 6,93% (576 отказов); на *четвертом* месте – третья группа причин (отказы в электрических сетях потребителя) составляет 1,77% (147 отказов) и последнее, *пятое* место занимают причины, связанные с дефектами изготовления и монтажа (либо неустановленные причины) – 0,78% (65 отказов).

Таким образом, наибольшая повреждаемость исследуемых электрических сетей связана со старением и износом основного электросетевого оборудования.

Прогнозирование отказов с учетом сезонной составляющей. Прогнозирование уровня надежности обеспечения электроэнергией во многом снижает риски перерывов электроснабжения и, соответственно, способствует не только повышению эффективности использования ЭЭ, но также и сохранности элементов электрических сетей и основного электрооборудования. Это становится возможным вследствие проведения соответствующих превентивных мероприятий, разработанных на основе данных прогностического анализа функционирования электрических исследуемых сетей.

В основе методов вероятностного анализа электроэнергетических задач лежат достаточно глубоко проработанные и сформированные преобразования систем случайных величин. В результате расчеты режимов работы технических систем с учетом вероятностной

природы их параметров зачастую сводятся к детерминированным расчетам, например, в качестве исходных данных рассматриваются средние значения наблюдаемых величин.

Для выбора оптимального метода прогнозирования на первоначальном этапе следует определить, насколько прогнозируемые параметры отказов в ряде выборки данных могут коррелировать по своим значениям с изменяющимися условиями электропередачи каждого месяца из года в год. При этом определение коэффициента автокорреляции, позволяющего учитывать сдвиг по времени, что положительным образом сказывается на точности и качестве статистической модели, должно производиться для достаточно существенного количества данных. В нашем случае имеются ряды данных для каждого месяца, состоящие из 6 значений. Для поиска промежуточных значений каждого ряда и определения коэффициента автокорреляции, воспользуемся программой “Interpolation”¹. Особенностью данной программы является возможность не только визуализации всей трехплоскостной матрицы интерполированных данных, но и нахождения по ней (нижняя плоскость рис. 4) любого количества отказов, соответствующих минимальному, среднему, либо максимальному значениям (цветовая гамма: синий, зеленый и красный цвета, соответственно). При шаге интерполяции, равном 10, матрица данных отказов (6x12), соответствующая табл. 2, преобразуется в матрицу данных 60x120, визуализация которой представлена на рис. 4. Для выявления зависимости между значениями выборки или опровержения этой гипотезы применяют коэффициент автокорреляции (K_t).

На основании полученных интерполированных данных, с использованием технологий Excel, определим коэффициенты K_t для каждой полученной выборки интерполированных данных по месяцам для 1 группы

¹ Программа позволяет осуществлять, линейную, билинейную и бикубическую интерполяции. В настоящее время находится на рассмотрении для получения государственной регистрации

причин. Так, численные значения коэффициентов K_t для 12 рядов выборки с января по декабрь составили соответственно: 0,99159; 0,999607; 0,968158; 0,964626; 0,991399; 0,9941; 0,972428; 0,982284; 0,98973; 0,992444; 0,984783; 0,978366. Как видно, для каждого из месяцев коэффициент K_t превышает значение 0,7, что позволяет использовать технологию авторегрессионного анализа для получения прогнозного количества отказов в 2024 г. [13]. При поиске определенных закономерностей в статистической информации при синтезировании прогностической оценки отказов, очень важно правильно представить гипотезу о временной развертке прогнозируемого параметра, что безусловно связано с определением наличия тренда и его типа, то есть определением наличия периодичности в выборке данных [14]. Поэтому оценку повреждаемости сетей можно производить на основе анализа линейных и нелинейных трендовых зависимостей.

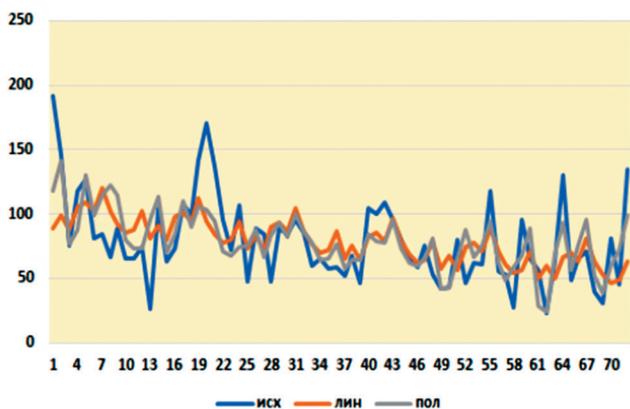


Рис. 5. Диаграммы изменения потока отказов по 1-группе причин за 2018-2023 гг.

При этом моделью тренда принято называть регрессионное уравнение, в котором зависимой переменной выступает исследуемый показатель, а независимой – либо время, либо номер наблюдения исследуемого показателя. Поэтому весьма важным представляется точное определение зависимости, по которой происходит изменение прогнозируемого показателя. В качестве примера, представленного на рис. 5, для первой группы причин отказов построим диаграмму изменения отказов для исходного ряда и сравним ее с диаграммами линейного и полиномиального изменения этих отказов. Как видно из рис. 5, исходный ряд данных имеет значительные флуктуации от среднего значения и в данном случае наибольшей корреляцией обладает диаграмма отказов, соответствующая линейной зависимости. Таким образом, становится понятным, что выбор наиболее верной зависимости изменения потока отказов является существенным фактором при определении прогнозного значения потока отказов. На основании использования технологий Excel, произведем статистическую обработку полученных рядов интерполированных данных отказов по всем месяцам года.

На рис. 6 представлены результаты авторегрессионного анализа по 1 группе причин отказов для января месяца 2024 г. В соответствии с полученным уравнением тренда, при подстановке в него значения количества отказов для последнего года наблюдения (2023), равного 57, получим превентивное количества отказов по этой причине в январе 2024 г., равное 61. Аналогично получим уравнения трендов и соответствующие прогнозные значения отказов по данной причине для остальных месяцев 2024 г. (табл. 3).

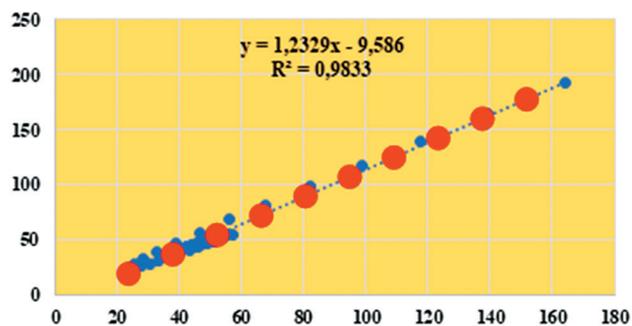


Рис. 6. Авторегрессионная модель и уравнение тренда для получения прогнозного значения количества отказов в УЛРС по 1-й причине в январе 2024 г.

Табл. 3. Результаты авторегрессионного анализа при получении прогнозных моделей возникновения отказов в УЛРС по 1-причине в 2024 г.

Месяц	Уравнение тренда	Прогнозное количество отказов, шт.
Январь	$y = 1,2329x - 9,586$ $R^2 = 0,9833$	61
Февраль	$y = 1,0205x + 0,6458$ $R^2 = 0,9992$	24
Март	$y = 0,9581x + 3,4105$ $R^2 = 0,9373$	64
Апрель	$y = -0,0047x^2 + 1,635x - 20,024$ $R^2 = 0,9416$	113
Май	$y = 1,019x - 0,6229$ $R^2 = 0,9829$	49
Июнь	$y = -0,0029x^2 + 1,3938x - 10,443$ $R^2 = 0,9904$	68
Июль	$y = 0,0022x^2 + 0,5226x + 25,859$ $R^2 = 0,9465$	66
Август	$y = 0,0013x^2 + 0,6699x + 20,026$ $R^2 = 0,9659$	49
Сентябрь	$y = 0,9756x + 2,914$ $R^2 = 0,9796$	33
Октябрь	$y = -0,0011x^2 + 1,1789x - 5,3175$ $R^2 = 0,9856$	83
Ноябрь	$y = 0,9786x + 1,0972$ $R^2 = 0,9698$	45
Декабрь	$y = 0,0039x^2 + 0,3194x + 28,375$ $R^2 = 0,9616$	143

Вместе с этим полученные значения возможного количества отказов, представленные в табл. 3, не учитывают действие сезонной составляющей. Как правило, в модель прогноза предпочтительнее вводить параметр сезонности, который учитывает особенности трех сезонов: лето, зима и весна-осень. И такой параметр вносит корректировку в анализ временных рядов. Аддитивная модель сезонности обычно представляется тремя слагаемыми, представленными: трендом, сезонностью и случайной компонентой [14].

С учетом сказанного, с помощью технологий программы «Оракул», созданной И.В. Мокрым [15], произведем превентивную оценку повреждений с учетом сезонной составляющей. Поскольку полученные уравнения тренда для каждого месяца 2024 г. носят не только линейный, но и полиномиальный характер (50% x 50%), рассмотрим создание прогнозных моделей для этих двух характеров изменения прогнозируемого количества отказов. Следует отметить, что и линейная, и полиномиальная модели прогнозируемых отказов требуют сочетания как программы «Оракул», так и технологий Excel.

На рис. 7 представлены диаграммы изменения индексов сезонности для линейной и полиномиальной моделей изменения прогнозируемого количества аварийных отключений.

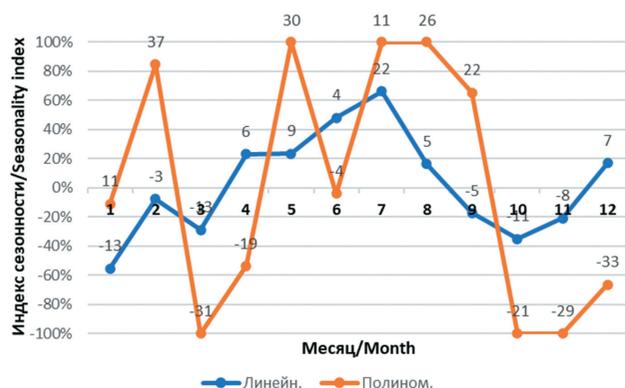


Рис. 7. Индексы сезонности аварийных отключений по 1-й группе причин для линейной и полиномиальной моделей изменения в электрических сетях УлРС за 2018-2023 гг.

На основании произведенных расчетов установлено, что изменения индекса сезонности для полиномиальной модели вряд ли может соответствовать

реальной картине электропередачи ввиду слишком резких колебаний. Например, для марта, октября и ноября 2024 г. индекс сезонности показывает скачкообразное снижение количества аварийных отключений, что не совсем характерно для исследуемых сетей компании в это время года. Поэтому более правдоподобным выглядит изменение сезонной компоненты для линейного характера изменения прогнозируемого количества отказов.

На основании произведенных расчетов получены прогностические значения количества отказов без учета и с учетом индекса сезонности (табл. 4).

Аналогичные данные можно получить и для отказов в сетях компании по другим установленным причинам. Анализ табл. 4 отчетливо показывает, что превентивная оценка возможных состояний исследуемого объекта должна обязательно учитывать влияние сезонной составляющей при формировании прогноза. Так для *линейной* модели, принятой за основу, индекс сезонности свидетельствует о значительном увеличении количества аварийных отключений по всем месяцам года (за исключением *сентября* и *декабря* месяцев).

Вероятность сходимости полученных прогнозных характеристик функционирования сетей компании УлРС с реальными значениями отказов может быть установлена только после сравнения полученных данных с отчетными данными отказов по итогам работы компании за 2024 г.

2. В качестве обсуждения

Систематический анализ деятельности электросетевых компаний, производимый на основании опубликованных данных, позволяет отслеживать реальные процессы электропередачи в соответствии с объективными условиями функционирования конкретных электрических сетей. Выводы, полученные автором, являются его субъективной оценкой. Вместе с этим основной мотивацией авторского анализа является желание поделиться своим мнением о состоянии действующих электрических сетей Российской Федерации, что дает возможность заинтересованным лицам сделать выводы и использовать полученные данные для повышения уровня надежности электроснабжения в конкретных структурных подразделениях электроэнергетических систем России.

Табл. 4. Прогнозируемое количество аварийных отключений по месяцам 2024 г. в УлРС

Метод расчета	Распределение прогнозируемых отказов по месяцам											
	Янв	Фев	Мар	Апр	Май	Июн	Июл	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек
Уравнения авторегрессии без учета сезонной компоненты	61	24	64	113	49	68	66	49	33	83	45	143
Использование технологии «Оракул» для линейной модели	97	106	96	114	116	110	128	110	10	93	96	110
Использование технологии «Оракул» для полиномиальной модели	81	111	26	36	95	56	72	91	86	41	33	29

3. Выводы

Подводя итог рассмотрению функциональной деятельности компании УлРС по транспорту электрической энергии при передаче ее потребителям, на основании произведенного анализа можно сделать следующие выводы.

1. Доля оборудования и ЛЭП компании со сверхнормативным сроком эксплуатации составляет соответственно: 70,9% и 59,67%. Такая ситуация привела к тому, что основной причиной аварийных отключений в сетях компании является износ основного электросетевого оборудования (почти 70% всех отказов). Кроме того, эта причина обусловлена не только неудовлетворительным техническим состоянием оборудования, но отчасти и тем, что не всегда происходит своевременное выявление и устранение дефектов. Тем не менее, снижение количества отказов по этой причине с 2018 к 2023 г. от общего объема отказов свидетельствует о внимании руководства компании к проведению запланированных ПАМ.

2. Произведенная превентивная оценка возможных аварийных отключений по указанной причине показала хоть и незначительное, но все же увеличение количества аварийных отключений, что требует особого внимания руководства компании при разработке комплекса противоаварийных мероприятий.

3. Доказана эффективность учета сезонной компоненты при определении прогнозного количества возможных аварийных составляющих, при этом большое значение имеет правильная оценка зависимости изменения трендовой модели прогнозируемого количества отказов.

Направление дальнейших исследований

В настоящее время продолжается систематическая исследовательская работа по анализу уровня надежности электропередачи в различных структурных подразделениях ПАО «Россети».

Благодарности. Автор благодарит руководство филиала ПАО «Россети Волги» – «Ульяновские распределительные сети» за предоставленные материалы, которые легли в основу анализа деятельности этой компании за указанный период. Кроме того, автор выражает признательность и благодарность доценту кафедры «Информатики и математического моделирования» ИрГАУ Полковской М.Н. за консультации по превентивной оценке повреждаемости исследуемых электрических сетей.

Библиографический список

1. Годовой отчет публичного акционерного общества «Россети Волга» за 2022 г. URL: https://www.rossetivolga.ru/i/files/2023/7/4/go_osseti_volga_2022.pdf (дата обращения: 04.03.2024).

2. Износ электросетевой структуры в России. Масштабы и перспективы. URL: <https://regnum.ru/article/2348996> (дата обращения: 31.03.2024).

3. Наумов И.В. Прогностическая оценка функционального состояния электрических сетей (на примере филиала ПАО «Россети Волги» – «Самарские распределительные

сети») // Журн. Сиб. федер. ун-та «Техника и технологии». 2024. № 1(17). С. 92–106.

4. ЭнергоНьюс. Проблема старения электросетевого комплекса России. URL: <https://energo-news.ru/archives/161370> (дата обращения: 31.03.2024).

5. Надежность систем энергетики и их оборудования: в 4-х т. Т.1: Справочник по общим моделям анализа и синтеза надежности систем энергетики / Под общей ред. Ю.Н. Руденко. М.: Энергоатомиздат, 1994. 474 с.

6. Ульяновские распределительные сети отмечают 60-летний юбилей. URL: <https://ulpressa.ru/2018/07/30/%D1%83%D0%BB%D1%8C%D1%8F%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B5-%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BF%D1%80%D0%B5%D0%B4%D0%B5%D0%B%D0%B8%D1%82%D0%B5%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D1%8B%D0%B5-%D1%81%D0%B5%D1%82%D0%B8/> (дата обращения: 05.04.2024).

7. ПАО «Россети Волга». П. 19 Г. Об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров, работ и услуг. URL: https://www.rossetivolga.ru/ru/klientam/standart_raskritiya_informatsii_subektami_optovogo_i_rozничного_rinkov_elektricheskoy_energii/2022god/p19gobosno/ (дата обращения: 08.03.2024).

8. Энергетики «Ульяновских сетей»... URL: <https://www.allgen.ru/press/news/show/5442> (дата обращения: 04.03.2024).

9. Информация об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров (работ, услуг). О техническом состоянии сетей. URL: https://www.rossetivolga.ru/ru/klientam/standart_raskritiya_informatsii_subektami_optovogo_i_rozничного_rinkov_elektricheskoy_energii/2018...2023_god/p11binform/ (дата обращения: 13.03.2024).

10. Наумов И.В. Проблемы аварийности электропередачи на примере компании ОАО «Омскэнерго» // Надежность и безопасность энергетики. 2023. № 3(16). С. 133-142.

11. Наумов И.В. Оценка уровня надежности транспорта электрической энергии (на примере АО «Россети Сибирь Тываэнерго») // Надежность и безопасность энергетики. 2023. № 2(16). С. 64-72.

12. Приказ Минэнерго России от 06.02.2017 г. № 74 «О внесении изменений в некоторые нормативные правовые акты Министерства энергетики Российской Федерации по вопросам расследования причин аварий в электроэнергетике» (Зарегистрировано в Минюсте России 17.03.2017 № 46004). URL: <https://sudact.ru/law/prikaz-minenergo-rossii-ot-06022017-n-74/izmeneniia-kotorye-vnosiatsia-v-nekotorye/prilozhenie-n-2-prilozhenie-n/tablitca-3/> (дата обращения: 12.03.2024).

13. Трофимова Е.А., Кисляк Н.В., Гилев Д.В. Теория вероятностей и математическая статистика / Учеб. пособие: под общ. ред. Е.А. Трофимовой. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2018. 160 с.

14. Бурдуков Н.И., Галеев М.Т., Волтов И.П. Прогнозирование вероятности аварийных отключений на объектах электросетевого комплекса // Электроэнергия. Передача и распределение. 2017. № 2(41). С. 28-30.

15. Зоркальцев В.И. Многолетние вариации температур и их влияние на экономику и энергетику. Новосибирск: Изд-во «Гео», 2017. 179 с.

References

1. [2022 annual report of Rosseti Volga, PJSC]. (accessed 04.03.2024). Available at: https://www.rossetivolga.ru/i/files/2023/7/4/go_osseti_volga_2022.pdf. (in Russ.)

2. [Depreciation of Russia's power supply infrastructure. Scale and prospects]. (accessed 31.03.2024). Available at: <https://regnum.ru/article/2348996>. (in Russ.)

3. Naumov I.V. Prognostic Assessment of the Electric Networks Functional State (Using the Example of the PJSC Rosseti Volga – Samara Distribution Networks Branch). *Siberian Federal University. Engineering & Technologies* 2024;17(1):92–106. (in Russ.)

4. [The problem of Russia's ageing power grid]. (accessed 31.03.2024). Available at: <https://energo-news.ru/archives/161370>. (in Russ.)

5. Rudenko Yu.N., editor. [Dependability of energy systems and their equipment: in 4 volumes. Vol.1: Handbook of general models for the analysis and synthesis of dependability of energy systems]. Moscow: Energoatomizdat; 1994. (in Russ.)

6. [Ulyanovsk's distribution networks celebrate their 60-th anniversary]. (accessed 05.04.2024). Available at: <https://ulpressa.ru/2018/07/30/%D1%83%D0%BB%D1%8C%D1%8F%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B5-%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BF%D1%80%D0%B5%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B8%D1%82%D0%B5%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D1%8B%D0%B5-%D1%81%D0%B5%D1%82%D0%B8/>. (in Russ.)

7. [Rosseti Volga, PJSC. Item 19 G. On the primary consumer properties of regulated goods, works, and services]. (accessed 08.03.2024). Available at: https://www.rossetivolga.ru/ru/klientam/standart_raskritiya_informatsii_subektami_optovogo_i_roznicnogo_rinkov_elektricheskoy_energii/2022god/p19gobosno/. (in Russ.)

8. [Energy workers of Ulyanovskiye seti]. (accessed 04.03.2024). Available at: <https://www.allgen.ru/press/news/show/5442>. (in Russ.)

9. [Information on the primary consumer properties of regulated goods (works, services). On the technical state of grids]. (accessed 13.03.2024). Available at: https://www.rossetivolga.ru/ru/klientam/standart_raskritiya_informatsii_subektami_optovogo_i_roznicnogo_rinkov_elektricheskoy_energii/2018...2023_god/p11binform/. (in Russ.)

10. Naumov I.V. Problems of power transmission accident rate (on example of JSC “Omskenergobyt”). *Safety and Reliability of Power Industry* 2023;16(3):133-142. (in Russ.)

11. Naumov I.V. Assessment of electric energy transport reliability (as exemplified by JSC “Rosseti Siberia Tyvaenergo” power networks). *Safety and Reliability of Power Industry* 2023;16(2):64-72. (in Russ.)

12. [Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation dated 02.06.2017 No. 74 On Amendments to Certain Regulatory Legal Acts of the Ministry of Energy of the Russian

Federation on the Investigation of the Causes of Accidents in the Electric Power Industry (Registered with the Ministry of Justice of the Russian Federation on 03.17.2017 No. 46004). (accessed 12.03.2024). Available at: <https://sudact.ru/law/prikaz-minenergo-rossii-ot-06022017-n-74/izmeneniia-kotorye-vnosiatsia-v-nekotorye/prilozhenie-n-2-prilozhenie-n/tablitca-3/>. (in Russ.)

13. Trofimova E.A., Kislyak N.V., Gilev D.V. Trofimova E.A., editor. [Probability theory and mathematical statistics. A textbook]. Yekaterinburg: Izdatelstvo Uralskogo Universiteta; 2018. (in Russ.)

14. Burdukov N.I., Galeev M.T., Voltov I.P. [Predicting the probability of emergency shutdowns at power grid facilities]. *Elektroenergiya. Peredacha i raspredelenie* 2017;2(41):28-30. (in Russ.)

15. Zorkaltsev V.I. [Long-term temperature variations and their impact on the economy and energy sector]. Novosibirsk: Izdatelstvo Geo; 2017. (in Russ.)

Сведения об авторах

Наумов Игорь Владимирович – Засл. работн. ВО России, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры электроснабжения и электротехники ИРНТУ и Иркутского ГАУ, академик РАЕ, IEEE Senior member, ул. Черемуховая, дом 19б, поселок Молодежный, Иркутский район, Иркутская область, Российская Федерация, 664038, e-mail: professornaumov@list.ru

Соболева Алина Эдуардовна. Студентка 3 курса института Энергетики Иркутского национального исследовательского технического университета, ул. Аметистовая, д. 18, поселок Горный, Иркутский район, Иркутская область, Российская Федерация, 664055, email: alina.sob.27@mail.ru

About the authors

Igor V. Naumov, Honorary Worker of Higher Education of Russia, Doctor of Engineering, Professor, Professor of the Department of Power Supply and Electrical Engineering, INRTU and Irkutsk SAU, Member of the Russian Academy of Natural History, IEEE Senior Member, 19b Chermukhovaya St., Molodezhny, Irkutsky District, Irkutsk Oblast, 664038, Russian Federation, e-mail: professornaumov@list.ru

Alina E. Soboleva. 3rd year student, School of Power Engineering, Irkutsk National Research Technical University, 18 Ametistovaya St., 664055, Gorny, Irkutsky District, Irkutsk Oblast, Russian Federation, email: alina.sob.27@mail.ru

Вклад авторов в статью

Наумов И.В. – идея статьи, разработка программ визуализации данных, построение и анализ прогностических моделей чрезвычайных ситуаций, анализ полученных результатов.

Соболева А.Э. – сбор и анализ исходной информации, статистическая обработка полученных результатов, анализ полученных результатов.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.